

**IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA VIRTUAL COMO APOYO A LOS
PROCESOS DE ENSEÑANZA Y APRENDIZAJE EN LA ASIGNATURA
COMPLETAMIENTO DE POZOS**

**SHIRLY TATIANA PÉREZ MORENO
MAYCOL BRAYAN SUÁREZ ARDILA**

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

2015

**IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA VIRTUAL COMO APOYO A LOS
PROCESOS DE ENSEÑANZA Y APRENDIZAJE EN LA ASIGNATURA
COMPLETAMIENTO DE POZOS**

**SHIRLY TATIANA PÉREZ MORENO
MAYCOL BRAYAN SUÁREZ ARDILA**

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

Director:

**FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ.
Ingeniero de Petróleos, MSc.**

Codirector:

**JORGE IVÁN TORRES CAMACHO
Ingeniero de Sistemas, MSc.**

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

2015

DEDICATORIA

De manera especial y totalmente agradecida primeramente quiero dedicar esta meta alcanzada a DIOS, por guiar mis pasos, por cumplir cada uno de los deseos de mi corazón entre ellos el ser Ingeniera de Petróleos.

A mi mamá que es la mujer que más admiro por su empuje y sus virtudes, una de mis grandes motivaciones para seguir adelante, gracias mamá por confiar en mí, por ser mi amiga incondicional que sin importar lo que pase siempre está conmigo, gracias por inculcarme todo lo que soy hasta hoy, por ser mi consejera y enseñarme que sin importar las caídas siempre hay que levantarse. A mi papá por su colaboración, apoyo y consejos que hicieron posible alcanzar esta meta.

A mi hermana por ser un apoyo, una amiga y una motivación más en mi vida, que sin importar nuestras diferencias siempre ha estado pendiente de mí, doy gracias a Dios por tu vida y por permitirnos compartir y vivir alegrías y tristezas, gracias por escucharme, aconsejarme y acompañarme en este nuevo logro de mi vida.

A mi amorcito, que ha sido la bendición más grande que Dios me ha regalado, mi motivación e impulso durante toda mi carrera, mi compañero y amigo incondicional, mi orgullo. Gracias cielo por tus consejos, por estar siempre pendiente de mí, por tu paciencia y por ser quien eres, gracias a tu gran apoyo este sueño se nos hizo realidad.

A mis demás familiares que de una u otra manera estuvieron pendientes y me brindaron su apoyo durante este largo proceso.

Shirly Tatiana Pérez Moreno

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico especialmente a DIOS, porque Él permitió que mi vida tomara el verdadero sentido, porque me enseñó que Él es el camino, la verdad y la vida, porque gracias a Él hoy sé que todo lo puedo y que todo es posible si tengo Fe.

Le dedico este trabajo a mis padres por estar siempre a mi lado, por su apoyo incondicional, por formarme como una persona íntegra, por enseñarme que con esfuerzo y humildad se pueden lograr grandes cosas, gracias mamá, gracias papá, pasamos por muchos caminos para lograr esta meta y hoy se está viendo reflejado todo el esfuerzo, doy gracias a DIOS por sus vidas.

Dedico este trabajo a la mujer que le ha dado sentido a mi vida, a quien me da las fuerzas para luchar día a día, a ese ángel que DIOS usó para mostrarme el verdadero camino, a quien estuvo conmigo durante toda mi formación como Ingeniero de Petróleos y con quien quiero estar el resto de mi vida, a ti mi vida, a ti te dedico este logro, gracias por estar pendiente de mí, dedicarme tu tiempo y todo tu amor, por aconsejarme y apoyarme, por caminar a mi lado buscando un mismo sueño que se nos está empezando a cumplir.

A toda mi familia, a quienes de una u otra manera me dieron una voz de aliento, abuelos, tíos, primos; a mi suegra y a mi cuñada, porque sin conocerme me abrieron la puerta de su hogar y me acogieron como una persona más de la familia brindándome su cariño y todo su apoyo.

A todos mis maestros, por compartirme sus conocimientos y aportar en mi formación como profesional y como persona.

Maycol Brayan Suárez Ardila

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar queremos darle toda la gloria a Dios y agradecerle por brindarnos la oportunidad de tener vida y salud, por su compañía en todo momento, por darnos la fortaleza, paciencia y sabiduría para alcanzar esta gran meta, un sueño más cumplido de muchos que aún nos quedan por alcanzar.

Igualmente agradecerles a nuestros padres que siempre nos han brindado su apoyo incondicional en todo momento, por darnos las fuerzas y la oportunidad de formarnos como profesionales íntegros, porque siempre estuvieron cuando lo necesitamos, porque gracias a esto hoy estamos trazando un mejor futuro para nuestras familias.

A la Universidad Industrial de Santander por permitirnos ser parte de ella, por darnos la oportunidad de aprender y crecer en conocimiento, por formarnos como personas líderes, como Ingenieros de Petróleos.

Al Ingeniero Fernando Enrique Calvete González director de nuestra tesis y al Ingeniero Jorge Iván Torres Camacho nuestro codirector, por guiarnos durante el desarrollo de este trabajo de grado, brindarnos su ayuda, tiempo y conocimiento.

A todos los docentes que de una u otra forma aportaron un grano de arena valioso en nuestro camino de formación como ingenieros de petróleos.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. CONCEPTOS BÁSICOS Y APLICACIÓN DE LAS TIC EN LA EDUCACIÓN ...	23
1.1 CONCEPTO DE EDUCACIÓN	23
1.2 CONCEPTO DE PEDAGOGÍA	24
1.3 CONCEPTO DE EVALUACIÓN.....	27
1.4 LAS TIC Y SU APLICACIÓN EN LA EDUCACIÓN SUPERIOR	29
1.4.1 Cambios en la educación superior.....	30
1.4.2 Entornos Virtuales de Enseñanza – Aprendizaje, EVEA.	32
1.4.3 La interacción en el aprendizaje.	35
1.4.4 Aprendizaje semipresencial.	36
1.4.5 Educación virtual.....	37
1.4.6 Herramientas de comunicación sincrónica y asincrónica.....	40
1.4.7 Ambientes de Aprendizaje Basados en Computador – AABC.....	42
1.4.8 Ambientes Virtuales de Aprendizaje – AVA.	43
1.5 EL USO DE LAS TIC COMO MEDIO DE EVALUACIÓN	44
1.5.1 Pruebas objetivas.	45
1.5.2 Tipos de pruebas objetivas.	45
1.6 PLATAFORMA MOODLE	47
1.6.1 Características generales.	48
1.6.2 Funciones administrativas.....	49
1.6.3 Características de desarrollo y gestión de cursos.....	50
2. CONTENIDO DE LA ASIGNATURA COMPLETAMIENTO DE POZOS.....	52
2.1 INTRODUCCIÓN AL COMPLETAMIENTO DE POZOS.....	52
2.1.1 Ingeniería de completamiento y servicio a pozos.	52

2.1.2 Componentes del sistema de producción de petróleo.	57
2.1.3 Factores que afectan el diseño del completamiento de pozos.....	65
2.1.4 Capacidad de flujo del pozo.....	75
2.1.5 Configuraciones de completamiento.....	79
2.2 OPERACIONES DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN.....	97
2.2.1 Introducción.	97
2.2.2 Operaciones de perforación.....	97
2.2.3 Registros en hueco abierto.	110
2.2.4 Cementación.....	121
2.2.5 Evaluación de la calidad del cemento.....	133
2.2.6 Cementaciones correctivas o remediales.	135
2.3 OPERACIONES DE REGISTRO Y CAÑONEO.....	163
2.3.1 Parámetros que afectan la productividad del pozo.	163
2.3.2 Registros en hueco entubado.	165
2.3.3 Cañoneo.	168
2.4 OPERACIÓN DEL POZO EN FLUJO NATURAL	177
2.4.1 Configuraciones y equipos de producción en el pozo.....	179
2.4.2 Cabezal de pozo.	181
2.4.3 Sartas de producción.	186
2.4.4 Equipos de fondo.	191
2.4.5 Equipos de superficie.....	199
2.5 OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN DE POZOS	211
2.5.1 Pérdida de productividad del pozo.....	212
2.5.2 Fracturamiento hidráulico.....	216
2.5.3 Acidificaciones.	224
2.5.4 Fracturamiento por acidificación.	227
2.5.5 Recañoneo.....	230
2.5.6 Control de arena.	231
2.5.7 Otro tipo de estimulaciones.....	250
2.6 OPERACIONES DE SERVICIO A POZOS Y <i>WORKOVER</i>	254

2.6.1	Introducción.	254
2.6.2	Operaciones de medición.	255
2.6.3	Operaciones de mantenimiento.	257
2.6.4	Operaciones de <i>workover</i>	258
2.6.5	Operaciones de <i>wireline</i> y <i>slickline</i>	275
2.6.6	Operaciones de <i>coiled tubing</i> y <i>snubbing</i>	285
3.	DISEÑO DEL MATERIAL Y ACTIVIDADES DEL CURSO	303
3.1	UNIDAD 1 – INTRODUCCIÓN AL COMPLETAMIENTO DE POZOS	304
3.2	UNIDAD 2 – OPERACIONES DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN	307
3.3	UNIDAD 3 – OPERACIONES DE REGISTRO Y CAÑONEO	310
3.4	UNIDAD 4 – OPERACIÓN DEL POZO EN FLUJO NATURAL.....	313
3.5	UNIDAD 5 – OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN DE POZOS.....	315
3.6	UNIDAD 6 – OPERACIONES DE SERVICIO A POZOS Y <i>WORKOVER</i>	317
3.7	DISEÑO DEL MATERIAL DE APOYO.....	320
4.	IMPLEMENTACIÓN DEL CURSO EN EL AULA VIRTUAL	330
4.1	INGRESO AL AULA VIRTUAL DE COMPLETAMIENTO DE POZOS.....	330
4.2	INGRESO AL CURSO DE COMPLETAMIENTO DE POZOS	332
4.3	BIENVENIDA AL AULA VIRTUAL DE COMPLETAMIENTO DE POZOS	333
4.4	PRESENTACIÓN DE LAS UNIDADES EN EL AULA VIRTUAL.....	334
4.5	VISUALIZACIÓN DE LAS ACTIVIDADES EN LA PLATAFORMA MOODLE	336
4.6	SISTEMA EVALUATIVO.....	337
4.7	ESPACIO DE COMUNICACIÓN.....	339
5.	CONCLUSIONES	341
6.	RECOMENDACIONES.....	342
	BIBLIOGRAFÍA.....	343

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Sistema de producción de un pozo.....	58
Figura 2. Diámetros disponibles de acuerdo al programa de perforación y revestimiento.....	69
Figura 3. Cambio en la presión del yacimiento vs Producción acumulada.	71
Figura 4. Conificación.	72
Figura 5. Completamiento a hueco abierto	80
Figura 6. Ejemplo del completamiento a hueco abierto con forro no cementado ..	82
Figura 7. Ejemplo de un Completamiento a hueco abierto con forro cementado y cañoneado	84
Figura 8. Completamiento a hueco abierto empacado con grava.....	86
Figura 9. Completamiento con revestimiento cementado y luego cañoneado	87
Figura 10. Forro cementado y cañoneado	89
Figura 11. Completamiento sencillo simple	90
Figura 12. Completamiento múltiple simple	92
Figura 13. Completamiento sencillo de una sola sarta y sin empaque	94
Figura 14. Completamiento sencillo de una sola sarta con un empaque.....	94
Figura 15. Completamiento de doble zona con dos sargas y dos empaques.....	95
Figura 16. Completamiento selectivo en una zona triple y usando doble sarta	96
Figura 17. Malacate o Carretel de cable	98
Figura 18. Perforación con Kelly	99
Figura 19. Elevador y cuñas	100
Figura 20. Inicio de la conexión de una pieza de tubería nueva a la sarta	101
Figura 21. Fin de la conexión de una pieza de tubería nueva a la sarta para continuar con la perforación	102
Figura 22. Bloque viajero	103
Figura 23. Partes de la torre de perforación	104

Figura 24. Realizando una carrera.....	104
Figura 25. Centralizadores y raspadores de tubería	106
Figura 26. Conexión de la tubería y bajando sarta.	107
Figura 27. Instalación de las tuberías de revestimiento	109
Figura 28. Generación de corrientes por invasión del filtrado del lodo en zonas permeables	112
Figura 29. Gráfica para conocer la deflexión de la curva del registro SP	113
Figura 30. Ejemplo de una línea base para la lutita	114
Figura 31. Curva del registro SP casi recta	115
Figura 32. Curva de la corrida de un registro GR	116
Figura 33. Ejemplo de un registro NGS	118
Figura 34. Electrodo y un registro eléctrico	122
Figura 35. Algunas herramientas de cementación.....	124
Figura 36. Proceso de la cementación primaria.....	126
Figura 37. Esquema del pozo para el cálculo de volumen de lechada	128
Figura 38. Ejemplos del uso de tapones de cementos	137
Figura 39. Ejemplo tapón de cemento balanceado.....	139
Figura 40. Ejemplo tapón de cemento balanceado forzado.....	143
Figura 41. Ejemplo de los fluidos con el stinger afuera en una cementación por circulación.....	149
Figura 42. Ejemplo de cementación por circulación.....	150
Figura 43. Ejemplo cementación forzada squeeze	158
Figura 44. Herramienta para correr el registro CBL-VDL y el registro USI	167
Figura 45. Cañoneo tipo bala.....	170
Figura 46. Cañoneo de cargas huecas	173
Figura 47. Tipos de disparo	174
Figura 48. Técnicas convencionales de cañoneo	176
Figura 49. Cañoneo TCP	178
Figura 50. Equipo de producción de un pozo fluyendo	180
Figura 51. Esquema del cabezal de pozo.....	182

Figura 52. Componentes del cabezal de pozo.....	183
Figura 53. <i>Casing head</i> o sección A	184
Figura 54. <i>Casing hanger</i> o sección B	185
Figura 55. <i>Casing spool</i> o sección C	186
Figura 56. Tubería de revestimiento	192
Figura 57. Esquema de un pozo	193
Figura 58. Tubería de producción	194
Figura 59. Árbol de producción o de navidad	200
Figura 60. Componentes del árbol de producción	201
Figura 61. Algunos arreglos de preventoras	203
Figura 62. Ejemplo de una preventora anular	204
Figura 63. Herramienta para probar las preventoras de reventones.....	206
Figura 64. Manómetro de presión	207
Figura 65. Unidad de acumulador.....	208
Figura 66. Desgasificador	209
Figura 67. Separador de gas	210
Figura 68. Ejemplos de estranguladores	211
Figura 69. Propagación de una fractura.....	217
Figura 70. Esfuerzos locales y propagación de las fracturas hidráulicas.....	220
Figura 71. Estimulación por acidificación	225
Figura 72. Tubería ranurada	234
Figura 73. Mallas o rejillas	235
Figura 74. Ejemplo de empaquetamiento con grava.....	236
Figura 75. Forro pre-empacado	237
Figura 76. Limpieza de perforaciones.....	240
Figura 77. Rompiendo el disco	242
Figura 78. Ampliación del hueco.....	244
Figura 79. Limpieza del hueco	245
Figura 80. Bombeo de grava.....	246
Figura 81. Proceso de empaquetamiento con grava a hueco abierto.....	247

Figura 82. Cortador del revestimiento en la zona productora (abrir ventana)	248
Figura 83. Ampliación del hueco para empaquetamiento con grava en un completamiento múltiple	249
Figura 84. Empaquetamiento con grava en un completamiento múltiple.....	250
Figura 85. Estimulación por succión	252
Figura 86. Fracturamiento de estratos	253
Figura 87. Equipo de <i>workover</i> y sus componentes	260
Figura 88. Falla de la sarta de perforación	262
Figura 89. Algunos atascamientos de la sarta de perforación	264
Figura 90. Canasta de pesca	265
Figura 91. Imanes de pesca	266
Figura 92. Algunas herramientas de fresado	267
Figura 93. Sarta de pesca.....	268
Figura 94. Algunas herramientas de agarre externo.....	270
Figura 95. Herramienta <i>Rotary Die Collar</i>	270
Figura 96. Pescador <i>Bowen Spear</i>	272
Figura 97. Pescador <i>Taper tap</i>	273
Figura 98. Herramienta para pesca de cable.....	274
Figura 99. Unidad de línea de cable (<i>wireline/slickline</i>) montada en un camión..	275
Figura 100. Equipo de superficie (Unidad <i>Wireline</i>).....	279
Figura 101. Porta-alambres o <i>Rope Sockets</i>	282
Figura 102. Barras de peso o <i>Stems</i>	283
Figura 103. Martillos o <i>Jars</i>	284
Figura 104. Junta articulada o <i>Knuckle Joint</i>	285
Figura 105. Unidad de tubería flexible o <i>coiled tubing</i>	286
Figura 106. Carrete de servicio de la tubería flexible.....	288
Figura 107. Componentes básicos del conjunto del inyector.....	289
Figura 108. Inyector de tubería y fuerzas que actúan sobre la tubería flexible	290
Figura 109. Preventora de reventones cuádruple con <i>stripper</i>	291
Figura 110. Tubería flexible y sus componentes.....	292

Figura 111. Unidad de inserción de tipo mecánica y de gato hidráulico	296
Figura 112. Componentes de la unidad de <i>Snubbing</i>	299
Figura 113. Arreglo típico de preventoras para pozos vivos	302
Figura 114. Portada Unidad 1	321
Figura 115. Contenido Unidad 1	321
Figura 116. Portada Unidad 2.....	322
Figura 117. Contenido Unidad 2	322
Figura 118. Portada Unidad 3.....	323
Figura 119. Contenido Unidad 3	323
Figura 120. Portada Unidad 4.....	324
Figura 121. Contenido Unidad 4	324
Figura 122. Portada Unidad 5.....	325
Figura 123. Contenido Unidad 5	325
Figura 124. Portada Unidad 6.....	326
Figura 125. Contenido Unidad 6	326
Figura 126. Ejemplo de las presentaciones diseñadas.....	327
Figura 127. Ejemplo de las guías diseñadas.	327
Figura 128. Ejemplo de los quices diseñados.....	328
Figura 129. Ejemplo de los talleres diseñados.....	328
Figura 130. Ejemplo de las actividades propuestas.....	329
Figura 131. Ingreso al aula virtual de aprendizaje	331
Figura 132. Ingreso al Completamiento de Pozos	332
Figura 133. Bienvenida al aula virtual.....	333
Figura 134. Presentación Unidad 1 – aula virtual de Completamiento de Pozos	334
Figura 135. Presentación Unidad 6 – aula virtual de Completamiento de Pozos	335
Figura 136. Visualización de las actividades en la plataforma Moodle	336
Figura 137. Instrucciones para presentar el quiz de la Unidad 1	337
Figura 138. Ejemplo quiz el aula virtual de Completamiento de Pozos	338
Figura 139. Hoja de calificaciones del alumno.....	339
Figura 140. Visualización Foro Noticias, Consultas y Sugerencias	340

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Modelos Pedagógicos.....	26
Tabla 2. Competencias mínimas de los maestros virtuales	33
Tabla 3. Diferencias y similitudes entre la interacción presencial y la interacción en entornos virtuales.....	36
Tabla 4. Relación entre la educación presencial-distancia y la virtual-no virtual ...	41
Tabla 5. Diámetros exteriores de la tubería	187
Tabla 6. Niveles de profundidad para algunos grados y factores de seguridad de la tubería.....	189
Tabla 7. Equipos de fondo	195
Tabla 8. Valores típicos de S, según la condición del pozo	214
Tabla 9. Formato para el diseño de experiencias en línea	304
Tabla 10. Formato para el diseño de experiencias en línea; Unidad 1	304
Tabla 11. Formato para el diseño de experiencias en línea; Unidad 2	307
Tabla 12. Formato para el diseño de experiencias en línea; Unidad 3	310
Tabla 13. Formato para el diseño de experiencias en línea; Unidad 4	313
Tabla 14. Formato para el diseño de experiencias en línea; Unidad 5	315
Tabla 15. Formato para el diseño de experiencias en línea; Unidad 6	317

RESUMEN

TÍTULO: IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA VIRTUAL COMO APOYO A LOS PROCESOS DE ENSEÑANZA Y APRENDIZAJE EN LA ASIGNATURA COMPLETAMIENTO DE POZOS*

AUTORES: PÉREZ MORENO, Shirly Tatiana., SUÁREZ ARDILA, Maycol Brayan**

PALABRAS CLAVE: Aula virtual, Cañoneo, Cementación, Completamiento de pozos, Estimulación de pozos, Reacondicionamiento de pozos, Registro de pozos.

La asignatura Completamiento de Pozos abarca un contenido extenso en el cual se exponen diversas operaciones que pueden ser llevadas a cabo durante la vida productiva de un pozo, para un profesional en formación es de vital importancia tener conocimiento de todos estos temas, así que para poder abarcar todo el contenido de la materia se planteó la búsqueda de un medio para brindar un apoyo a los procesos de enseñanza y aprendizaje; en la investigación inicialmente se muestra un contexto educativo en el que se evidencian las posibilidades que nos brindan las herramientas informáticas para ser usadas como plataforma de ayuda; seguido de esto se presenta el temario completo de la asignatura Completamiento de Pozos que contiene temas relevantes como cementación, registros, cañoneo, estimulación, reacondicionamiento, servicio a pozos, entre otros; se propone una serie de actividades a desarrollar durante el periodo académico basadas en clases presenciales impartidas por el docente, quien contará con el apoyo brindado por un aula virtual en la que se contará con material suficiente para que el estudiante consulte e investigue y en la que podrá estar en contacto con su grupo de clase, estar al tanto de las actividades a desarrollar y tener control de sus calificaciones. Para la implementación del aula virtual fue usada la plataforma Moodle en el ambiente virtual de la Universidad Industrial de Santander.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos

Director: Fernando Enrique Calvete González, MSc.; Codirector: Jorge Iván Torres Camacho, MSc.

ABSTRACT

TITLE: IMPLEMENTATION OF A VIRTUAL TOOL AS SUPPORT TO THE TEACHING AND LEARNING PROCESS IN THE WELL COMPLETION COURSE*

AUTHORS: PÉREZ MORENO, Shirly Tatiana., SUÁREZ ARDILA, Maycol Brayan**

KEYWORDS: Perforating, Virtual tool, Well Cementing, Well Completion, Well Logging, Well Stimulation, Workover.

The Wells Completion course covers an extensive content which sets out various operations that can be carried out during the well's productive life, for a professional in training is vitally important to have knowledge of these topics, so in order to cover the full content of the course search of a medium was raised to provide support for teaching and learning processes; in the investigation is shown initially an educational context in which the possibilities offered by the computer tools are evidenced to be used as support platform; followed by this is displayed the full agenda of the Wells Completion subject which contains relevant themes such as well cementing, well logging, perforating, well stimulation, workover, well service, among others; a series of activities to develop it is proposed during the academic period based on classroom sessions imparted by teacher, who will have the support of a virtual classroom in which count on enough material for that students can review and investigate and where they can get in touch with your class group, be aware of the activities to develop and have control their qualifications. For the application of virtual classroom was used Moodle platform in the virtual environment of the Industrial University of Santander.

* Work degree

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School.

Director: Fernando Enrique Calvete González, MSc.; Codirector: Jorge Iván Torres Camacho, MSc.

INTRODUCCIÓN

El ingeniero de petróleos se enfrenta a un perfil profesional de alta calidad con competencias que requieren de gran compromiso tanto social como ético al momento de realizar funciones en el sector productivo, por lo cual el proceso de aprendizaje es una parte fundamental en la formación integral de un estudiante de Ingeniería de Petróleos.

El área de Completamiento de pozos se enfoca en la parte operacional, lo cual conlleva al manejo de diversas herramientas y procesos que son impartidos por parte del docente de una forma teórica en un aula de clase, obteniéndose así una base sólida para el desempeño profesional. Con el fin de fortalecer las competencias de los estudiantes y apoyar el programa académico de dicha área, se propone el uso de las Tecnologías de la Información y la Comunicación – TIC como herramienta de ayuda para enriquecer y favorecer el proceso de enseñanza y aprendizaje, por lo que se plantea usar un aula virtual como apoyo a los temas propuestos según el contenido del programa de Completamiento de Pozos.

Con base en lo anterior se lleva a cabo el desarrollo de este libro, el cual consta de cuatro capítulos que describen de una manera detalla el trabajo realizado. El primer capítulo contiene conceptos sobre el entorno educativo y pedagógico, igualmente presenta una descripción de la implementación de las TIC y su importancia en los procesos de enseñanza y aprendizaje.

El segundo capítulo contiene un bosquejo general de toda la revisión bibliográfica o investigación que se llevó a cabo durante el desarrollo de este trabajo de grado, allí se presenta información confiable y de valor que abarca conceptos, tipos de herramientas, operaciones y demás temáticas contempladas en el contenido de la asignatura Completamiento de Pozos.

El tercer capítulo hace referencia al diseño del material que servirá como apoyo al docente, donde se presentan seis formatos para el diseño de experiencias en línea en los cuales se plantean las competencias a desarrollar o logros que deben alcanzar los estudiantes, se describen los recursos y actividades que se suministrarán a estos para llevar con éxito el desarrollo del curso y así mismo alcanzar los logros propuestos, también se plantean ciertas actividades de compromiso con el curso que deben tener tanto el educando como el educador, esto con el fin de adquirir responsabilidad y orden permitiendo alcanzar los temas contemplados en el contenido de esta asignatura.

El cuarto capítulo presenta el paso a paso para ingresar al aula virtual de Completamiento de Pozos y a su vez como acceder al contenido de esta, también se muestra la implementación final del aula virtual de dicha asignatura, donde se aprecian los recursos, actividades y evaluaciones planteadas que se llevarán a cabo conforme avanza el curso.

En la implementación del aula virtual de Completamiento de Pozos se tuvo en cuenta la estructuración correcta del contenido que se muestra en ella, con el fin de que el estudiante al seguir el curso pueda apropiarse y entender las temáticas allí plasmadas. Donde se contribuye con el uso de estos entornos virtuales los cuales forman parte del relevante cambio que ha adoptado hoy en día la forma de aprender, apoyado por supuesto en el uso de las nuevas tecnologías.

1. CONCEPTOS BÁSICOS Y APLICACIÓN DE LAS TIC EN LA EDUCACIÓN

En el presente capítulo se definen los conceptos necesarios para poder entender de una forma clara la oportunidad que nos brindan las herramientas informáticas en los procesos de enseñanza y aprendizaje en la educación superior.

1.1 CONCEPTO DE EDUCACIÓN

La educación es una realidad en la que todos hemos participado y donde hemos vivido experiencias a lo largo de nuestra vida. Es un tema del que todos opinan de acuerdo a las propias experiencias educativas pero no se tiene claro el concepto de esta palabra, la cual para las instituciones y los estados es vista como el verdadero motor de desarrollo, por lo que se dedica más tiempo, dinero y esfuerzo a planificar un sistema educativo de calidad y a obligar a los ciudadanos a pasar por este sistema ya que de ella depende tanto el bienestar individual como el colectivo al ser la educación la mayor riqueza y el principal recurso de un país y de sus ciudadanos.

Pero si nos preguntaran que es la educación, como dice Lorenzo García y otros autores, seguro responderíamos que es una conducta de acuerdo a una cultura o una enseñanza dada por la familia o la escuela, pero esta no solo se ciñe a estas conductas externas por lo que es de gran importancia acercarse a su significado real. Para aclarar este término se debe enfatizar en la etimología de este vocablo, donde educación proviene de dos palabras latinas que parten de la misma raíz "educó", y mantienen una idea común, la de criar. En concreto se refiere a:

- **Educare:** Significa cuidar, alimentar, en este sentido educación se centra en la transmisión de la información necesaria para integrar al educando en un contexto concreto, actividad llevada a cabo por otra persona como el educador. La educación tradicional es más conocida por este vocablo, en la que la figura del educador es un elemento clave de todo el proceso educativo.

- **Educere:** Se identifica con el concepto moderno de educación, donde también se exige la actuación del educador que debe guiar ese proceso, pero también la participación del propio sujeto sobre el que se ejerce esta actuación¹.

Estos dos términos adquieren el mismo significado al ayudar a cada persona en el proceso de convertirse en persona, con el paso del tiempo han nacido diversas corrientes pedagógicas que se enfatizan más en uno o en el otro, ya sea que se tengan o no en cuenta estas ideas no cabe duda que la conjunción de ambas logran el proceso educativo².

El termino educación en la lengua castellana aparece hasta 1640 con Saavedra Fajardo según García Carrasco y García del Dujo, quienes afirman que hasta ese momento esa acción se entendía como crianza, instrucción o adoctrinamiento³, estas dos ideas continúan estando vigentes hoy donde hablar de educación es tratar también de formación, enseñanza e instrucción, aprendizaje o adiestramiento.

1.2 CONCEPTO DE PEDAGOGÍA

Una forma de explicar el concepto de la pedagogía es la transmisión del conocimiento y los saberes por parte de los maestros quienes juegan el papel de transmisores en el proceso de enseñanza, buscando llegar a un receptor quien en este caso es el estudiante que busca obtener un aprendizaje. Según Olga Lucía Zuluaga, se define pedagogía como la “disciplina que conceptualiza, aplica y experimenta los conocimientos referentes a la enseñanza de los saberes específicos, en las diferentes culturas”⁴, según el Ministerio de Educación Nacional

¹ GARCÍA ARETIO, Lorenzo; GARCÍA BLANCO, Miriam y RUIZ CORBELLÁ, Marta. Claves para la educación. Actores, agentes y escenarios en la sociedad actual. Volumen 3 de Obras Básicas. [s.l.]: Narcea Ediciones, 2009. p. 30-32. ISBN 9788427716247.

² Ibid., p. 32.

³ GARCÍA CARRASCO, Joaquín y GARCÍA DEL DUJO, Ángel. TEORÍA DE LA EDUCACIÓN I. Educación y acción pedagógica. España: Universidad de Salamanca, 1996., citado por: GARCÍA ARETIO, Lorenzo. Op. cit., p. 32.

⁴ ZULUAGA GARCÉS, Olga Lucía. Pedagogía e Historia. La historicidad de la pedagogía. La enseñanza, un objeto de saber. Bogotá: Siglo del Hombre Editores, Editorial Universidad de Antioquia, 1999. p. 11.

“es el saber propio de las maestras y los maestros, ese saber que les permite orientar los procesos de formación de los y las estudiantes”⁵, de acuerdo a estas definiciones se puede llevar esto al ámbito universitario, en el cual los actores de la pedagogía son los ingenieros y/o maestros que transmiten sus conocimientos a los estudiantes en formación profesional, siendo necesario para esto aplicar distintos modelos o técnicas de enseñanza que permitan la transmisión del conocimiento con un acercamiento de la teoría a la práctica brindando una formación más completa.

Es necesario hacer un alto y dejar en claro que la labor del pedagogo es enseñar y/o transmitir conocimientos, más no entrenar a sujetos para convertirlos en instrumentos que reciban y cumplan órdenes, sino que por el contrario se les eduque para que sean personas capaces de razonar, emitir juicios e innovar con nuevas ideas haciendo de estos, profesionales integrales.

En Colombia, la pedagogía pierde valor en la educación superior haciendo referencia a la importancia que esta tiene en la educación básica, esto no quiere decir que los maestros universitarios tengan menor importancia, sino que no se le ve a esta ciencia con un enfoque profundo; si se habla en términos de modelos pedagógicos como se muestra en la Tabla 1, no se puede decidir por uno o por otro, sin embargo en la mayoría de los casos predomina el modelo tradicional, donde el educador es quien se encarga de decidir cuáles son los contenidos a tratar y de qué forma se van a impartir las clases, siendo un modelo mecánico donde se evalúa al educando por su capacidad de memorización bajo ciertos parámetros establecidos por el maestro, siendo este muy estricto, donde no se le permite al estudiante tener un pensamiento crítico con el que se permita crear espacios en los que se puedan debatir los contenidos y la forma de recibirlos; se debe tener en cuenta que no todas las personas tienen la misma capacidad de percepción, por lo que si existen diversos métodos como los que ofrecen hoy en día las Tecnologías de la

⁵ COLOMBIA. MINISTERIO DE EDUCACIÓN NACIONAL. PEDAGOGÍA. [En línea]. Bogotá D.C. [Consultado el 9 de enero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://www.mineducacion.gov.co/1621/article-80185.html>>

Información y la Comunicación – TIC, sería más fácil la transmisión del conocimiento ya que se ofrecen distintas alternativas de aprendizaje, viendo esta forma de pedagogía cercana a un modelo cognitivo, donde se ofrecen más oportunidades brindando más participación a los educandos al ofrecerles la oportunidad de investigar y aprender por sus propios medios usando estas TIC como plataforma de enseñanza, sin llegar al punto de reemplazar al educador, sino por el contrario viendo esto como una forma de apoyo para el maestro en el proceso de enseñanza, aprendizaje y evaluación.

Tabla 1. Modelos Pedagógicos

MODELOS PEDAGÓGICOS (Rafael Florez Ochoa, Evaluación Pedagógica y Cognición, 1999)					
Modelos	TRADICIONAL	TRANSMICIONISTA Conductista	ROMÁNTICO	COGNITIVO	SOCIAL
Parámetros					
METAS	-Humanista -Metafísica -Religiosa	-Moldeamiento de conducta técnico productiva. -Relativismo ético	-Máxima autenticidad y libertad individual.	-Acceso a niveles intelectuales superiores.	-Desarrollo individual y colectivo pleno.
CONCEPTOS DESARROLLO	-Desarrollo de las facultades humanas y del carácter a través de la disciplina y la imitación del buen ejemplo.	-Acumulación y asociación de aprendizajes.	-Desarrollo natural, espontáneo, libre.	-Progresivo y secuencial. -Estructuras jerárquicamente diferenciadas cambios conceptuales.	-Progresivo y secuencial. -El desarrollo impulsa el aprendizaje en las ciencias.
RELACIÓN MAESTRO-ALUMNO	Autoritaria Maestro ↓ Alumno	-Intermediario -Ejecutor de la programación Programación } Maestro Alumno }	Maestro Auxiliar Alumno ↓ Maestro	-Facilitador, estimulador del desarrollo. Maestro ↕ Alumno	Horizontal Maestro ↔ Alumno
METODOLOGÍA	-Verbalista -Transmicionista -Memorista -Repetitiva	-Fijación a través del refuerzo -Control de aprendizaje a través de objetivos conductuales.	-Sin interferencia -Libre expresión	-Creación de ambientes y experiencias de desarrollo.	-Variado según el nivel de desarrollo y contenido. -Énfasis en el trabajo productivo. -Cofrontación social.
PROCESO EVALUATIVO	-Memorístico -Repetitivo -Evaluación producto -Evaluación calificación	-Conductas esperadas -Evaluación según criterio -Evaluación sumativa	-Sin evaluación -Sin comparación -Sin calificación	Evaluación cualitativa de referente personal. -Evaluar//Calificar -Evaluación con criterio	Evaluación grupal o en relación con parámetros. Teoría y praxis. Confrontación grupal.

Fuente: CALVACHE LÓPEZ, José Edmundo. LAS CORRIENTES PEDAGÓGICAS EN LA EDUCACIÓN COLOMBIANA. p.9. [Adaptado por los autores]

Según el columnista de El Tiempo Francisco Cajiao, al establecer modelos más flexibles, se estimula la curiosidad y se permite explorar una aproximación más cercana a la realidad promoviendo el aprendizaje autónomo y la autodisciplina. Por el contrario, con los modelos tradicionales basados en la homogeneidad, la calificación externa como premio o castigo y la disciplina autoritaria, sería menor la

capacidad de formar personas con pensamiento crítico, capaces de establecer retos propios que los acerquen a sus disciplinas científicas.⁶

1.3 CONCEPTO DE EVALUACIÓN

La evaluación puede ser entendida de distintas maneras de acuerdo a las necesidades y propósitos de las instituciones educativas, algunas definiciones que cita Ana Isabel Mora sobre el significado de evaluación son: “La evaluación es el enjuiciamiento sistemático de la validez o mérito de un objeto, sirve al progreso y se utiliza para identificar los puntos débiles y fuertes, y para tender hacia una mejora”, otro concepto señala que la “evaluación no es solo una herramienta para rendición de cuentas de los aciertos y desaciertos de un plan, programa o un desempeño, sino también sirve para recibir retroalimentación para el mejoramiento académico y personal tanto de los docentes como de los estudiantes, por lo que la evaluación también puede ser vista como un instrumento para sensibilizar el quehacer académico y facilitar la innovación”.⁷

Según el Ministerio de Educación Nacional la evaluación es el elemento regular del trabajo en el aula y se define como una herramienta para promover el aprendizaje efectivo, la pertinencia de la enseñanza, la comprensión de las metas del aprendizaje y la motivación del estudiante y define los siguientes rasgos que caracterizan una buena evaluación en el aula:

- Es formativa, motivadora, orientadora, más que sancionatoria.
- Utiliza diferentes técnicas de evaluación y hace triangulación de la información, para emitir juicios y valoraciones contextualizadas.

⁶ CAJIAO, Francisco. Educación superior y pedagogía. [En línea]. Columnista – EL TIEMPO, Publicado el 4 de noviembre de 2014 en ELTIEMPO.COM. [Consultado el 9 de enero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://www.eltiempo.com/opinion/columnistas/educacion-superior-y-pedagogia/14784541>>

⁷ MORA VARGAS, Ana. La evaluación educativa. Concepto, periodos y modelos. En: Revista Electrónica “Actualidades Investigativas en Educación”. Volumen 4, No.2, 2004. p. 2-3.

- Está centrada en la forma como el estudiante aprende, sin descuidar la calidad de lo que aprende.
- Es transparente y continua.
- Convoca de manera responsable a todas las partes en un sentido democrático y fomenta la autoevaluación en ellas.⁸

Para llevar a cabo el proceso de evaluación tanto los evaluadores como las personas involucradas en este proceso deben cooperar entre sí para que dicha actividad pueda cumplir con las siguientes cuatro condiciones principales, las cuales se pueden aplicar al momento de realizar una evaluación, al planearla o al dar los resultados de esta:

- Ser útil, ya que puede facilitar información acerca de virtudes y defectos así como de soluciones para mejorar.
- Ser factible, al momento de emplear procedimientos evaluativos que se puedan usar sin muchos problemas.
- Ser ética, ya que se debe basar en compromisos explícitos que aseguren la necesidad de cooperación, la protección de los derechos de las partes implicadas y la honradez de los resultados.
- Ser exacta, al momento de describir el objeto en su evolución y contexto, al revelar virtudes y defectos, al estar libre de influencias y al proporcionar conclusiones.⁹

Un concepto diferente es dado por José Rodríguez Conde, expresa que se entiende por evaluación “aquel conjunto de procesos sistemáticos de recogida, análisis e interpretación de información válida y fiable, que en comparación con una referencia

⁸ COLOMBIA. MINISTERIO DE EDUCACIÓN NACIONAL. EVALUACIÓN EN EL AULA. [En línea]. Bogotá D.C. [Consultado el 9 de enero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://www.mineduacion.gov.co/1621/w3-article-236979.html>>

⁹ MORA VARGAS. Op. cit., p. 5-6.

o criterio nos permita llegar a una decisión que favorezca la mejora del objeto evaluado” De esta definición él también resalta tres aspectos importantes, el primero es para aclarar que evaluar no es conocer algo, sino que es un proceso que se atiene a una metodología, unas técnicas o condiciones por lo cual queda lejos de la intuición y de la opinión. Por lo que de aquí surge el concepto de medición, ya que “sin ella la sola valoración induce una opinión subjetiva, no se estaría realizando una evaluación objetiva”

Como segundo aspecto se aclara que cuando se evalúa se está en condiciones de establecer una comparación entre la información de la que se dispone y algún marco de referencia o criterios que rigen alguna acción. Y por último, el proceso de evaluación se concluye con una toma de decisiones, esto con la finalidad de optimizar el proceso de evaluación.

José Rodríguez también nos muestra la diferencia entre la evaluación formativa y la sumativa, la primera conocida también como “evaluación de seguimiento o de proceso, esta se realiza durante la aplicación del programa y su objetivo se dirige a la mejora y optimización de este”. La segunda se conoce también como la evaluación de resultados o de impacto, se lleva a cabo una vez finalizado el programa y su objetivo principal es la justificación y contabilidad”¹⁰.

1.4 LAS TIC Y SU APLICACIÓN EN LA EDUCACIÓN SUPERIOR

Actualmente la educación ha experimentado cambios debido al acelerado avance de la tecnología, por tanto los alumnos de las futuras generaciones se han venido educando a través de las diferentes fuentes de información encontradas en la red las cuales deben ser siempre renovadas y actualizadas, siendo esta la razón para estudiar y aplicar tanto en la educación media como en la superior las tecnologías

¹⁰ RODRÍGUEZ CONDE, José. Aplicación de las TIC a la evaluación de alumnos universitarios. [En línea]. [s.l.]. [Consultado el 4 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <http://campus.usal.es/~teoriaeducacion/rev_numero_06_2/n6_02_art_rodriguez_conde.htm>

de la comunicación y la información, TIC. Cabe resaltar que su uso es de vital importancia ya que estas ayudan a la construcción del conocimiento que hace el estudiante junto con el profesor, proporcionan una mayor velocidad y eficiencia al proceso de comunicación y permite un acceso amplio a las fuentes de información contribuyendo así a la mejora de los procesos de enseñanza y aprendizaje. El uso de las TIC se ve reflejado en las necesidades educativas que tiene la sociedad actual, por tanto la educación debe ir siempre de la mano con la constante evolución.

La aplicación de las TIC en el proceso de formación educativa genera varios cambios y renovaciones, desde el cambio en los procesos didácticos, en el contenido del material hasta en las prácticas de los estudiantes y maestros. Para lograr dichos cambios se debe conseguir la interacción entre el profesor y el alumno, propiciar espacios de aprendizaje que sean efectivos y disponer adecuadamente de las nuevas tecnologías para que la información deseada sea fácil de comprender, apoyando así los procesos de enseñanza y aprendizaje.

1.4.1 Cambios en la educación superior. El uso de las nuevas tecnologías y el auge de la informática han venido transformando aceleradamente los procesos de formación educativa y con ello el papel que tienen tanto los alumnos como los profesores en este nuevo modelo de educación.

- **Cambios en el rol del alumno:** Con la implementación de las TIC en la educación superior hoy en día el rol del alumno es diferente en comparación con la educación tradicional, ya que este medio brinda la posibilidad a los participantes de interactuar con los diferentes medios tecnológicos que hoy están a la vanguardia los cuales permiten que el estudiante este más activo, trabaje en equipo y adquiera más responsabilidad en cuanto a su propio aprendizaje.

Los alumnos que están en contacto con las TIC se benefician y avanzan en su proceso de formación de una manera autónoma y eficaz, donde requieren del apoyo y orientación por parte de los maestros, del uso, selección, organización de la información y disponibilidad tecnológica con el fin de ir a la par con los requerimientos de esta nueva educación.

- **Cambios en el rol del profesor:** Es importante resaltar que el rol del profesor también cambia ya que este se convierte en un facilitador o asesor, no solo es un expositor sino que también se vuelve un aprendiz. En la educación virtual el profesor es el que orienta o guía al alumno en su proceso de aprendizaje y lo induce a la reflexión, a la crítica y a la profundización.

El empleo de las TIC hoy en día provoca inseguridad para algunos maestros que aún no comprenden el beneficio de estas herramientas en los procesos de enseñanza y aprendizaje, este problema se ve debido a la falta de preparación y concienciación por parte de los maestros, por lo cual para superarlo deberían existir más recursos y mejorar el sistema en cuanto a la formación de estos, ayudando así a mejorar las destrezas tecnológicas de los profesores y fomentando un ambiente de confianza en ellos frente al uso de estas herramientas.

Entre las funciones básicas que debe desempeñar un profesor se encuentran: La técnica, la académica, organizativa, orientadora y social, pero para desarrollarlas los maestros deben tener capacidades que según Julio Cabero y Carmen Llorente, son: Tener claro los objetivos de la participación, mantener un estilo de comunicación no autoritario, animar la participación, ser objetivo y considerar el tono de la intervención, cuidar el uso del humor y del sarcasmo, alabar y reforzar públicamente las conductas positivas y no ignorar las conductas

negativas, saber iniciar y cerrar un debate, ser amable, respetuoso, atento y cortés¹¹, y unas competencias mínimas específicas presentadas en la Tabla 2.

- **Cambios metodológicos:** La implementación de las TIC en la educación da una nueva perspectiva de una educación mejor donde el proceso de enseñanza está ligado a diferentes aspectos como el tipo de institución (si es presencial o a distancia, la relación de esta con los profesores, los espacios físicos que dispone, el tipo de certificación que ofrece, etc.); el diseño de la enseñanza (metodología de enseñanza, estrategias didácticas, rol del profesor, rol del alumno, materiales y recursos para el aprendizaje y la forma de evaluación); la motivación, los avances tecnológicos, el acceso a la información y la interacción entre alumnos y profesores.¹²

1.4.2 Entornos Virtuales de Enseñanza – Aprendizaje, EVEA. Definido por Ulises Mestre, Juan Fonseca y Pedro Valdés en su libro Entornos Virtuales de Enseñanza Aprendizaje, un EVEA “es un conjunto de facilidades informáticas y telemáticas para la comunicación y el intercambio de información en el que se desarrollan procesos de enseñanza – aprendizaje”, en el cual interactúan profesores y estudiantes.¹³

Para diseñar e implementar un entorno virtual de enseñanza – aprendizaje se debe tener en cuenta que para ello se usan aplicaciones de internet y las herramientas necesarias para la presentación del material en formato multimedia, las cuales se pueden clasificar en:

¹¹ CABERO ALMENARA, Julio y LLORENTE CEJUDO, M. Carmen. LA INTERACCIÓN EN EL APRENDIZAJE EN RED. USO DE HERRAMIENTAS, ELEMENTOS DE ANÁLISIS Y POSIBILIDADES EDUCATIVAS. En: Revista Iberoamericana de Educación a Distancia – RIED. Vol. 10, No. 2, 2007. p. 104. ISSN: 1138-2783.

¹² SALINAS, Jesús. Innovación docente y uso de las TIC en la enseñanza universitaria. En: Revista Universidad y Sociedad de Conocimiento. Vol. 1, No. 1, 2004. p. 6-8. ISSN: 1698-580X.

¹³ MESTRE GÓMEZ, Ulises; FONSECA PÉREZ, Juan José y VALDÉS TAMAYO, Pedro Roberto. Entornos Virtuales de Enseñanza Aprendizaje. Ciudad de Las Tunas (Cuba): Editorial Universitaria, 2007. p. 1. ISBN: 978-959-16-0637-2

Tabla 2. Competencias mínimas de los maestros virtuales

COMPETENCIAS	DESCRIPCIÓN
Pedagógicas	<ul style="list-style-type: none"> • Profundizar/ Investigar temas. • Estructurar el conocimiento. • Diseño de tareas individualizadas para el autoaprendizaje. • Diseño de actividades de trabajo en grupo. • Formular estrategias de valoración. • Guiar y aconsejar.
Técnicas	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizar adecuadamente el correo electrónico. • Saber dirigir y participar en comunicaciones asincrónicas. • Diseñar, crear y controlar las salas de chat sincrónicas. • Dominar y utilizar procesadores de texto, hojas de cálculo y bases de datos. • Utilizar herramientas de creación de páginas web. • Usar el software con propósitos determinados.
Organizativas	<ul style="list-style-type: none"> • Seleccionar y organizar a los estudiantes para realizar actividades grupales. • Establecer estructuras en la comunicación online con una determinada lógica. • Organizar a los estudiantes teniendo en cuenta sus datos geográficos. • Recopilar y archivar los trabajos de los estudiantes para su posterior valoración. • Organizar las tareas administrativas.

Fuente: CABERO y LLORENTE. LA INTERACCIÓN EN EL APRENDIZAJE EN RED. p.111.

[Adaptado por los autores]

- **Herramientas de comunicación/colaboración:** Facilitan la comunicación y el uso de información tanto a nivel individual como grupal, estas se divide en dos grupos y son:
 - *Herramientas para la comunicación asíncrona:* Usadas en la comunicación no real, como por ejemplo el correo.
 - *Herramientas para la comunicación síncrona:* Usadas para los procesos de comunicación en tiempo real, por ejemplo chat o videoconferencias.
- **Herramienta de navegación y búsqueda:** Facilitan la búsqueda y recuperación de información.

El uso de los espacios virtuales en la educación ha permitido crear nuevas formas de enseñanza y aprendizaje llegando al punto donde no son necesarias las clases presenciales, lo que conlleva a que los profesores tengan un dominio tecnológico a nivel de usuario como mínimo, este nuevo entorno propicia un cambio significativo en el papel que tienen los estudiantes y transforma la educación tradicional.

Según el libro Entornos virtuales de Enseñanza Aprendizaje, cuando se cuenta con un entorno virtual se puede “recurrir a diferentes modelos de comunicación en función de los recursos pedagógicos que se decidan usar, las actividades que se propongan en el curso o el material por el que se opte”¹⁴, por lo que pueden tener lugar entornos de comunicación como:

- **Comunicación uno a uno:** Son las consultas personales al profesor para resolver dudas, aclaraciones individuales.
- **Comunicación uno a muchos:** Es la que se realiza a través de lecturas, recomendaciones, enunciados.

¹⁴ MESTRE GÓMEZ. Op. cit., p. 6-7.

- **Comunicación muchos a muchos:** Son los debates, simulaciones, discusión de casos.

En los entornos virtuales de aprendizaje se debe tener en cuenta la estructuración correcta del contenido que se desea mostrar donde el estudiante al seguir el curso pueda apropiarse y entender las temáticas allí plasmadas. El uso de estos entornos forma parte del relevante cambio que ha adoptado hoy en día la forma de aprender, apoyado por supuesto en el uso de las nuevas tecnologías.

1.4.3 La interacción en el aprendizaje. La incorporación de las TIC ha cambiado el concepto de comunicación educativa y las formas de interacción entre el profesor y los alumnos, brindado la posibilidad de usarlas desde cualquier ubicación y permitiendo disponer de ellas en cualquier momento con tan solo contar con la conexión a internet, lo cual permite tener una comunicación entre el estudiante y el profesor, entre el estudiante de forma individual y entre un grupo de compañeros, bien sea de manera directa o inversa, es decir, que esta relación vaya del estudiante al profesor o viceversa lo cual permite ampliar la interacción entre los participantes cambiando así el esquema de la educación tradicional la cual se basa en la interacción presencial. Cabero y Llorente consideran diferencias y similitudes entre interacción presencial e interacción en entornos virtuales las cuales se muestran en la Tabla 3.

La interacción que se da a través de las redes tanto con los textos como con los profesores y con los otros estudiantes, debe ser un proceso de aprendizaje agradable y no aburrido al igual que productivo.

Tabla 3. Diferencias y similitudes entre la interacción presencial y la interacción en entornos virtuales

Interacción presencial	Interacción en entornos virtuales
Presencia de los autores en el espacio y el tiempo.	No es necesaria la presencia en tiempo y espacio.
Segundo plano de la tecnología	Presencia manifiesta de la tecnología
Limite en el número de personas implicadas en la interacción.	Apertura para el número de personas implicadas en la interacción.
Audiencia bajo cierto control.	Audiencia inabarcable.
Identificación clara del interlocutor.	Identificación efímera del interlocutor.
La interacción predominante es la verbal.	La interacción se da a través de textos, imágenes, audios y por medio de un ordenador.
Interacción con modalidades comunicativas limitadas y excluyentes.	Interacción pluri – modal, puede incluir múltiples modalidades de comunicación y tipo de contenidos.

Fuente: CABERO y LLORENTE. LA INTERACCIÓN EN EL APRENDIZAJE EN RED. p. 99. [Adaptado por los autores]

1.4.4 Aprendizaje semipresencial. Según Mónica Pérez y Anuar Saker, el aprendizaje semipresencial “es también conocido como Modelo Híbrido y en inglés como Blended Learning”¹⁵, es visto como una manera de aprender que usa la enseñanza presencial en combinación con la tecnología no presencial, por lo que adaptarse a este nuevo modelo de formación requiere implementar las TIC de una manera correcta, contar con las herramientas de soporte adecuadas y ser altamente creativos; esto con el fin de brindar un apoyo efectivo a los procesos de enseñanza y aprendizaje.

¹⁵ PEREZ CERVANTES, Mónica Luz y SAKER, Anuar Francisco. Importancia del uso de las plataformas virtuales en la formación superior para favorecer el cambio de actitud hacia las TIC; Estudio de caso: Universidad del Magdalena, Colombia. En: Revista Iberoamericana de Evaluación Educativa. Vol. 6, No. 1, 2013. p. 156. ISSN: 1989-0397.

Una prioridad muy importante e innovadora de las TIC actualmente es su continuo perfeccionamiento en cuanto a las competencias tecnológicas y didácticas de los profesores, ya que estos deben enriquecer sus conocimientos en cuanto al diseño y usos de los ambientes virtuales, para así poder combinar sus clases con la tecnología haciendo ver el contenido de la asignatura de una manera interactiva que favorezca el desarrollo y proceso de enseñanza. En cuanto a los alumnos la incorporación de las TIC despierta el interés en ellos favoreciendo su proceso de aprendizaje.

1.4.5 Educación virtual. El desarrollo de las Tecnologías de la Información y Comunicación TIC, les han brindado la oportunidad a muchas personas de acceder a una educación de calidad y superar los obstáculos de tiempo y distancia brindando una ayuda tanto a los profesores como a los alumnos en los procesos de enseñanza y aprendizaje.

- **Definición:** La educación virtual según el Ministerio de Educación Nacional también es llamada educación en línea y se refiere al “desarrollo de programas de formación que tienen como escenario de enseñanza y aprendizaje el ciberespacio”, en otras palabras no es necesario que se dé un encuentro cara a cara con el profesor y el alumno. Esta es una modalidad de la educación a distancia la cual implica una visión de las exigencias del entorno económico, social y político, así como de las relaciones pedagógicas y de las TIC. No se trata simplemente de una forma singular de hacer llegar la información a lugares distantes, sino que es toda una perspectiva pedagógica.¹⁶
- **Características:** Entre las características principales de la educación virtual están:

¹⁶ COLOMBIA. MINISTERIO DE EDUCACIÓN NACIONAL. Educación virtual o educación en línea. [En línea]. Bogotá D.C. [Consultado el 7 de enero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://www.mineducacion.gov.co/1621/article-196492.html>>

- Es un sistema de enseñanza – aprendizaje, que se da a través de tecnología de telecomunicaciones y redes de computadoras.
 - Facilita a los alumnos el acceso a programas académicos, ofrecidos en cualquier lugar del mundo.
 - La cobertura de sus programas académicos es global.
 - Es un modelo educativo que está centrado en el aprendizaje colaborativo, a través de los servicios de las redes de computadoras.
 - El profesor es básicamente un facilitador de ambientes de aprendizaje.
 - El estudiante aprende por sí mismo y a su propio ritmo, a través de la red, interactuando con sus compañeros, sus profesores y con los textos.
 - Hay flexibilidad tanto temporal como espacial.
 - Debe haber una permanente retroalimentación sobre el desempeño del alumno, lo mismo que una respuesta inmediata a las consultas.¹⁷
- **Requerimientos básicos:** A continuación se presenta un listado de elementos necesarios para apoyar los procesos de enseñanza y aprendizaje de los alumnos al momento de usar un ambiente o entorno virtual:
 - Capacitar a los estudiantes en el uso de las tecnologías.
 - Facilidades de acceso tanto a los alumnos como a los profesores.
 - Disponer de bancos de información bibliográfica en formato digital.
 - Contar con un equipo de profesores que brinden el apoyo necesario en el proceso de formación educativa.
 - Contar con la infraestructura necesaria para implementar y desarrollar el ambiente o entorno virtual.
 - Establecer estrategias de retroalimentación para dar apoyo a los estudiantes.

¹⁷ GIL RAMÍREZ, Hernán. Aproximaciones a la educación virtual. En: Revista No. 24 – CIENCIAS HUMANAS. Universidad Tecnológica de Pereira, 2000. [En línea]. Pereira. [Consultado el 7 de enero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://www.utp.edu.co/~chumanas/revistas/revistas/rev24/gil.htm>>

- Definir e implementar políticas de capacitación y actualización para los profesores.
- Desarrollar los contenidos básicos correspondientes a las temáticas según cada asignatura, estableciendo de manera clara y apropiada criterios de evaluación para los alumnos. ¹⁸

La educación superior actualmente exige cambios en su estructura y funcionamiento, por ejemplo los nuevos requerimientos de la sociedad que son enfocados cada vez en el conocimiento con el fin de responder así a las exigencias del mundo. Debido al acelerado ritmo del desarrollo de la informática, se han creado nuevas tecnologías y nuevos medios que han hecho posible que la nueva educación sea más centrada en el estudiante, más interactiva, participativa, constructiva, libre y enfocada en las necesidades y los ritmos de aprendizaje.

Según José Silvio, esta nueva educación trae consigo una amenaza y una oportunidad, la primera porque “se puede socavar las bases estructurales y funcionales de un sistema educativo que por largos años de tradición y conservadurismo se protege contra cualquier intento de desestabilización de sus funciones y prácticas. Y la segunda porque brinda a quienes deseen liberarse de una serie de barreras para aprender, la posibilidad de asumir el control directo de su aprendizaje y construir su propio conocimiento para satisfacer sus necesidades específicas de manera más efectiva y mejorar así su calidad de vida.”¹⁹

Las nuevas tecnologías han tenido un impacto significativo en la sociedad y por ende en todas las áreas de la educación. En la Tabla 4 se muestra la relación que existe entre la educación no virtual y presencial, la no virtual a distancia, la educación virtual presencial y la educación virtual a distancia.

¹⁸ Ibid.

¹⁹ SILVIO, José. La Educación Superior Virtual en América Latina y el Caribe. Caracas (Venezuela): Instituto Internacional para la Educación Superior en América Latina y el Caribe – IESLAC, UNESCO. p. 6.

1.4.6 Herramientas de comunicación sincrónica y asincrónica. Son herramientas que permiten una comunicación tanto textual, como auditiva y visual entre el receptor y el emisor en el mismo tiempo o tiempos diferentes.

- **Comunicación sincrónica:** Es el proceso de aprendizaje o comunicación que se refiere al acceso inmediato en tiempo real de la información u otros datos, por ejemplo una conversación por teléfono, una sesión de chat o videoconferencias. Algunas características de este tipo de comunicación son:
 - *Es independiente del lugar:* Se produce entre dos o más personas que se encuentran en el mismo lugar o en espacios diferentes.
 - *Es temporalmente dependiente:* Es necesario que los participantes coincidan en un mismo tiempo para que este tipo de comunicación se lleve a cabo.

Dentro de las diferentes herramientas de comunicación sincrónica encontramos:

- *El chat:* Conocido también como programa de mensajería instantánea que conecta a dos o más usuarios sin importar su ubicación geográfica permitiendo tener conversaciones privadas e intercambiar información.
 - *La videoconferencia:* Es un servicio multimedia interactivo que permite la transmisión de videos, textos y sonidos a través de una red local o global a distancia en tiempo real.
- **Comunicación asincrónica:** Es el proceso de aprendizaje o comunicación donde la interacción se produce en distintos espacios de tiempo. Algunas características de este tipo de comunicación son:
 - *Es independiente del lugar:* Se produce entre dos o más personas que se encuentran en el mismo lugar o en espacios diferentes.

Tabla 4. Relación entre la educación presencial-distancia y la virtual-no virtual

	Educación Presencial	Educación a Distancia
Educación No-Virtual	Presencia de todos los actores al mismo tiempo y en el mismo lugar. (Paradigma educativo presencial tradicional)	Actores en distintos lugares y tiempos, pero soportes educativos y métodos de entrega basados en medios tradicionales no – digitales, ni computadorizados (en papel, audio, videos, etc.) Paradigma tradicional educativo moderno de comunicación asincrónica.
Educación Virtual	Actos educativos que se realizan mediante computadora, pero todos los actores se encuentran en el mismo lugar y al mismo tiempo. Paradigma educativo moderno de comunicación sincrónica.	Los actores interactúan a través de los elementos del proceso de enseñanza y aprendizaje, pero se encuentran en lugares y momentos de tiempo distintos. Paradigma educativo moderno de comunicación asincrónica.

Fuente: SILVIO, José. La Educación Superior Virtual en América Latina y el Caribe. p. 7. [Adaptado por los autores]

- *Es temporalmente independiente:* Quiere decir que no es necesario que los participantes coincidan en el mismo tiempo, por ejemplo si un alumno o profesor envía un mensaje a un foro o un correo electrónico este se puede leer en cualquier momento por los demás compañeros o maestros, es decir, no tiene que ser visto al instante.

Dentro de las diferentes herramientas de comunicación asincrónica encontramos:

- *Correo electrónico:* Es un servicio muy usado en internet por el cual se pueden enviar y recibir mensajes, archivos, videos, música, imágenes y datos llegando a cualquier parte del mundo de manera instantánea, siendo la

versión virtual del correo tradicional, el empleo de la arroba “@” es obligatorio.

- *Los foros*: Son una aplicación online de la que disponen muchos portales web especializados en algún tema, donde se accede al diálogo, al debate, se exponen dudas y se conocen opiniones.
- *Los blogs*: Es un espacio virtual que permite editar contenidos de cualquier clase, suministrando información de manera inmediata.

1.4.7 Ambientes de Aprendizaje Basados en Computador – AABC. Son una herramienta que mejora el aprendizaje y permiten desarrollar habilidades metacognitivas, presentan algunas diferencias con respecto al método de enseñanza tradicional ya que brindan la posibilidad de interactuar con diversos recursos propuestos para el aprendizaje, promoviendo así la autonomía del aprendiz.

Desde hace un par de décadas el uso de estos ambientes de aprendizaje son cada vez más usados en el contexto educativo y hoy en día son frecuentes tanto en la educación básica como en la superior, estos se plantean con el fin de apoyar el desarrollo de los diferentes procesos de enseñanza y aprendizaje. Según Valencia, Huertas y Baracaldo, los AABC contemplan las siguientes características que favorecen el desarrollo de dichos procesos²⁰:

- Son propicios en la medida que los aprendices accedan a la información de la forma que deseen y el número de veces que requieran.
- Permiten un mayor control sobre los contenidos y mejores niveles de interactividad.
- Motivan de forma significativa al estudiante hacia el aprendizaje.

²⁰ VALENCIA, Nilson; HUERTAS, Adriana y BARACALDO, Pedro. Los ambientes virtuales de aprendizaje. una revisión de publicaciones entre 2003 y 2013, desde la perspectiva de la pedagogía basada en la evidencia. En: Revista Colombiana de Educación. No. 66. Bogotá D.C: 2014., p. 79. ISSN: 0120-3916.

- Favorecen el seguimiento de metas personales.
- Ayudan al aprendiz a construir su propio conocimiento.

Dentro de este tipo de ambientes de aprendizaje se destacan las enciclopedias digitales, la internet, plataformas educativas para gestionar cursos en la web y ambientes virtuales de aprendizaje, valiéndose de textos, multimedia, diagramas, animaciones, audios, gráficos y demás recursos para presentar la información.

1.4.8 Ambientes Virtuales de Aprendizaje – AVA. Este concepto de AVA nace casi de la mano con el adjetivo virtual y según Valencia, Huertas y Baracaldo, se refieren a las organizaciones, comunidades y actividades prácticas que operan y tienen lugar en internet que permite una comunicación entre usuarios. Dicho de otra manera los AVA son diseñados para apoyar un proceso educativo, por lo que deben obedecer unos principios pedagógicos que orienten las temáticas establecidas para el aprendizaje ya que estos son un espacio de información y comunicación que permiten crear nuevos espacios entre el docente y los estudiantes, superando así los paradigmas de la enseñanza tradicional. Hay tres aspectos que caracterizan dichos ambientes:

- Las herramientas de comunicación, son el eje de estos ambientes y permiten la comunicación y el intercambio de información.
- Los contenidos de aprendizaje los cuales deben responder a un adecuado diseño instruccional.
- La gestión en creación de cursos, usuarios y facilitación de contraseñas. Algunas plataformas para el desarrollo de cursos en los AVA son las gratuitas como MOODLE y las que requieren la compra de licencia como *Black-board*. Los blogs y las wikis son también herramientas usadas para la gestión de AVA solo que no

fueron creadas con fines educativos, ya que son páginas que se editan por los usuarios.²¹

1.5 EL USO DE LAS TIC COMO MEDIO DE EVALUACIÓN

Las TIC ofrecen diferentes aplicaciones para llevar a cabo el desarrollo de la enseñanza, pero actualmente es escasa la tradición del uso de estas herramientas en el ámbito educativo, por ende también es escaso el uso de las TIC como medio de evaluación de los procesos de enseñanza. Según Carmen Fernández, las aplicaciones más frecuentes se relacionan con el diseño y aplicación de exámenes como las pruebas objetivas o con la evaluación del proceso de aprendizaje diseñado exclusivamente con las TIC, como lo son cursos informatizados con un sistema de evaluación propio. También expresa algunas ventajas que ofrecen las TIC en el campo de la evaluación, entre ellas tenemos las siguientes:

- Registrar y gestionar grandes cantidades de información a partir de la elaboración de bases de datos especializados con preguntas de diferentes tipos.
- Combinar diferentes códigos en la formulación de las preguntas (imágenes, figuras, gráficos, información auditiva, estímulos en movimiento, etc.)
- Administrar las pruebas de una forma más flexible: Diferentes canales, distintos momentos para la evaluación, autonomía del alumno para realizar una prueba, etc.
- Diseñar pruebas individualizadas a partir de grandes bancos de ítems o bases de datos que permiten seleccionar las preguntas más adecuadas en función de objetivos de evaluación, características del alumno, contenidos de enseñanza, ritmos de aprendizaje, etc.

²¹ VALENCIA. Op. cit., p. 80-81.

- Generar de forma automática las preguntas que integran una prueba determinando el número de preguntas, niveles de dificultades, tipos de preguntas, estructura de la prueba, etc.
- Disponer de sistemas expertos de corrección que permitan valorar inmediatamente los resultados obtenidos.²²

1.5.1 Pruebas objetivas. Son instrumentos de medición que son elaborados para evaluar aptitudes, actitudes, inteligencia, capacidades, conocimientos, rendimiento y destrezas de los usuarios, se caracterizan por exigir respuestas breves, concretas y con única respuesta. La elaboración de estas pruebas requiere de tiempo ya que las preguntas a redactar deben ajustarse a los objetivos de la asignatura, además el banco de preguntas debe ser extenso para que las pruebas sean válidas, estas son de fácil corrección y calificación por lo que se pueden usar medios mecánicos o electrónicos. Los resultados son independientes del estado de ánimo del profesor y se pueden comparar porque todos los estudiantes son evaluados con los mismos criterios, la calificación objetiva es fácil, rápida y consistente ya que en esta no influyen factores ajenos al contenido de las pruebas como caligrafía, presentación, etc.²³

1.5.2 Tipos de pruebas objetivas. Entre estas se encuentran las siguientes:

- **Prueba de asociación:** Consiste en presentar una serie de elementos en dos columnas paralelas en donde los elementos de una columna se asocian con los de la otra, allí el estudiante debe relacionar entre los elementos de estos dos

²² FERNÁNDEZ, Carmen y CEBREIRO, Beatriz. Evaluación de la enseñanza con TIC. En: Revista de Medios y Educación, Pixel - Bit. No. 21. España: 2013. p. 65-67. ISSN: 1133-8482.

²³ UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. OPEN COURSE WARE. Tecnologías de información y comunicación (TIC). Universidad Industrial de Santander: Centro de Tecnologías de Información y Comunicación – CENTIC. [En línea]. Bucaramanga. [Consultado el 10 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://ocw.uis.edu.co/tecnologias-de-informacion-y-comunicacion-tics>>

grupos. Esta prueba evalúa la capacidad de relacionar ideas en muchos ámbitos de conocimiento y materia de los cuales ya se ha recibido cierta información.

- **Prueba de completar:** En ella se presenta un enunciado que se ha de completar con una palabra o frase, se realiza con el fin de que el estudiante recuerde un aprendizaje adquirido, evaluando así el conocimiento memorístico.
- **Prueba de discriminación:** El estudiante debe escoger una de las dos opciones que se le presentan bien sea si / no o verdadero / falso, pero esta prueba se presta para escoger el resultado al azar por lo que es mejor pedir al estudiante que justifique su respuesta.
- **Prueba de localización o identificación:** Consiste en presentar al estudiante mediante ilustraciones un área para localizar o identificar elementos siguiendo unas instrucciones, donde el aprendizaje se mide según la cantidad de aciertos.
- **Prueba de respuesta breve:** En ella se presenta un enunciado en forma de pregunta y el estudiante responde con una frase, palabra, número o símbolo, con ella se evalúa la capacidad de memoria y se mide la habilidad para resolver problemas numéricos.
- **Prueba de selección múltiple:** Se presenta al estudiante una situación o problema, bien sea como pregunta directa o afirmación incompleta y diferentes opciones que proporcionan posibles soluciones, donde por lo general una de ellas es correcta y las demás sirven de distracción. Con esta prueba se puede medir la comprensión, el análisis, la memoria y la aplicación, en cuanto a la calificación esta se puede obtener de manera inmediata como corrección automatizada.

- **Prueba de ordenación:** En esta se presenta una serie de elementos o datos que el estudiante debe ordenar según un criterio lógico, cuantitativo, cualitativo que se da en el enunciado. Sirve para evaluar la capacidad de observación, reflexión y asimilación de conocimientos.
- **Prueba multiítem:** En ella se presenta una información gráfica o verbal, donde el estudiante debe responder a las preguntas planteadas demostrando que sabe interpretar la información dada, además permite evaluar objetivos cognitivos, procesos de análisis o de interpretación.²⁴

1.6 PLATAFORMA MOODLE

Según Jesús Baños Sancho, esta plataforma fue elaborada por Martin Dougiamas en Perth, Australia Occidental; la palabra MOODLE, en inglés, es un acrónimo de “Modular Object-Oriented Dynamic Learning Environment que en español se traduce a “Entorno de Aprendizaje Dinámico Orientado a Objetos y Modular” y es una aplicación que pertenece al grupo de los Gestores de Contenidos Educativos (LMS, Learning Management Systems) y sirve para crear y gestionar plataformas educativas, quiere decir espacios donde un centro educativo, institución o empresa, gestiona recursos educativos proporcionados por unos docentes y organiza el acceso a esos recursos por los estudiantes, y además permite la comunicación entre todos los implicados (alumnado y profesorado)”²⁵.

“Una de las principales características de MOODLE sobre otros sistemas es que está hecho en base a la pedagogía social constructivista, donde la comunicación tiene un espacio relevante en el camino de la construcción del conocimiento. Siendo el objetivo generar una experiencia enriquecedora.”²⁶

²⁴ Ibid.

²⁵ BAÑOS SANCHO, Jesús. La plataforma educativa MOODLE. Creación de aulas virtuales. Manual de consulta para el profesorado (Versión 1.8). Getafe (Madrid): Instituto de educación secundaria IES Satafi, 2007 .p. 9.

²⁶ ENTORNOS EDUCATIVOS. ¿Qué es Moodle? [En línea]. CABA, Argentina: Distrito Tecnológico, 2013. [Consultado el 11 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://www.entornos.com.ar/moodle>>

MOODLE aparece por primera vez el 20 de agosto de 2002²⁷ y durante el tiempo que ha transcurrido hasta hoy se han presentado nuevas versiones de esta plataforma, las cuales han implementado nuevos recursos y actividades contribuyendo así a la mejora de su servicio; además de lo anterior y como una de sus fortalezas es que tiene código abierto, es decir, al momento de publicarlo en internet su creador decidió usar la Licencia Pública GNU (GPL), lo cual indica que puede ser usado sin la necesidad de pagar ninguna licencia y permite la copia y modificación del mismo, lo que hace de MOODLE un sistema permanentemente activo, seguro y en constante evolución.²⁸

Esta plataforma permite insertar, eliminar, modificar los contenidos y el espacio visual de los cursos con el fin de satisfacer las necesidades de los usuarios y brindar un ambiente interactivo y de fácil ayuda. También en ella se puede hacer un seguimiento bien sea de forma individual o grupal a los estudiantes ya que esta aplicación permite la posibilidad de calificar las actividades que sean asignadas, igualmente brinda la facilidad de recibir por correo electrónico los avisos que se generen en la plataforma. Para tener acceso a ella el usuario debe contar con un ordenador, con un navegador web y con una conexión a internet, al momento de su uso es importante tener una cuenta de usuario ya registrada en esta plataforma.

1.6.1 Características generales.

- Interfaz moderna y fácil de usar diseñada para ser responsable y accesible, la interfaz de MOODLE es fácil de navegar tanto en equipos de escritorios como en dispositivos móviles.
- Tablero personalizable en el cual se puede organizar la visualización de los cursos de la manera deseada donde se pueden ver las tareas y mensajes pendientes.

²⁷ BAÑOS SANCHO. Op. cit., p. 9.

²⁸ ENTORNOS EDUCATIVOS, op cit.

- Posee herramientas y actividades que permiten trabajar y aprender en conjunto tales como foros, wikis, glosarios y más.
- Herramienta de calendario que le ayuda a mantener un registro académico, plazos de cursos, reuniones, y otros eventos de carácter personal.
- Gestión de archivos de una manera ágil en la cual se pueden arrastrar y soltar los archivos de los servidores de almacenamiento en la nube como Dropbox, OneDrive y Google Drive.
- Editor de texto sencillo e intuitivo en el cual es posible dar formato a texto y añadir medios de comunicación e imágenes con un editor funcional en todos los navegadores web y dispositivos.
- Notificaciones con las cuales los usuarios pueden recibir alertas automáticas sobre nuevas actividades y plazos, mensajes privados y de foros siempre que esta función esté activada.
- Seguimiento del progreso y finalización de las actividades y/o recursos por parte de los docentes y los estudiantes al nivel del curso.²⁹

1.6.2 Funciones administrativas.

- Diseño de sitios personalizados fácilmente con un tema de MOODLE con su logotipo, colores y mucho más, o simplemente diseñar un tema propio.
- Autenticación segura e inscripción masiva con más de 50 opciones para matricular a los usuarios al sitio MOODLE y cursos.
- Tiene la capacidad multilenguaje ya que permite a los usuarios ver el contenido en su propia lengua o configurarlo en múltiples idiomas según las necesidades de los usuarios y organizaciones.
- Permite la creación de cursos uno a uno brindando una copia de seguridad que fácilmente puede ser restaurada.

²⁹ MOODLE. Características. Características Generales. [En línea]. Consultado el 11 de febrero de 2015. Disponible en la web en: <<https://docs.moodle.org/28/en/Features>>

- Aborda los problemas de seguridad mediante la administración de roles para especificar y administrar el acceso a los usuarios.
- Soporta estándares abiertos permitiendo importación y exportación IMS-LTI, SCORM y más en MOODLE.
- Posee alta interoperabilidad donde permite integrar aplicaciones y contenidos externos o crear plugins para integraciones personalizadas.
- Permite instalar y desactivar plugins dentro de una sola interfaz de administración.
- MOODLE se actualiza periódicamente con los últimos parches de seguridad para garantizar que su sitio sea seguro.
- Ver y generar informes detallados sobre la actividad y la participación en el curso y el nivel del sitio.³⁰

1.6.3 Características de desarrollo y gestión de cursos.

- Es posible diseñar y gestionar cursos para cumplir con varios requisitos; las clases pueden ser dirigidas por el docente, al propio ritmo del estudiante, de ambas formas o completamente en línea.
- Está construido en la publicación colaborativa donde adopta la participación como medio para fomentar la colaboración dirigida hacia el contenido.
- Permite la enseñanza del docente usando otros medios incluyendo las calificaciones en el libro de MOODLE.
- Tiene soporte integrado de contenidos multimedia permitiendo fácilmente buscar e insertar archivos de video y audio en los cursos.
- Posee una dirección de grupo, donde el docente podrá agrupar los alumnos para compartir cursos, diferenciar actividades y facilitar el trabajo en equipo.

³⁰ MOODLE. Características. Funciones Administrativas. [En línea]. [Consultado el 11 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <<https://docs.moodle.org/28/en/Features>>

- Convenientemente se asignan marcadores a las tareas, se gestiona un grado de moderación y control cuando los marcadores son asignados a los alumnos individualmente.
- Permite revisar y proporcionar una retroalimentación fácilmente en línea mediante anotaciones en archivos PDF directamente en el navegador.
- MOODLE posee actividades incorporadas tales como talleres y encuestas que estimulan a los alumnos a ver, calificar y evaluar el trabajo propio y el de sus compañeros de grupo.
- Motiva y premia la participación de los estudiantes con distintivos personalizados.
- Se puede seleccionar los métodos de clasificación avanzada para adaptar el libro de calificaciones a los criterios establecidos por el docente para los exámenes y actividades del curso.
- Se puede enseñar y compartir en un espacio privado al que solo puede acceder el docente y los participantes del curso.³¹

³¹ MOODLE. Características: Características de Gestión de Desarrollo y Curso. [En línea]. [Consultado el 11 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <<https://docs.moodle.org/28/en/Features>>

2. CONTENIDO DE LA ASIGNATURA COMPLETAMIENTO DE POZOS

En el presente capítulo se exponen los temas que contempla el programa académico de Completamiento de Pozos; está basado en una recopilación bibliográfica, donde se toman apartes de diferentes fuentes y autores con el fin de abarcar todas las temáticas del contenido de dicha asignatura y así poder brindarle al estudiante un apoyo en los procesos de enseñanza y aprendizaje al igual que en su formación como Ingeniero de petróleos.

2.1 INTRODUCCIÓN AL COMPLETAMIENTO DE POZOS

2.1.1 Ingeniería de completamiento y servicio a pozos. Después de realizar cuidadosamente el estudio o evaluación de las formaciones y considerar las pruebas hechas en estas, la compañía operadora decide si se debe sellar y abandonar el pozo bien sea porque está seco o porque no es capaz de producir petróleo o gas en cantidades significativas, o determinan si se debe instalar la tubería de producción y terminarlo.

a) Completamiento o terminación de pozos. Se puede decir que es la única comunicación en superficie con el yacimiento y se define como las operaciones realizadas en un pozo con el fin de ponerlo a producir para obtener la mayor cantidad del hidrocarburo original en sitio o para usarlo como pozo de inyección, utilizando para ello las técnicas más adecuadas al menor costo posible, lo que conlleva a pensar que de un buen completamiento se puede esperar una buena producción de hidrocarburos.

Al finalizar la etapa de perforación, es decir, luego de que el pozo ha sido perforado hasta su profundidad total (TD), evaluado, revestido y cementado, se da inicio a las operaciones de completamiento, las cuales abarcan el diseño, selección e instalación de tuberías, herramientas y equipos en un pozo, y termina cuando este

ha sido puesto en condiciones óptimas de extraer, bombear y controlar la producción de aceite o gas de una manera segura y eficiente o para ser usado como pozo de inyección.

Dentro de las operaciones más comunes del completamiento se encuentran la corrida de registros de hueco revestido, instalación y cementación del *casing* de producción o *liner*, el cañoneo de la o las zonas productoras, el empaquetamiento con grava, la instalación del *tubing* o tubería de producción, asentamiento de empaques, instalación de válvulas reguladoras, instalación del sistema de levantamiento artificial según el caso, pruebas de producción, entre otras; se aclara que no siempre se realizan todas las operaciones antes mencionadas ya que existen diversas formas de completar un pozo.

Como se mencionó al inicio, el completamiento tiene como principal objetivo dejar el pozo en condiciones de obtener la máxima producción al menor costo posible, por lo tanto, se debe tener cuidado tanto con las propiedades del fluido de trabajo con el fin de ocasionar el menor daño posible a la formación, como también estudiar cuidadosamente los factores que afectan la selección del tipo de completamiento, por lo que se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones³²:

- Producción de uno o más yacimientos.
- Tipo y volumen del fluido que va a ser producido.
- Tamaño del revestimiento de producción.
- Tamaño y longitud de la tubería de producción.
- Consolidación de la formación.
- Profundidad del pozo.
- Tipo de empaque.

³² CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS. Venezuela: CIED, 1996. p.19-20.

- Estimulación requerida.
- Características y propiedades del yacimiento: consolidación, presión, temperatura, etc.
- Técnicas de cañoneo.
- Requerimientos de levantamiento artificial.
- Presencia de contaminación: H₂S, CO₂, etc.
- Normas de seguridad y regulaciones.
- Aspectos económicos.

Las técnicas de completamiento de pozos han experimentado cambios debido al auge de la tecnología en el campo de la ingeniería donde se han visto mejoras en cuanto a tuberías de producción más resistentes a los efectos corrosivos, nuevos cañones de perforación, nuevos fluidos de completamiento, etc.

b) Reacondicionamiento o *workover*. El *workover*, conocido también como rehabilitación, reacondicionamiento o reparación de pozos, es todo procedimiento o trabajo de mantenimiento realizado en un pozo de petróleo o gas después de que se ha completado el pozo y ha comenzado la producción del yacimiento, esto con la finalidad de restaurar o incrementar la producción o inyección.

A partir de que un pozo empieza a producir cambia de estado una o varias veces durante su vida útil, estos cambios requieren de diferentes trabajos de *workover*. Por ejemplo, un pozo que inicialmente producía por flujo natural dejó de producir por sí solo y fue necesario instalar un sistema de levantamiento artificial; al final de su vida productiva se decidió abandonar el estrato productor y recompletar el pozo en un estrato superior para ponerlo a producir de nuevo; tiempo después se determinó convertirlo a inyector; las anteriores reparaciones representan la alternativa de alargar la vida del pozo y permiten mantener un control sobre los diferentes problemas de producción, por lo que se deben llevar a cabo estudios

contendientes para identificarlos y analizar el tipo de reparación (*workover*) a realizar, esto con el fin de obtener una óptima rentabilidad.

Es de vital importancia conocer “las características de la zona productora, tales como su presión, el grado de consolidación y su sensibilidad al daño, este último factor es frecuentemente despreciado, lo que causa el fracaso de muchos servicios.”³³

Algunas de las razones por las cuales es necesario intervenir con un trabajo de *workover* o reacondicionamiento son:

- **Reparar daños mecánicos:** Las fallas mecánicas se pueden presentar de diversas maneras, por ejemplo desde una falla de tubería de producción o un empaque, una camisa corrediza, el equipo para levantar gas, válvulas de seguridad recuperables con tubería o wireline, hasta cabezas de pozo que han fallado o que se encuentran fallando.
- **Estimular completamientos existentes:** Generalmente se logra estimular el yacimiento introduciendo un ácido suave a través de los cañones hacia un reservorio existente, con el fin de lograr disolver los sólidos solubles y así poder restablecer la producción, este procedimiento se puede llevar a cabo con una unidad de *coiled tubing*, una de *snubbing* o con una de tubería de producción pequeña.
- **Completamiento de yacimientos múltiples:** Un completamiento doble permite producir de manera simultánea de dos zonas.

³³ DELGADO RAMÍREZ, Juan A. Especificaciones técnicas, manual – guía de empaques en operaciones de completamiento y reacondicionamiento de pozos. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. 2005. p.11.

- **Recompletamiento de una zona existente:** Cuando la zona de interés inferior se agota, se suele aislar con un tapón de cemento antes de abrir la camisa adyacente a la zona que se quiere poner a producir a continuación, se corta y se retira la tubería de producción por encima de la zona que se agotó. Se cañonea la zona, después de colocar y probar el tapón de cemento se abre la camisa y se pone a producir.
- **Reparación de trabajos de cementación que fallaron:** Generalmente se evidencian problemas con los trabajos de cementación por presión en el revestimiento intermedio y por presencia de trozos de cemento en el cuerpo del estrangulador, esto también puede estar acompañado de una reducción en la producción diaria a medida que las líneas de superficie se taponan de cemento.³⁴
- **Otras razones por las que se lleva a cabo el reacondicionamiento son:** Controlar la producción de agua y gas, prevenir conificación de agua, incrementar la producción, aislar y reparar zonas con cementación remedial, controlar problemas de producción de arena, profundizar, desviar o perforar direccionalmente, convertir un pozo de productor a inyector, cambiar tubería de producción, limpiar el pozo de tapones de arena, parafina, desechos metálicos y otros, realizar operaciones de estimulación de pozos (acidificación, fracturamiento), entre otras.

Estas actividades se realizan generalmente para mantener o mejorar la productividad del pozo, “aunque en algunas aplicaciones con línea de acero y tubería flexible se efectúan para evaluar o monitorear el rendimiento del pozo o el yacimiento. En las actividades de servicio al pozo, se utilizan, de forma

³⁴ Ibid., p. 12-14.

cotidiana, líneas de acero, tubería flexible, equipos de reparación de pozos y de entubación bajo presión o unidades de varilla”.³⁵

2.1.2 Componentes del sistema de producción de petróleo. El proceso de producción en un pozo de petróleo o gas comienza desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la Figura 1 se muestran las tres etapas de flujo en que se puede dividir el sistema completo de producción de un pozo, la etapa de flujo del yacimiento al pozo a través del intervalo ya terminado, el flujo de los fluidos del fondo del pozo a la superficie y finalmente el flujo de la cabeza del pozo al separador a través de la línea de flujo superficial.

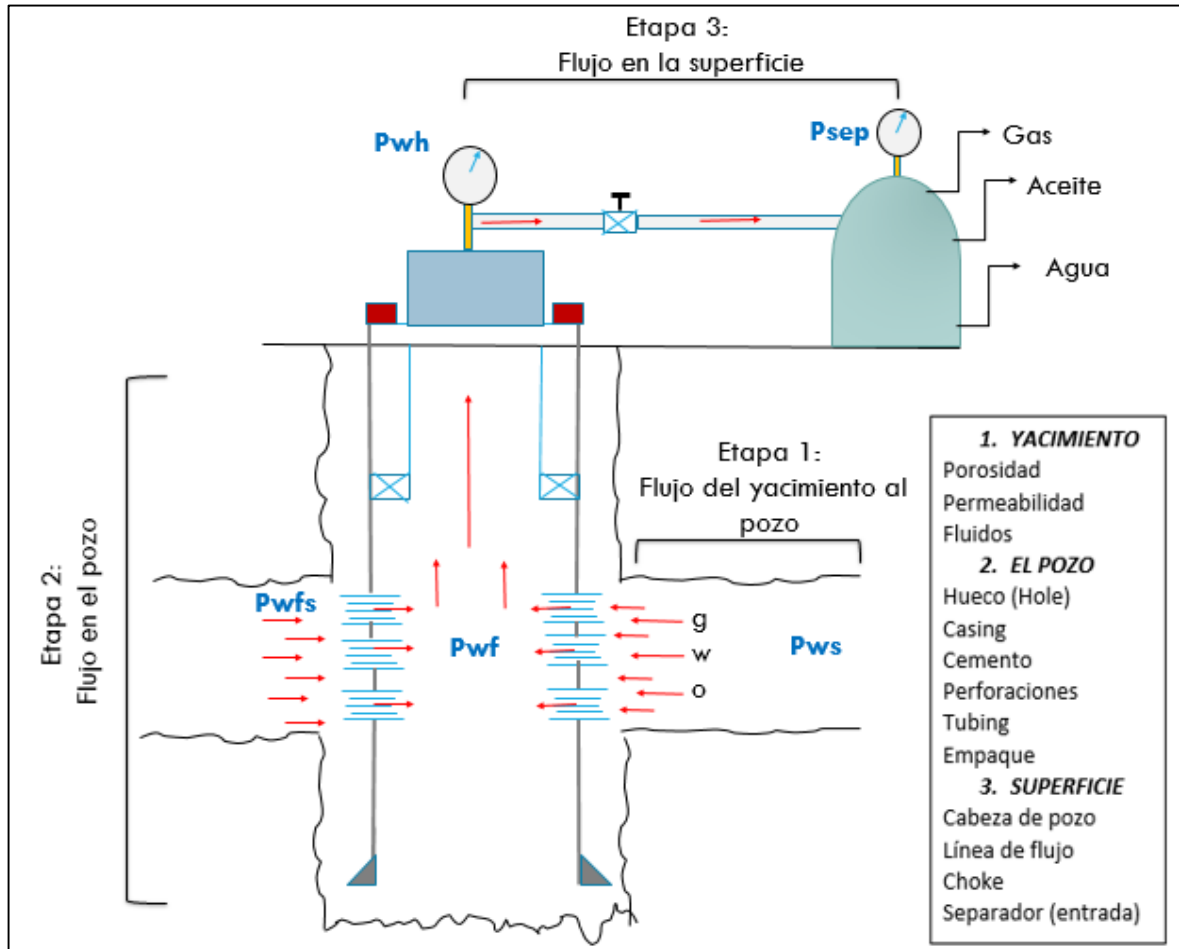
En este proceso existe una presión de partida de los fluidos, que es la presión estática del yacimiento, P_{ws} , una presión de fondo fluyendo antes de entrar el fluido al intervalo cañoneado, P_{wfs} , una presión de fondo fluyendo en el pozo, P_{wf} , una presión en la cabeza del pozo, P_{wh} y una presión final o de entrega, que es la presión del separador en la estación de flujo, P_{sep} .

El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia “ r_e ” del pozo donde la presión es P_{ws} , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara del pozo o radio del hoyo, r_w , donde la presión es P_{wfs} . En este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo ($K_o \cdot h$), presente restricciones en las cercanías del hoyo (daño, S) y el fluido ofrezca resistencia al flujo (μ_o). Mientras más grande sea el hoyo mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo, aumentando así el índice de productividad del pozo. Al atravesar el completamiento los fluidos entran al fondo de este con una presión P_{wf} , en el interior del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción

³⁵ SCHLUMBERGER, Servicio de Pozo. [En línea]. [Consultado el 11 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/well_servicing.aspx>

venciendo la fuerza de gravedad y la fricción en las paredes internas de la tubería, en el cabezal la presión resultante se identifica como P_{wh} .³⁶

Figura 1. Sistema de producción de un pozo



Fuente: Basado en los apuntes de clase de Métodos de Producción con el Ing. Fernando Calvete, (2013). [Adaptado por los autores]

Los componentes del sistema de producción de petróleo se presentan a continuación:

³⁶ CAMARGO, Edgar, *et al.* Un modelo de producción de pozos por levantamiento artificial utilizando análisis nodal. . *En*: Revista Ciencia e Ingeniería. Vol.30, No.1, 2009. p.25. ISSN: 1316-7081

a) Yacimiento. Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Para tener un yacimiento de hidrocarburos básicamente se debe contar con una fuente, un camino migratorio, una trampa, porosidad/almacenaje y permeabilidad. Los ingenieros de yacimientos necesitan contar con conocimientos geológicos durante el desarrollo de su vida profesional, en virtud a que todo yacimiento que se estudie tiene antecedentes de tipo geológico. Normalmente, un yacimiento es definido mediante la perforación, de modo que se dispone de algunos datos en puntos discretos dentro del sistema. Dicha información es contenida en análisis de ripios, perfiles de pozo, análisis de corazones, análisis de rayos X y tomografía, muestras de paredes, pruebas de presión y pruebas de producción, entre otros. Lo que indica que una buena descripción del yacimiento depende de la habilidad para interpretar la información recolectada.³⁷

Hoy en día técnicas modernas tal como la sísmica 3D, nuevos registros y mediciones de pruebas de pozo permiten dar una descripción más precisa del pozo y la configuración del yacimiento. Describir apropiadamente el yacimiento incluye tener en cuenta el grado de heterogeneidad, discontinuidades y anisotropías, la trayectoria del pozo, el azimut, entre otras propiedades que tienen un gran efecto en la producción del mismo. Conocer la historia geológica que ha precedido la acumulación del hidrocarburo que presenta el yacimiento es esencial, como también saber que no solo un anticlinal, una falla o un canal de arena son únicamente el depósito de los hidrocarburos sino que también controlan el futuro desempeño del pozo. Por lo que no hay duda que los mejores ingenieros de petróleos son los que entienden los procesos geológicos de la migración, depósito y acumulación de los fluidos.³⁸

³⁷ ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva-Huila: Editorial Universidad Surcolombiana. p. 12.

³⁸ ECONOMIDES, J. Michael; HILL A. Daniel y EHLIG-ECONOMIDES Christine. Petroleum Production Systems. New Jersey: Editorial Prentice Hall PTR, 1994. p.2. ISBN: 0-13-658683-X.

- **Porosidad (ϕ):** La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca, y es usualmente expresada en porcentaje, matemáticamente se define así:

V_p = volumen poroso, V_t = volumen total

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (\text{Ec. 1})$$

Esta propiedad es un indicador directo de la cantidad de fluido que contiene la roca, además es la que da a esta la habilidad característica de absorber y contener los fluidos acumulados en ella como el aceite y el gas. Los factores primarios que controlan la porosidad son: tamaño de grano, selección, textura (forma del grano, redondez y empaque), tipo y modo de cementación de los granos, y la cantidad y ubicación de arcillas u otros minerales asociados con la arena. La estratificación e intrusión de las arcillas, carbonatos, u otros materiales en los intersticios de un depósito de arena contribuyen a presenciar una baja porosidad y permeabilidad.³⁹

La porosidad del yacimiento puede ser medida con una variedad de técnicas de laboratorio usando los núcleos tomados del yacimiento o con mediciones de campo incluyendo los registros y pruebas de pozo, esta es una de las primeras propiedades obtenidas en cualquier esquema de exploración, obtener un valor deseable es esencial para la continuación de cualquier actividad futura en la explotación del yacimiento.⁴⁰

Durante el proceso de sedimentación algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos o

³⁹ ALLEN, Thomas y ROBERTS, Alan. Production Operations. Oklahoma: 1982. p.10. ISBN:0-930972-03-1

⁴⁰ ECONOMIDES. Op, cit., p.3.

catagénicos, tales como cementación y compactación. Por ende, existirán poros interconectados y otros aislados, lo que conlleva a clasificar la porosidad en absoluta y efectiva. La primera es aquella que considera el volumen poroso de la roca este o no interconectado, por ejemplo una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral. La segunda es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de la roca. Esta es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca.⁴¹

- **Permeabilidad (k):** La permeabilidad es una medida de la facilidad con que el fluido pasa a través de una roca porosa, bajo condiciones de flujo no turbulento y está en función del grado de interconexión entre los poros. Henry Darcy realizó los trabajos iniciales sobre la permeabilidad, cuando investigó el flujo de agua a través de filtros de arena y por esta razón la unidad de permeabilidad en la industria petrolera se conoce como darcy. La unidad práctica es el milidarcy (md) que es un milésimo de darcy y es la que se usa comúnmente en la industria. La permeabilidad de las arenas productivas varía de 1 a 1000 md (0.001 a 1 darcy). Algunas veces es mayor.

Esta propiedad puede variar ampliamente en lugares diferentes de la roca del mismo yacimiento y probablemente hay pocos lugares donde se pueda medir con suficiente exactitud la permeabilidad de las muestras individuales. En términos generales se puede decir que cuando los valores son menores de 50 md, los pozos que drenan el yacimiento son relativamente malos productores, en cuanto a la producción diaria por pie de productividad neta (a menos que se haga un tratamiento de estimulación a la formación, como es la fracturación o la acidificación). Cuando los valores están entre 50 y 250 md, los pozos

⁴¹ ESCOBAR. Op. cit., p.48.

productores serán de medios a buenos; cuando las permeabilidades en los pozos son mayores de 250 md, estos serán buenos. Sin embargo, estas generalizaciones no permiten hacer concesión alguna a los problemas individuales de cada pozo, como lo es una alta fracción de agua, elevadas relaciones gas/aceite y problemas de arenamientos.⁴²

- **Fluidos:** El aceite y el gas nunca se encuentran disponibles solos saturando el espacio poroso, el agua siempre está presente. Ciertamente hay rocas que están mojadas por aceite, lo cual implica que las moléculas de aceite se adhieran a la superficie de la roca, aunque con mayor frecuencia las rocas son mojadas por agua. Las fuerzas electrostáticas y la tensión superficial actúan para crear estas mojabilidades las cuales pueden cambiar, por lo general con consecuencias perjudiciales, como resultado de la inyección de fluidos, perforación, estimulación, presencia de productos químicos de acción superficial u otras actividades. Si el agua está presente pero esta no fluye, la correspondiente saturación de agua es conocida como connata o intersticial.

Los hidrocarburos, son mezclas de muchos componentes que están divididos dentro del aceite y el gas, esta mezcla depende de su composición y de las condiciones de presión y temperatura, pueden aparecer como aceite o gas, o una mezcla de los dos. Frecuentemente el uso de los términos de aceite y gas es confuso, el aceite o gas producido se refiere a aquellas partes de la mezcla total que estarían en estado líquido y gaseoso, respectivamente, después de la separación superficial. Por lo general la presión y temperatura correspondiente están a condiciones estándar, que es usualmente pero no siempre, 14.7 psi y 60°F.⁴³

⁴² Nind, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Ontario, Canadá: Editorial Limusa, 1987. p.19-21. ISBN: 0-07-046576-2.

⁴³ ECONOMIDES. Op. cit., p.4-5.

b) El pozo. Está compuesto por las siguientes partes:

- **Hueco (hole):** La zona circundante al pozo es importante. Primero, toda actividad intrusiva tal como perforación, cementación y completamiento del pozo alteran la condición del yacimiento. La estimulación de la matriz es un intento para recuperar o incluso mejorar la permeabilidad cercana al pozo, el daño también es asociado incluso con la estimulación siendo el efecto neto de lo que se espera sea un beneficio. Muchos pozos son cementados y revestidos, ya que dentro de los objetivos de la cementación esta soportar el *casing* y para formaciones profundas la razón más importante es aislar las zonas de la contaminación, ya que los fluidos producidos de otras formaciones pueden ser una invasión fácil en un completamiento a hueco abierto.⁴⁴
- **Casing o revestimiento:** Es una sección armada de tubería de acero y configurada para adecuarse a un pozo específico, estas secciones de tubería se conectan y se bajan en un pozo para luego cementarse en su lugar. La tubería de revestimiento se coloca para proteger o aislar las formaciones adyacentes al pozo.
- **Cemento:** Las operaciones de cementación pueden llevarse a cabo para sellar el espacio anular después de bajar una sarta de revestimiento, para sellar una zona de pérdida de circulación, para colocar un tapón en un pozo existente desde el cual se puedan efectuar desviaciones con herramientas direccionales o taponar un pozo para que pueda ser abandonado.
- **Cañoneos:** Los disparos son la distribución radial de cargas explosivas sucesivas alrededor del eje del cañón, se hacen con el fin de perforar la tubería

⁴⁴ ECONOMIDES. Op. cit., p.8.

de revestimiento, el cemento y la formación para alcanzar la zona de interés y permitir el flujo de los fluidos a producir.

- **Tubing:** Se entiende como aquella serie de tubos sin soldadura que bajan al pozo enroscándose uno al otro hasta llegar a la profundidad deseada, conduciendo a superficie el fluido producido por la formación.
- **Empaque:** Es el que asegura el sellado entre el *tubing* y el *casing* para prevenir el movimiento del fluido al anular.

c) Superficie. Se pueden encontrar componentes como:

- **Cabeza de pozo:** Es un punto del sistema en el que se produce el cambio de dirección de flujo vertical a horizontal y de donde se toma el dato de la presión de surgencia para conocer la energía de producción del pozo.
- **Línea de flujo:** Este componente es el que comunica la cabeza de pozo con el separador y donde el fluido presenta un comportamiento que obedece a las condiciones adoptadas para el sistema de producción de petróleo.
- **Choke:** Es el que controla la producción del pozo con el cual se puede aumentar o disminuir el caudal de producción.
- **Entrada al separador:** Cuando el fluido entra al separador, empieza una etapa de separación y tratamiento para que sea posible llevarlos a los terminales de embarque con las especificaciones requeridas por el cliente o ser llevados a las refinerías.

2.1.3 Factores que afectan el diseño del completamiento de pozos. El completamiento ideal de un pozo es aquel que represente la más baja inversión, esto considerando los costos de operación y aquel que satisfaga o cumpla con las funciones que este debe cumplir la mayor parte de su vida. Para diseñar bien el completamiento de un pozo es razonable hacer una estimación de las características de la producción durante la vida útil del pozo. Tanto las consideraciones del yacimiento como las mecánicas deben ser evaluadas.

Existen muchos factores que afectan el completamiento de un pozo, se examinarán los principales agrupados en seis categorías que son: 1) Propósito del pozo, 2) Medio ambiente, 3) Perforación, 4) Yacimiento, 5) Producción y 6) Técnicas de completamiento.⁴⁵

a) Factores relacionados a los propósitos del pozo. El propósito de la perforación puede variar dependiendo del pozo, con una distinción básicamente entre un pozo de exploración, un pozo de apreciación o confirmación y un pozo de desarrollo.

- **Pozos de exploración:** El objetivo principal de este tipo de pozos es determinar la naturaleza y características del fluido en el yacimiento, ya sea agua, aceite o gas, así mismo obtener datos preliminares como presión inicial, temperatura, permeabilidad aproximada, productividad de la zona de interés y otros datos como el comportamiento de la presión, muestras de fluidos lo que implica bajar al pozo con herramientas de medición mediante Wireline u otros; subsecuentemente el pozo es suspendido o abandonado. Cabe señalar que las complicaciones surgen en la elaboración del programa de pruebas y abandono del pozo debido a que los datos requeridos son generalmente muy incompletos y frecuentemente disponibles solo hasta último minuto; la información

⁴⁵ PERRIN, Denis. Well Completion and Servicing. Paris: Editorial Technip, 1999. p.1-12. ISBN: 2710807653

recolectada ayuda a completar la data de geología, geofísica y demás; basado en esto se pueden tomar decisiones como desarrollar o no el yacimiento o perforar uno a más pozos a futuro para obtener información adicional.

- **Pozos de apreciación o confirmación:** El propósito de estos es completar y mejorar la data obtenida de los pozos de exploración; las pruebas son realizadas por un periodo de tiempo más largo que los pozos de exploración ya que es necesario determinar las características del yacimiento, particularmente la permeabilidad, la existencia de heterogeneidad, discontinuidad o fallas, límites del yacimiento y un posible empuje por agua; todos los datos obtenidos son usados para realizar las primeras correlaciones entre pozos dando una visión de campo en lugar de un solo pozo. Luego de esto se trabaja en el desarrollo de esquemas con su correspondiente pronóstico de producción y tomar la decisión si se desarrolla el campo.
- **Pozos de desarrollo:** El propósito principal de estos pozos es poner el campo en funcionamiento, es importante probar este tipo de pozos evaluando la condición del pozo y chequeando que tan efectivo ha sido el completamiento, y de ser necesario obtener más información acerca del yacimiento.

Hay diferentes tipos de pozos de desarrollo, los hay de producción quienes son los más numerosos y su objetivo es optimizar la relación productividad-precio, los hay de inyección que hay en menor cantidad, pero son frecuentemente cruciales en la producción del yacimiento; en particular, algunos pozos de inyección son usados para mantener la presión del yacimiento y otros para deshacerse de fluido no deseado y por último los hay de observación que generalmente hay pocos o ninguno en un campo; se completan para monitorear la variación de los parámetros del yacimiento como interferencia entre fluidos, presión, entre otros. Algunas veces los pozos que fueron perforados y hallados inapropiados para producción o inyección pueden ser usados para observación.

El mismo pozo puede ser usado de diferentes formas, es decir, primeramente como pozo de producción y luego de un periodo de cierre puede ser convertido a inyector.

b) Factores relacionados al medio ambiente. Pueden haber limitaciones sobre las operaciones debido al país o el sitio donde el pozo está ubicado, ya sea en tierra o costa afuera; las limitaciones pueden involucrar dificultades para la obtención de suministros, el espacio disponible, la disponibilidad de los servicios públicos, las reglas de seguridad que se deben aplicar, ciertas aplicaciones que pueden o no realizarse, así como las condiciones meteorológicas y oceanográficas pertinentes que también deben tenerse en cuenta.

c) Factores relacionados a la perforación. Dentro de estos se encuentran:

- **Tipo de torre de perforación usada:** Aunque los pozos son algunas veces completados con una torre específica que reemplaza la de perforación, la misma es usada frecuentemente para perforación y completamiento. Se deben tener en cuenta: las características de la torre, el tipo de equipo disponible en esta y unidades adicionales como la de cementación que pueden estar disponibles; de hecho, es mejor elegir la torre de perforación desde el principio con las debidas consideraciones dadas para satisfacer los requerimientos del completamiento.
- **Perfil del pozo:** La desviación del pozo está relacionada a un grupo de pozos productores en superficie ya sean en tierra o costa afuera, o es debido a consideraciones de ingeniería de yacimientos (perforación horizontal, etc.). La desviación puede limitar o incluso descartar la elección de algunos equipos o técnicas usadas para trabajar en el pozo.
- **Programa de perforación y revestimiento:** Para el desarrollo de un pozo, lo más importante es tener un hueco con un diámetro suficiente para acomodar el

equipo que será instalado; cuando el diámetro perforado de la zona productora es incrementado mucho más allá que lo que es requerido para el equipo de producción, este no aumenta mucho la capacidad de flujo del pozo.

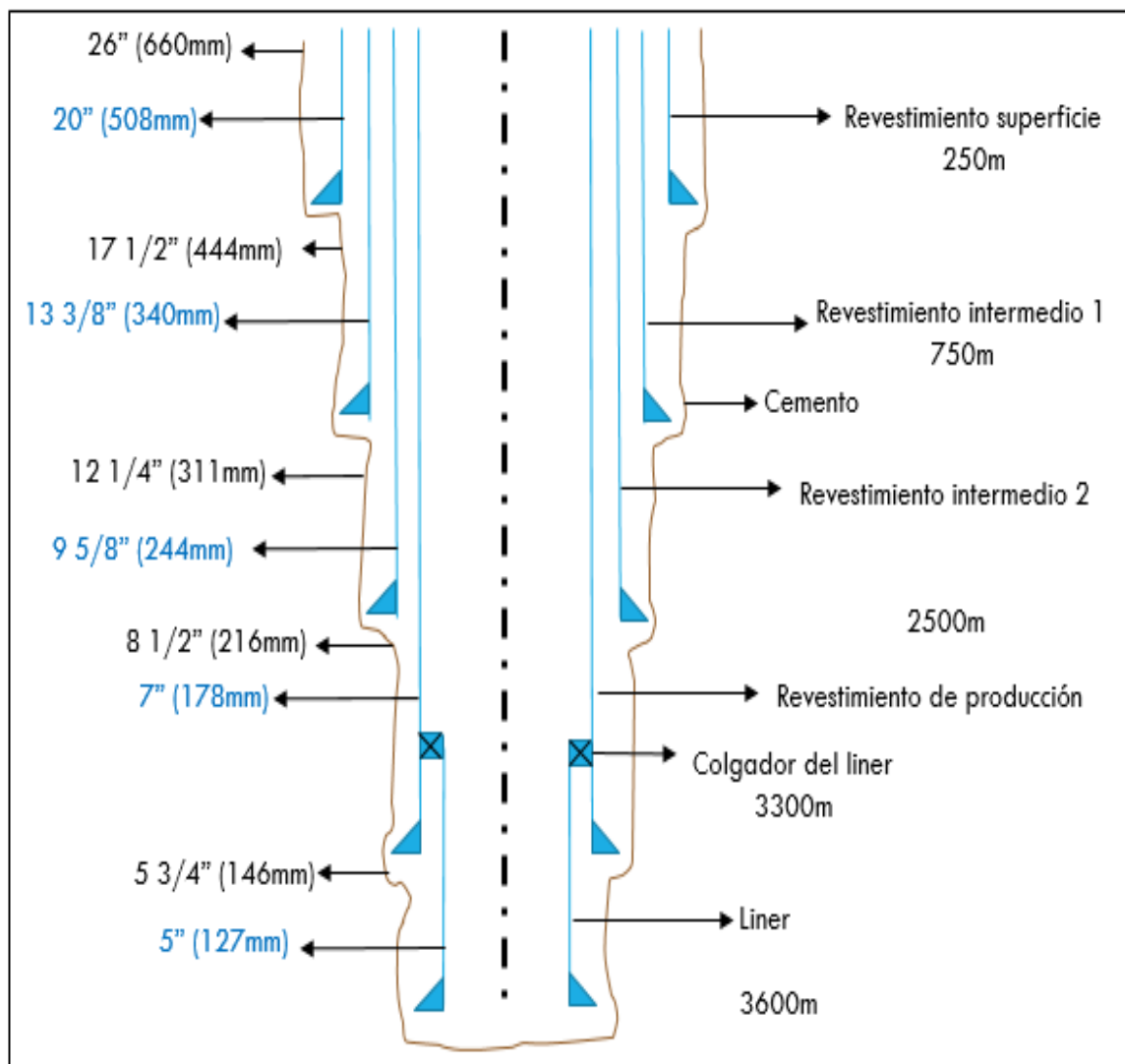
Por tanto, lo que realmente interesa es el diámetro interno que al final es el espacio disponible de uso una vez las fases de perforación y revestimiento han sido terminadas como se muestra en la Figura 2, esta configuración es a modo de explicación ya que el diámetro depende únicamente del programa diseñado inicialmente; como resultado, este programa debe ser optimizado teniendo en cuenta tanto las necesidades de perforación como las de producción sin perder de vista la capacidad de flujo vs el criterio de inversión.

- **Perforación en zonas productoras y fluido de perforación:** Desde el momento que la broca de perforación alcanza la parte superior del yacimiento y durante toda la operación posterior se verán alteradas las condiciones del yacimiento; debido a esto pueden surgir problemas al poner a fluir el pozo. La zona productora puede estar dañada por los fluidos usados durante la perforación y cementación, lo que puede reducir significativamente la productividad. Dependiendo del caso, la productividad puede ser restaurada relativamente fácil en carbonatos, pero puede ser difícil o imposible para formaciones de areniscas, en esos casos se requieren tratamientos costosos.

El daño de formación no puede ser visto simplemente de una manera de remediación sino también en términos de prevención, especialmente cuando la formación está taponada es muy costoso o imposible solucionar. Como resultado, la elección de un fluido para perforar la zona productora es algo crítico. Durante la perforación pueden influenciar otros factores en el inicio de la producción, dejando problemas como estabilidad de pozo, fracturas accidentales como por ejemplo las ocurridas en el control de una patada, que pueden causar producción de fluidos no deseados.

- **Cementación del revestimiento de producción:** Un buen sello proporcionado por la cubierta de cemento entre la formación y el revestimiento de producción es un parámetro muy importante, principalmente por el rendimiento del yacimiento. Es necesario examinar la forma en que es llevado a cabo la cementación mediante una prueba.

Figura 2. Diámetros disponibles de acuerdo al programa de perforación y revestimiento.



Fuente: Well Completion and Servicing. PERRIN, Dennis. p.5. [Adaptado por los autores]

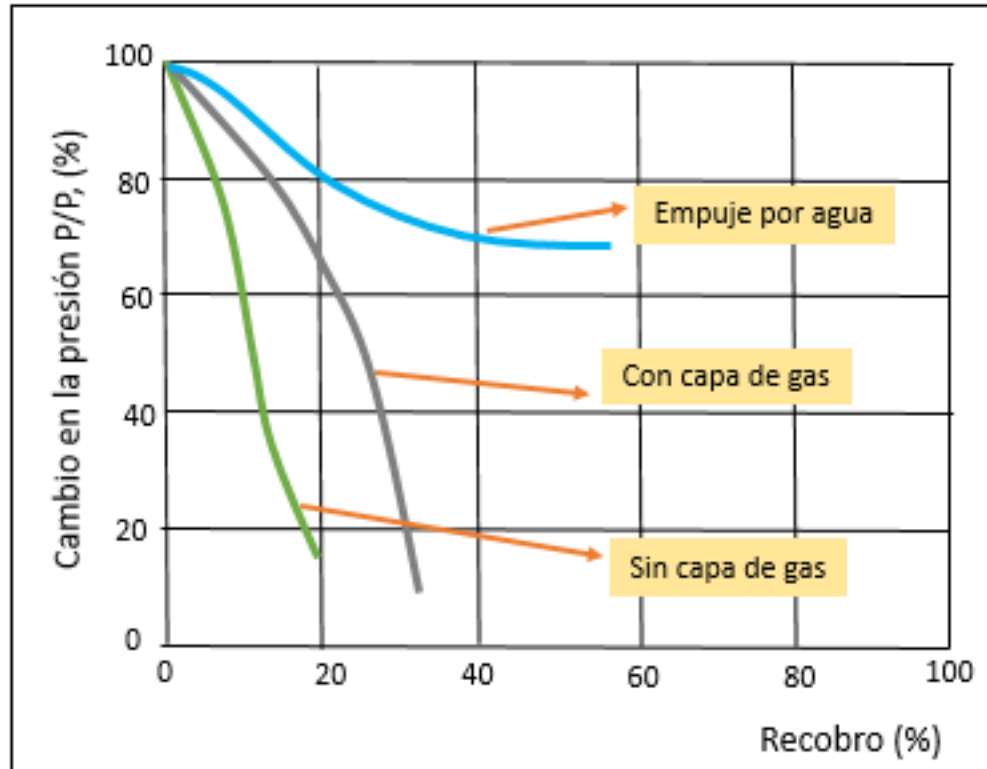
d) Parámetros relacionados al yacimiento. A continuación se presentan algunos de estos:

- **Presión del yacimiento y sus cambios:** El parámetro más importante para empezar es la presión inicial del yacimiento que es la clave en la capacidad de flujo natural del pozo; la presión del yacimiento es o se vuelve insuficiente para compensar la caída de presión debido a la producción, es entonces necesario instalar un sistema de levantamiento artificial adecuado tal que sea capaz de bombear los fluidos o volverlos más livianos por inyección de gas en la parte inferior de la tubería de producción (gas lift). Una estimación adecuada de los requerimientos futuros en esta área puede ser hecha al tiempo del completamiento inicial cuando el equipo es elegido; un procedimiento de este tipo puede hacer más adelante un *workover* más fácil o innecesario.

El cambio en la presión del yacimiento esta físicamente relacionada a la producción acumulada y al mecanismo de empuje involucrado como se muestra en la Figura 3.

Los pozos de inyección pueden suplir la función del mecanismo de empuje natural tal como expansión de una fase, gas en solución, capa de gas o empuje por agua. El fluido inyectado mantiene la presión y adicionalmente va enjuagando el aceite. Aunque las dos funciones no puedan ser disociadas en la práctica, una de ellas en particular puede justificar este tipo de pozo. En su mayoría el agua es inyectada, pero el gas también puede que algunas veces tenga que ser inyectado. No confundir los pozos de inyección donde el agua es inyectada en el yacimiento para mejorar el mecanismo de empuje con pozos inyectoros diseñados para deshacernos de los fluidos no deseados que han sido producidos en superficie, consecuentemente llamados pozos de desecho o de reinyección.

Figura 3. Cambio en la presión del yacimiento vs Producción acumulada.



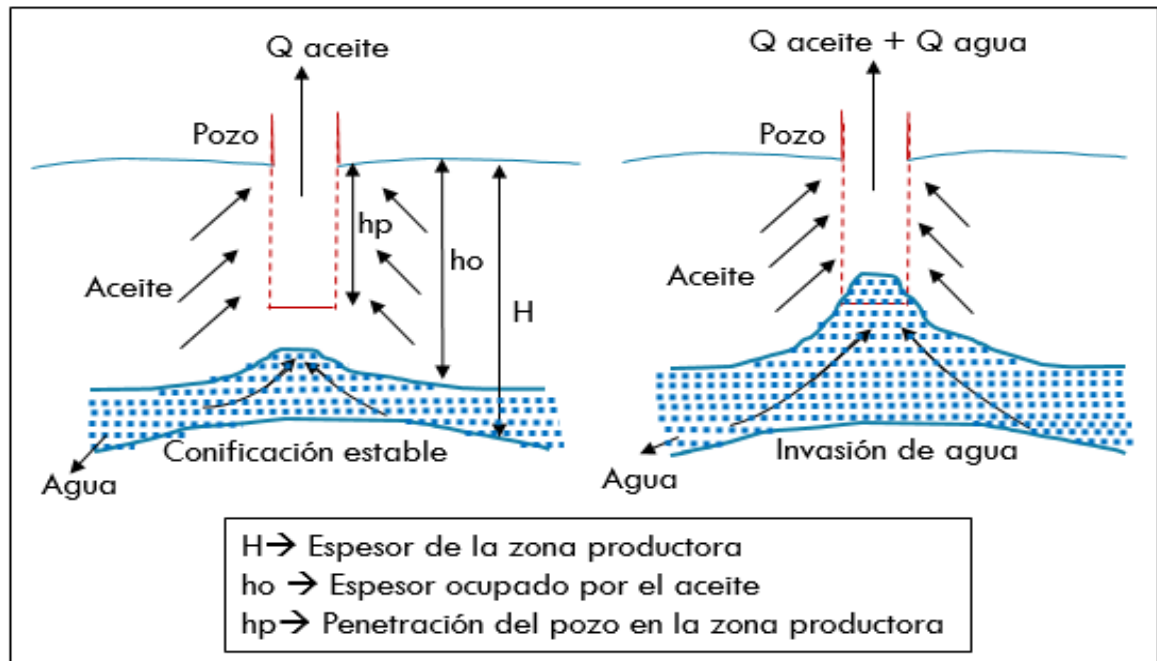
Fuente: Well Completion and Servicing. PERRIN, Dennis. p.7. [Adaptado por los autores]

- **Interfases entre fluidos y sus cambios:** La existencia de interfases entre los fluidos, en particular cuando no están controlados, causa una disminución en la productividad del fluido de interés al mismo tiempo que incrementa los fluidos no deseados. Adicionalmente, desde que el fluido indeseado entra en el pozo, debe ser llevado hasta superficie antes de poder eliminarlo, perjudicando no solo la productividad sino también jugando un papel decisivo en el decrecimiento de la presión del pozo.

Este problema de interfases es particularmente más crítico cuando la viscosidad del fluido de interés es más o menos la misma o mucho más grande que el fluido indeseado. Las interfases varían con el tiempo, por ejemplo, localmente alrededor del pozo por un fenómeno de succión causando una conificación que

está relacionada con la tasa de abandono como lo muestra la Figura 4. Pueden también variar a través del yacimiento dependiendo de la cantidad de fluido que ya ha sido retirado, permitiendo que se expanda una capa de gas, un acuífero, etc.

Figura 4. Conificación.



Fuente: Well Completion and Servicing. PERRIN, Dennis. p.8. [Adaptado por los autores]

- Número de niveles a producir:** Cuando hay varias formaciones para desarrollar, puede ser deseable perforar un pozo que pueda producir varias de ellas en lugar de una sola, ya sea el caso que se permita la producción mezclada o no. Un adecuado programa de completamiento puede ser examinado basado en que es permitido por las regulaciones locales sin dejar de lado las consideraciones de perforación o yacimiento. Sin embargo, incluso si la inversión inicial es a menudo más baja, no hay milagros desde un punto de vista técnico. Atención especial debe prestarse al riesgo adicional que se toma. En particular, los trabajos de *workover* pueden ser más frecuentes debido a que el equipo es

más complejo y más difícil debido a que las formaciones son frecuentemente depletadas a distintas tasas.

- **Características de la roca y tipo de fluido:** Las características de la roca y los tipos de fluidos del yacimiento influirán directamente en el completamiento, especialmente las que están relacionadas a la capacidad de flujo del pozo, el tipo de tratamientos de la formación que tienen que ser considerados y los problemas de producción que tienen que ser abordados.

A continuación se mencionan algunos de los parámetros a tener en cuenta: la naturaleza y composición de la roca, el grado de consolidación del yacimiento, la extensión del daño a la formación, la temperatura, la viscosidad del fluido, las propiedades corrosivas o tóxicas del fluido, la tendencia del fluido a formar emulsiones o formar depósitos, entre otros.

- **Perfil de producción y número de pozos requeridos:** La elección del perfil de producción y la determinación del número de pozos requeridos son el resultado de un número de factores. La decisión es principalmente basada en los siguientes puntos: el tamaño del yacimiento, la existencia de barreras de permeabilidad, el radio de drenaje del pozo, los mecanismos de empuje, la capacidad de flujo individual que está relacionada a las características del yacimiento y del aceite y/o gas, a problemas de interface del fluido, a los métodos de levantamiento artificial, a las regulaciones locales relacionadas a la tasa de drenaje, a la máxima tasa de flujo por pozo o producción de yacimiento multicapa, restricciones de ubicación en superficie, factores económicos tales como costos de desarrollo, gastos operativos, precio de venta del aceite y/o gas, impuestos, etc.

e) Factores relacionados a la producción. Dentro de estos se encuentran los siguientes:

- **Flujo natural o levantamiento artificial:** La conveniencia de levantamiento artificial en el futuro debe ser bien examinada desde el principio, debido a eso, es necesario hacerse un intento para determinar el proceso que puede ser usado efectivamente. El objetivo es reservar el espacio requerido tanto para el pozo como para superficie y si es posible, pre-equipar el pozo para que el *workover* no sea necesario.

Esto es especialmente importante para un desarrollo costa afuera. Básicamente la capacidad de flujo de un pozo depende del cambio natural en la presión de fondo versus la producción acumulada, sin embargo también depende de: la tasa de flujo requerida, si existe un tipo de levantamiento artificial, el cambio de la composición de los fluidos producidos en el tiempo, las características de la zona productora particularmente en la vecindad del pozo, el diámetro de la tubería de producción y la línea de flujo y la presión requerida para los procesos en superficie.

- **Condiciones de operación:** Adicionalmente a la presión de separación también debe tenerse en cuenta el espacio disponible, problemas operacionales relacionados al tipo de fluido, temperatura, operaciones a llevar a cabo en el pozo.
- **Operaciones de medición previstas, mantenimiento o *workover*:** Durante la vida del pozo deben hacerse mediciones para asegurar la producción y monitorear la forma en la que el yacimiento se está comportando. Las operaciones de mantenimiento y reparación también es posible realizarlas mediante el sistema de completamiento que ha sido elegido e instalado. Finalmente, algunos de los sistemas de completamiento tienden a ser

modificados para que coincidan con ciertos parámetros. Los cambios también pueden ser realizados a medida que los pozos lo requieran. El tipo de completamiento elegido debe permitir que las operaciones puedan ser llevadas directamente o realizar trabajos de *workover* según sea necesario con el riesgo y costos reducidos al mínimo.⁴⁶

2.1.4 Capacidad de flujo del pozo. La capacidad de flujo de un pozo es un parámetro influyente y determinante ya que se relaciona directamente con la parte económica, por tal razón es indispensable dedicarle un tiempo considerable a su evaluación, más aun teniendo en cuenta que la capacidad de flujo evoluciona con el tiempo y desafortunadamente tiende a disminuir.

La tasa de flujo del pozo depende de la diferencia de presión que existe entre la presión del yacimiento (P_R) y la contrapresión ejercida por el fondo del pozo (P_{wf}), y de los parámetros que involucran el tipo de yacimiento y los fluidos presentes en él.⁴⁷

a) Pozos de aceite. Se asume que no hay gas libre, que el flujo puede ser considerado del tipo cilíndrico radial en estado estable y que la velocidad del fluido no es tan grande en la vecindad del wellbore, la ecuación de flujo se puede expresar de la siguiente manera:

$$Q = J \cdot (P_R - P_{wf}) \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde el índice de productividad (J) depende principalmente de la viscosidad del fluido, la permeabilidad de la formación, las alteraciones en la vecindad del wellbore y el espesor del yacimiento; de hecho, el índice de productividad actual (J) puede ser comparado con el índice de productividad teórico (J_T) de un pozo vertical

⁴⁶ Ibid., p.1-12.

⁴⁷ Ibid., p.13.

perforado bajo condiciones ideales, es decir, sin haber alterado las características del yacimiento y sin taponamientos en la cara del pozo.⁴⁸

$$J_T = \frac{2 \pi k h}{\mu \ln \frac{r}{r_w}} \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde:

h : Espesor del yacimiento, ft.

K : Permeabilidad del yacimiento, md.

μ : Viscosidad del fluido, cP.

r : Radio de drenaje del pozo, ft.

r_w : Radio del pozo, ft.

Para añadir el efecto de las alteraciones ocurridas en las zonas cercanas al wellbore debido a los trabajos de perforación y cementación donde se ve afectada la permeabilidad, se incorpora el factor daño o skin usado con el símbolo “S” introducido en la ecuación del índice de productividad de la siguiente manera:

$$J = \frac{2 \pi k h}{\mu \cdot \left(\ln \frac{r}{r_w} + S \right)} \quad (\text{Ec. 4})$$

La eficiencia de flujo (EF) se define como la relación entre la tasa de flujo real y la tasa de flujo teórica que los pozos “ideales” tendrían en las mismas condiciones de presión de fondo de pozo y se calcula mediante la siguiente ecuación:

⁴⁸ Universidad Industrial de Santander. Apuntes de clase “Métodos de Producción: 2013”. Docente: Ingeniero Fernando Enrique Calvete González. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

$$EF = \frac{Q}{Q_T} = \frac{J}{J_T} = \frac{\ln \frac{r}{r_w}}{\ln \frac{r}{r_w} + S} \quad (\text{Ec. 5})$$

En la práctica el $\ln(r/r_w)$ a menudo obtiene valores entre 7 y 8, por lo tanto de forma simplificada:

$$EF = \frac{J}{J_T} = \frac{7}{7+S} \text{ ó } \frac{8}{8+S} \quad (\text{Ec. 6})$$

Un factor de daño de 7 a 8 nos indicaría que la capacidad de flujo ha sido reducida a la mitad, un daño del doble, es decir de 14 a 16 nos indicaría una reducción a una tercera parte de lo esperado; por otro lado, un daño negativo, es decir, aquel que es posible obtener luego de un trabajo de estimulación con valores de -3,5 a -4 indicarían que la capacidad de flujo ha aumentado al doble.

El factor daño es a menudo considerado como el efecto de taponamiento en la vecindad del wellbore, y se puede presentar debido a diversos factores:

S_{fp} : Debido al taponamiento de la formación.

S_p : Debido a los agujeros cañoneados.

S_t : Debido al efecto de turbulencia que se genera en la vecindad del wellbore donde varía la tasa de flujo.

S_{pp} : Debido al efecto de penetración parcial cuando la formación no ha sido cañoneada en todo su espesor.

S_d : Debido al efecto de desviación, que por lo general es despreciable a menos que el pozo sea desviado u horizontal, cabe señalar que S_d es cero o negativo mejorando el flujo.

b) Pozos de gas. En el caso de los pozos de gas, la creación de las ecuaciones para modelar el flujo es más complejo, las siguientes ecuaciones empíricas son las más usadas:

$$Q_g = C \cdot (P_R^2 - P_{wf}^2)^n \quad (\text{Ec. 7})$$

Donde Q_g es la tasa de flujo de gas en condiciones estándar, el término C depende principalmente de la viscosidad del fluido, la permeabilidad media y el espesor del yacimiento, por último el término n hace referencia al régimen de flujo, donde un valor de 1 indica régimen laminar y un valor de 0.5 indica régimen totalmente turbulento.

Otro método de solución, para cuando existen bajas presiones ($P < 2000_{\text{psi}}$) y el pozo de gas se puede considerar como cilíndrico radial en estado estable, es posible establecer un método de solución cuadrático bajo la siguiente ecuación:

$$[P_R^2 - P_{wf}^2] = (a \cdot Q_g) + (b \cdot Q_g^2) \quad (\text{Ec. 8})$$

En esta ecuación el término 'a' hace referencia al comportamiento laminar y depende principalmente de la viscosidad del fluido, la permeabilidad media y el espesor del yacimiento, y el término 'b' hace referencia al comportamiento turbulento, pues mientras más alta sea la velocidad de flujo, mayor relevancia tomará este término.^{49,50}

Nota: En la asignatura Métodos de Producción se profundizará sobre este tema.

⁴⁹ Ibid.

⁵⁰ PERRIN. Op. cit., p.15.

2.1.5 Configuraciones de completamiento. Para los completamientos de pozos se conjugan dos configuraciones: La primera es la forma del revestimiento del hoyo y la segunda es la disposición del equipo de producción, dependiendo del número de zonas productoras.

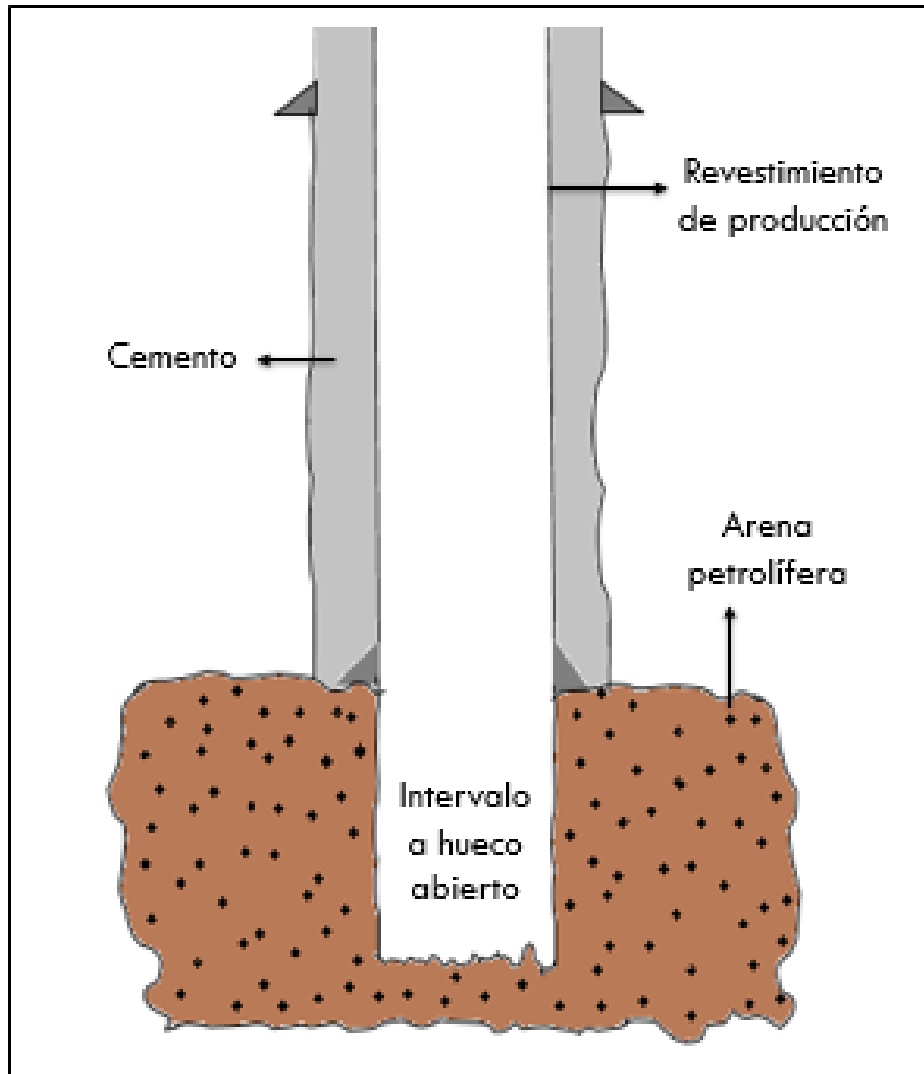
Los completamientos pueden ser clasificados tomando como base los tipos de revestimiento del pozo, esto se refiere a la forma de proteger el hoyo con la tubería de revestimiento, de acuerdo con la profundidad y tipos de formaciones productoras, otra base a tener en cuenta es la configuración del equipo de producción donde también se debe apreciar el tipo y número de zonas productoras, profundidad y potencial de producción de las mismas, para así diseñar el equipo de producción con varias tuberías en conjunción con los empaques necesarios para aislar las zonas productoras.

De acuerdo con lo anterior las configuraciones fundamentales y las configuraciones especiales para completar un pozo son:

a) Completamiento a hueco abierto o a hoyo desnudo. La Figura 5 muestra un ejemplo del completamiento a hueco abierto. En este se asienta y se cementa el revestimiento por encima de la zona productora, luego se continúa con la perforación del resto de la zona de interés usando un fluido (lodo) que no la daña, esta se deja sin revestimiento. Este tipo de completamiento se efectúa en yacimientos donde no se espera una producción tanto de agua como de gas.

En caso de formaciones no consolidadas o con cierta producción de arena, se amplía el hueco frente a la zona productora y se efectúa empaque con grava, por ello este tipo de completamiento tiene mayor aplicación en formaciones de caliza, debido a su naturaleza consolidada.

Figura 5. Completamiento a hueco abierto



Fuente: CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Completamiento y reacondicionamiento de pozos. p.21. [Adaptado por los autores]

Algunas ventajas y desventajas del completamiento a hueco abierto son:

Ventajas

- El peso del lodo y su composición química pueden ser controlados para minimizar el daño de la formación dentro de la zona de interés.
- La eliminación del costo del cañoneo.

- La interpretación de los registros no es crítica.
- Todo el diámetro del hoyo está disponible para el flujo.
- El asentamiento del revestimiento en el tope de la zona productora permite la utilización de técnicas especiales de perforación, que minimizan el daño a la formación.
- El hoyo se puede profundizar fácilmente.
- Reduce el costo del revestimiento

Desventajas

- La dificultad de controlar la producción excesiva de gas o de agua.
- La sección de hoyo desnudo puede requerir trabajos continuos de limpieza, si la formación no es compacta.
- No puede ser estimulado selectivamente.⁵¹

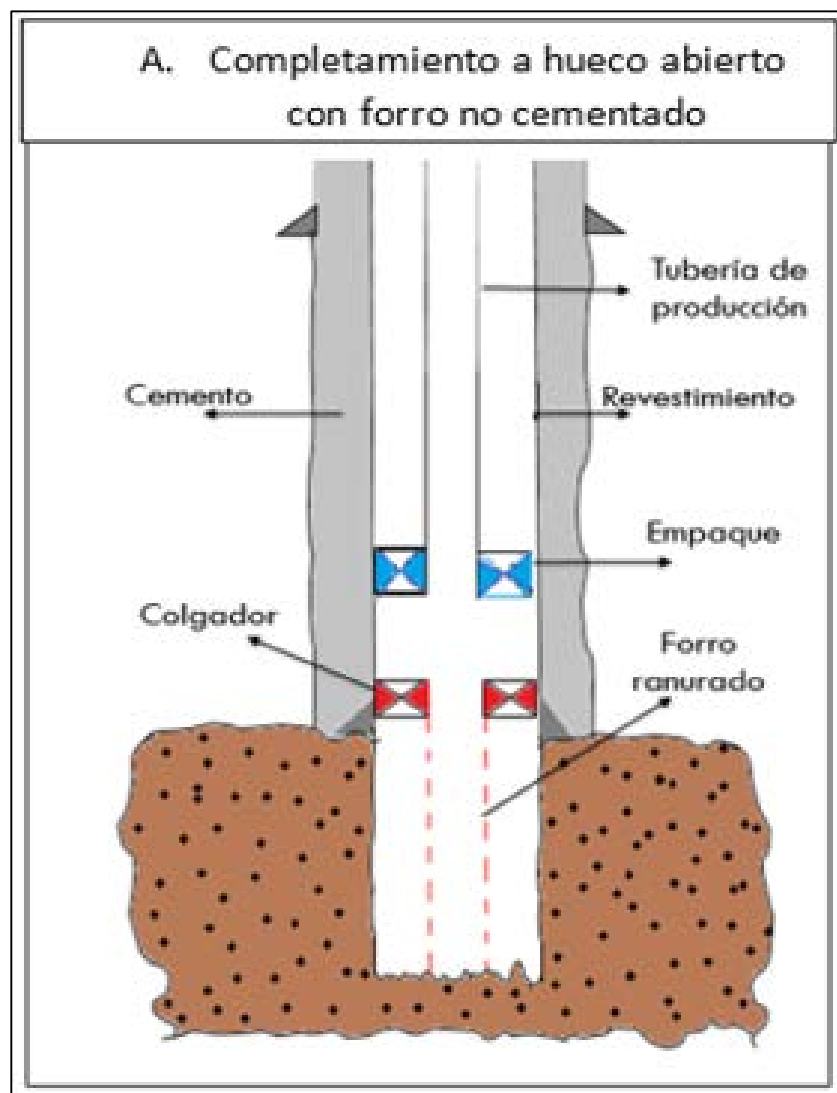
Existen varios tipos de completamiento a hueco abierto, los cuales dependen de si se coloca o no un forro ranurado en la zona de interés, entre estos tenemos:

- **Completamiento a hueco abierto con forro o tubería ranurada:** Este tipo de completamiento se usa mucho en formaciones no compactadas debido a problemas de producción de algunos fragmentos de rocas y de la formación, donde se produce crudos pesados. Este consiste en asentar el revestimiento por encima de la zona interés y se coloca un forro en dicha zona con el fin de controlar los derrumbes. Dentro de este tipo de completamiento se encuentra la siguiente clasificación:
 - *Completamiento a hueco abierto con forro no cementado:* Este completamiento consiste en colocar un forro con o sin malla a lo largo de la sección de la zona de interés, este forro puede ser empacado con grava para

⁵¹ CIED. Op. cit., p.21-22.

impedir el arrastre de la arena de la formación con la producción. La Figura 6 muestra un ejemplo de este completamiento. Entre los requerimientos necesarios para llevarlo a cabo es necesario que la formación no sea consolidada, la formación sea de grandes espesores (100 a 400 pies), la formación sea homogénea a lo largo del intervalo de completamiento, entre otros. Algunas ventajas y desventajas de este tipo de completamiento son:

Figura 6. Ejemplo del completamiento a hueco abierto con forro no cementado



Fuente: presentación "Tipos de completamiento" - Universidad de América. [Adaptado por los autores]

Ventajas

- Se reduce al mínimo el daño a la formación.
- No existen costos por cañoneo.
- La interpretación de los registros no es crítica.
- Se adapta fácilmente a técnicas especiales para el control de arena.
- El pozo puede ser fácilmente profundizable.

Desventajas

- Dificulta las futuras reparaciones.
- No se puede estimular selectivamente.
- La producción de agua y gas es difícil de controlar.
- Existe un diámetro reducido frente a la zona o intervalo de producción.

- *Completamiento a hueco abierto con forro cementado:* En este caso se instala un forro a lo largo de la sección de la zona de interés, el forro se cementa y se cañonea selectivamente la zona productora. La Figura 7 muestra un ejemplo de este completamiento y algunas ventajas y desventajas de este son:

Ventajas

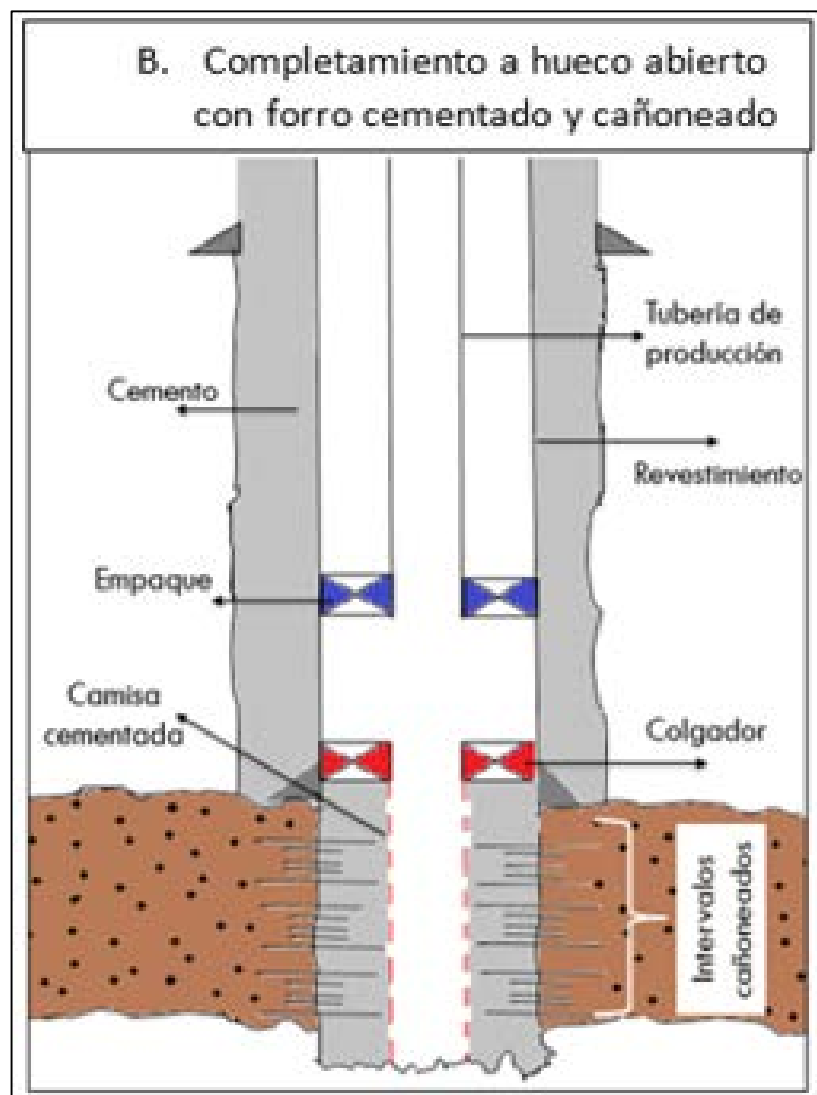
- La producción de agua y gas es fácil de controlar.
- La formación puede ser estimulada selectivamente.
- El pozo puede ser fácilmente profundizable.
- El forro se adapta fácilmente a cualquier técnica especial para el control de arena.

Desventajas

- La interpretación de registros o perfiles de producción es crítica.
- Requiere buenos trabajos de cementación.

- Presenta algunos costos adicionales como la cementación, cañoneo, taladro, etc.
- El diámetro del pozo a través del intervalo de producción es muy restringido.
- Es más susceptible al daño a la formación.

Figura 7. Ejemplo de un Completamiento a hueco abierto con forro cementado y cañoneado



Fuente: presentación "Tipos de completamiento" - Universidad de América. [Adaptado por los autores]

- *Completamiento a hueco abierto empacado con grava:* Los empaques con grava en hueco abierto permiten evitar todas las dificultades y preocupaciones asociadas con el empaque de las perforaciones en hoyos revestidos, este completamiento se utiliza por lo general en pozos con arenas no consolidadas como un método de control de arena, para producir sin problemas los fluidos del yacimiento. Cabe destacar que la grava que se utiliza se selecciona de acuerdo a un análisis granulométrico efectuado a la arena de la formación. Debido a que estos empaques no tienen túneles de perforación, los fluidos de perforación pueden converger hacia y a través del empaque con grava radialmente 360°, eliminando la fuerte caída de presión relacionada con el flujo lineal a través de los túneles de perforación. La menor caída de presión que ocurre a través del empaque en un hoyo abierto garantiza prácticamente una mayor productividad, en comparación con el empaque en hoyo revestido para la misma formación y/o condiciones. La Figura 8 muestra un ejemplo de este completamiento y a continuación se muestra algunas ventajas y desventajas.⁵²

Ventajas

- Bajas caídas de presión en la cara de la arena y alta productividad.
- Alta eficiencia.
- No hay gastos asociados con tubería de revestimiento o cañoneo.
- Menos restricciones debido a la falta de túneles de perforación.

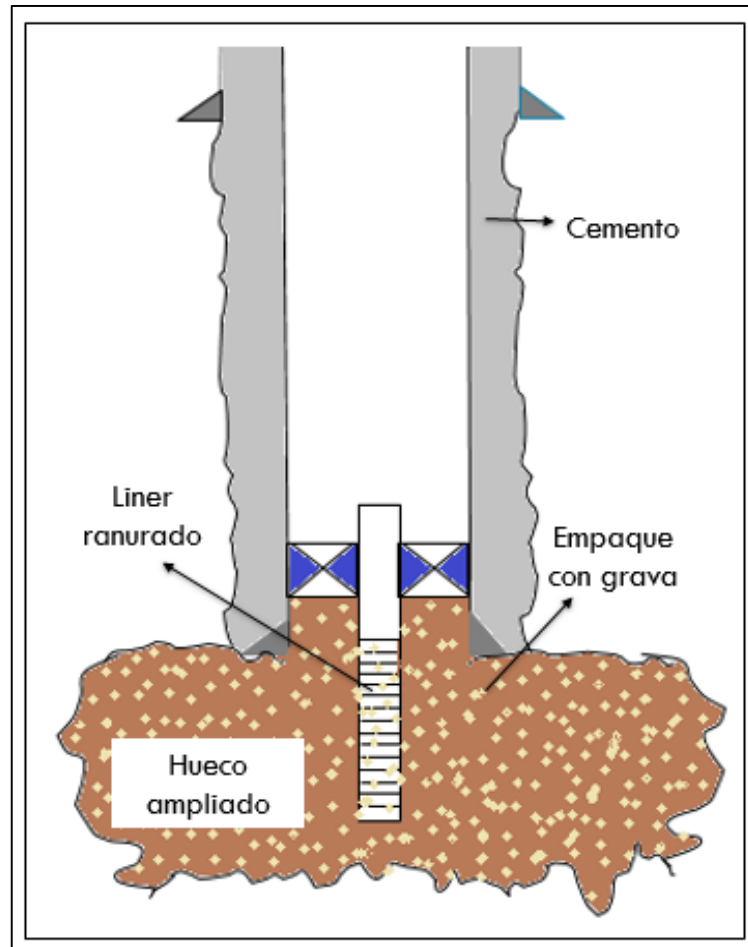
Desventajas

- Es difícil excluir fluidos no deseables como agua y gas.
- No es fácil realizar esta técnica en formaciones no consolidadas.
- Requiere fluidos especiales para perforar la sección de hoyo abierto.

⁵² UNIVERSIDAD DE AMÉRICA. Producción 1. Tipos de Completamiento. [En línea]. Bogotá. [Consultado el 23 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://es.slideshare.net/gabosocorro/produccion-1-completamiento-clase-2?related=2>>

- Las rejillas pueden ser difíciles de remover para futuros recompletamientos.
- La habilidad para controlar la colocación de tratamientos de estimulación es difícil.

Figura 8. Completamiento a hueco abierto empacado con grava

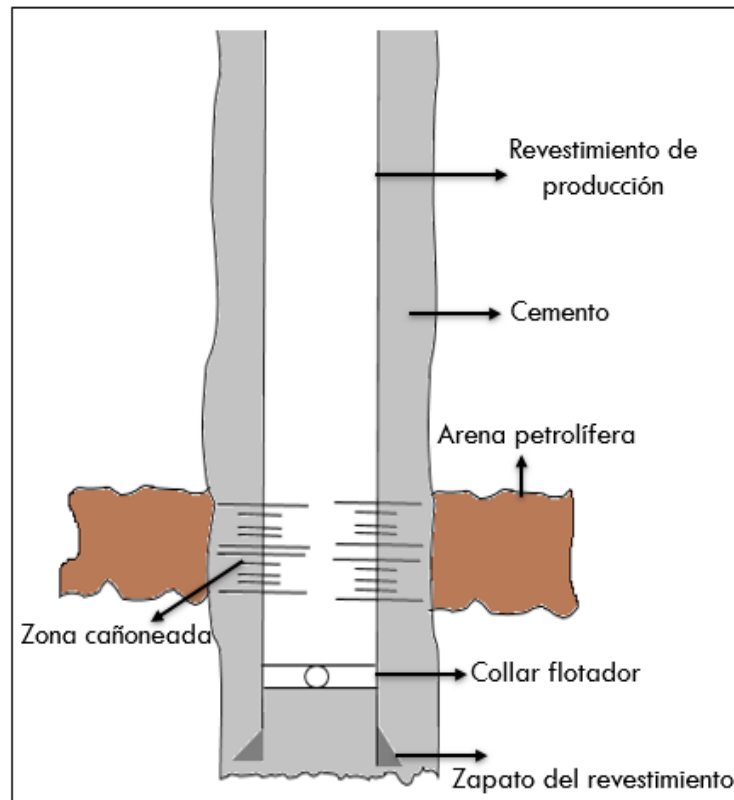


Fuente: presentación "Tipos de completamiento" - Universidad de América. [Adaptado por los autores]

b) Completamiento convencional con tubería de revestimiento. En este caso la zona de interés es revestida y cementada, posteriormente esta zona es perforada de manera selectiva mediante una operación de cañoneo como se muestra en la

Figura 9. Este tipo de operación se describe más adelante. Algunas ventajas y desventajas para este completamiento son:

Figura 9. Completamiento con revestimiento cementado y luego cañoneado



Fuente: CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Completamiento y reacondicionamiento de pozos. p.23. [Adaptado por los autores]

Ventajas

- La facilidad de controlar la producción de gas o agua durante la vida productiva del pozo.
- La posibilidad de profundizar el pozo.
- La posibilidad de controlar la producción de arena utilizando camisas ranuradas y empaques con grava.
- La disponibilidad de registros que ayudan a decidir acerca de asentar el revestimiento.

- La adaptabilidad a las configuraciones de completamientos múltiples.

Desventajas

- El costo de perforación de arenas de gran espesor puede ser apreciablemente mayor que cuando se usa un completamiento a hueco abierto.
- La interpretación de los registros de formación es crítica.
- El daño a la zona productora puede ser mayor.
- La necesidad de una buena cementación en los intervalos de producción.
- El diámetro efectivo del pozo y la productividad pueden disminuir.

c) Completamiento con un forro cementado y cañoneado. Este tipo de completamiento se muestra en la Figura 10 y representa un caso especial del caso anterior, el cual se emplea muy frecuentemente en pozos profundos. Prácticamente equivale a completar la parte baja del pozo con un revestimiento de menor diámetro, donde ambos revestimientos son cementados. En este completamiento se pueden presentar algunas ventajas y desventajas las cuales son:⁵³

Ventajas

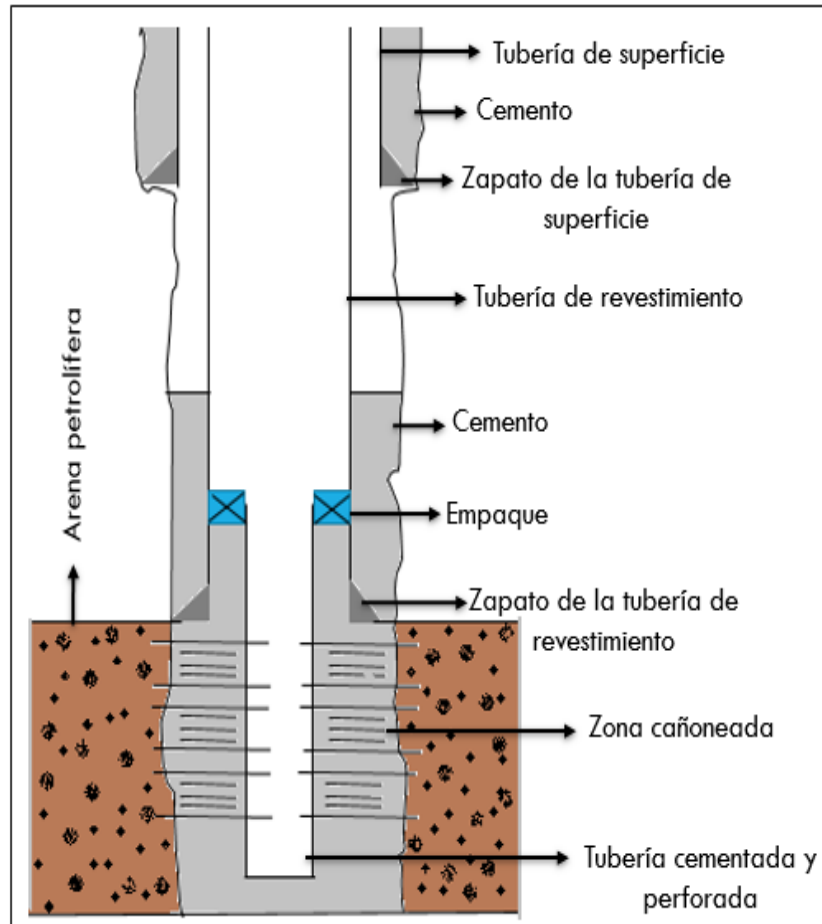
- La minimización del daño a la formación mientras se perfora la zona productora.
- La interpretación de los registros no es crítica.
- La adaptabilidad a técnicas especiales de control de arena.

Desventajas

- El revestimiento de producción es asentado antes de perforarse o cañonearse la zona productora.
- La reducción del diámetro a través de la zona productora.
- La dificultad para profundizar el pozo.

⁵³ CIED. Op. cit., p.23-26.

Figura 10. Forro cementado y cañoneado



Fuente: CIED. Completamiento y reacondicionamiento de pozos. p.25. [Adaptado por los autores]

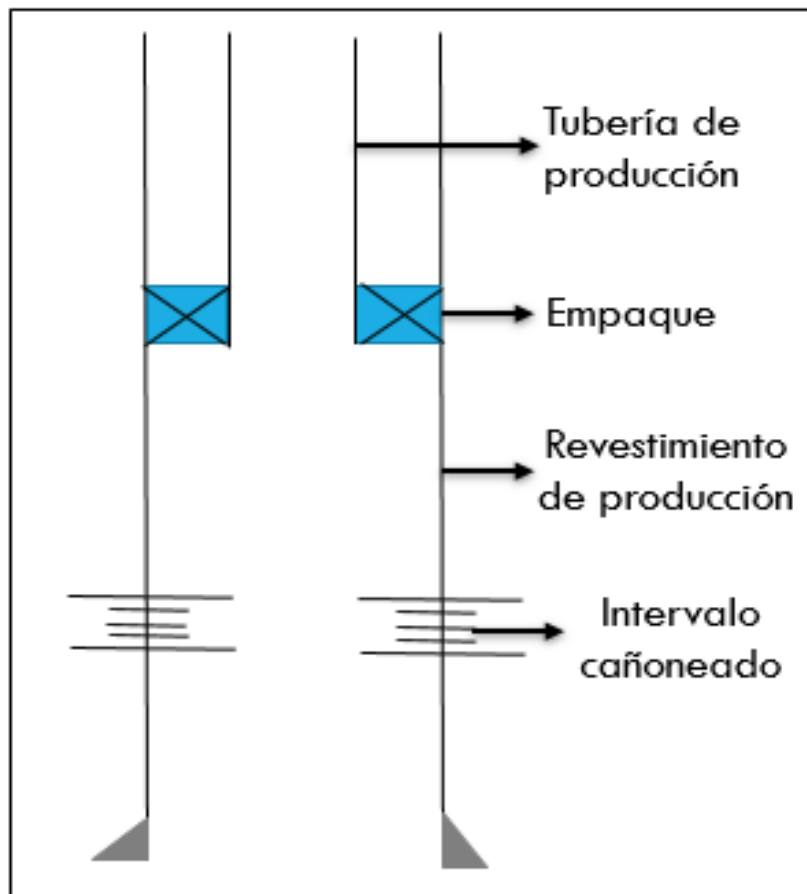
De acuerdo con el número de zonas productoras, los completamientos pueden ser sencillos y múltiples, estas se definen a continuación:

d) Completamiento sencillo y múltiple. Es aquel que tiene como objetivo fundamental producir de un solo yacimiento o una sola formación, presentando como ventajas un ahorro en gastos de tubería, un mayor control al cementar el revestimiento superior primero y el resto de ventajas y desventajas son similares a las descritas en el completamiento a hueco revestido. Existen cuatro combinaciones

del completamiento sencillo, entre ellas la sencilla simple, la sencilla selectiva, la múltiple simple y la múltiple selectiva, los cuales se describen a continuación:

- **Completamiento sencillo simple:** Es aquel que tiene como objetivo fundamental producir una sola formación, un ejemplo de este tipo de completamiento se muestra en la Figura 11. Este se subdivide en dos tipos los cuales son:

Figura 11. Completamiento sencillo simple



Fuente: SEGOVIA, Frank. Manual teórico-práctico de ingeniería de completamiento y rehabilitación de pozos. p. 69. [Adaptado por los autores]

- *Completamiento sencillo sin empaque:* Es aquella donde no se coloca ningún tipo de empaque con el fin de permitir el flujo en la tubería de producción y el revestimiento, este tipo de completamiento se aplica para pozos que cuenten con una alta productividad bien sea de crudo o gas.
- *Completamiento sencillo con empaque:* Es aquel donde se coloca un empaque para impedir el flujo a través del espacio anular.
- **Completamiento sencillo selectivo:** Se denominan así a los completamientos con una sola sarta de producción y con más de dos empaques.
- **Completamiento múltiple:** Es aquel que tiene como objetivo poner a producir dos o más yacimientos en el mismo pozo sin que se mezclen los fluidos de las diferentes formaciones. Un ejemplo de este tipo se muestra en la Figura 12 y además presenta algunas ventajas y desventajas las cuales son:

Ventajas

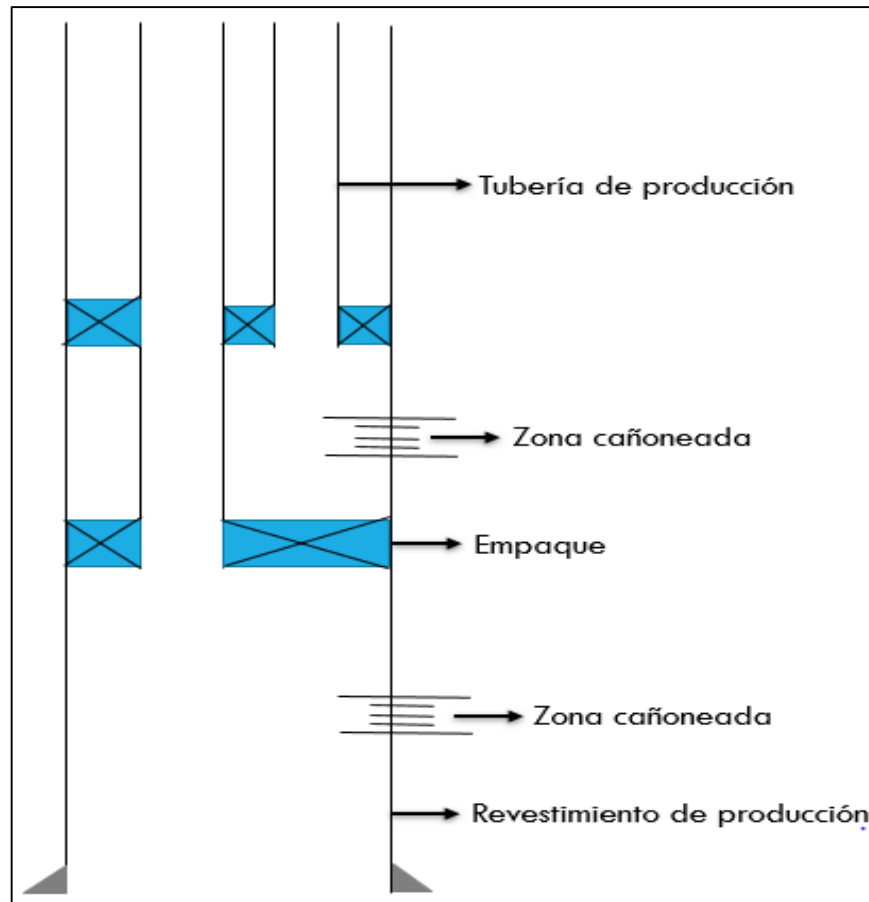
- Se obtienen tasas de producción más altas y menores tiempos de retorno.
- Separa zonas que poseen distintos índices de productividad, con el fin de evitar que la zona de alta productividad inyecte petróleo en la zona de baja productividad.

Desventajas

- Inversión inicial alta para la tubería de producción, empaques, guaya, etc.
- Posibilidades de fugas a través de la tubería de producción, empaques y sellos de los mismos.
- Probabilidades muy altas de que se originen fallas de equipos y pescas durante y después del completamiento lo que eleva los costos.⁵⁴

⁵⁴ SEGOVIA, Frank José. Manual teórico – práctico de ingeniería de completamiento y rehabilitación de pozos. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Caracas. Universidad Central de Venezuela. Escuela de Petróleo. 2005. p.69-71.

Figura 12. Completamiento múltiple simple



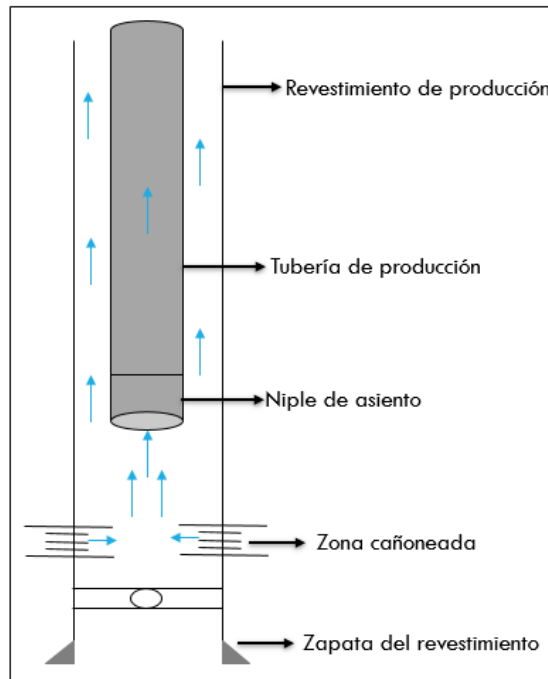
Fuente: SEGOVIA, Frank José. Manual teórico – práctico de ingeniería de completamiento y rehabilitación de pozos. p.71. [Adaptado por los autores]

e) Arreglos de tubería – revestimiento, aplicados en diversos completamientos. Existen varios arreglos que se aplican en los diversos completamientos de un pozo, por ejemplo los pozos pueden ser completados con una o varias sargas. Los completamientos pueden subdividirse de acuerdo con su aplicación en: flujo natural, levantamiento por gas y bombeo mecánico. Algunas de estas se explican a continuación⁵⁵:

⁵⁵ CIED. Op. cit., p.29-36.

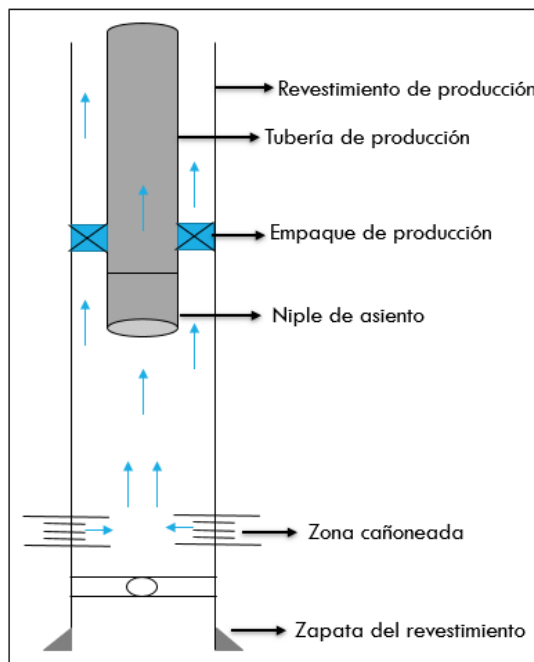
- **Completamientos sencillos de una sola sarta y de flujo natural:** En este tipo de completamientos se ubican los casos presentados a continuación.
 - *Completamiento sencillo, de una sola sarta y sin empaque:* Este se usa para obtener la máxima producción de un pozo, ya que permite producir simultáneamente tanto por el espacio anular como por la tubería de producción, el control de este se hace por la tubería. Un esquema de este tipo de completamiento se muestra en la Figura 13.
 - *Completamiento sencillo, de una sola sarta y con empaque:* El equipo que se usa para llevar a cabo este tipo de completamiento consta de un empaque recuperable, un niple de asiento, una camisa de circulación. El empaque recuperable hace más flexible los procedimientos para su asentamiento y su despegue, para seleccionar el tipo de empaque intervienen factores como: la profundidad del pozo, los diámetros de la tubería y del revestimiento, las presiones diferenciales y la temperatura de fondo. La función de la camisa es permitir la comunicación entre el espacio anular y la tubería y por último el niple de asiento es el que permite la colocación de un tapón para probar la tubería o circular el pozo. Un ejemplo de este tipo de completamiento se muestra en la Figura 14.
 - *Completamientos múltiples con una o varias sargas y de flujo natural:* En este tipo de completamiento se encuentran los siguientes casos:
 - Completamiento de doble zona, con una sola sarta y un empaque.
 - Completamiento de doble zona, con una sola sarta y dos empaques.
 - Completamientos con más de dos zonas y una sarta.
 - Completamiento de dos zonas, con dos sargas y dos empaques.
 - Completamiento de tres zonas con dos sargas y tres empaques.
 - Completamiento de cuatro zonas con dos sargas y cuatro empaques.

Figura 13. Completamiento sencillo de una sola sarta y sin empaque



Fuente: CIED. Completamiento y reacondicionamiento de pozos. p.30. [Adaptado por los autores]

Figura 14. Completamiento sencillo de una sola sarta con un empaque

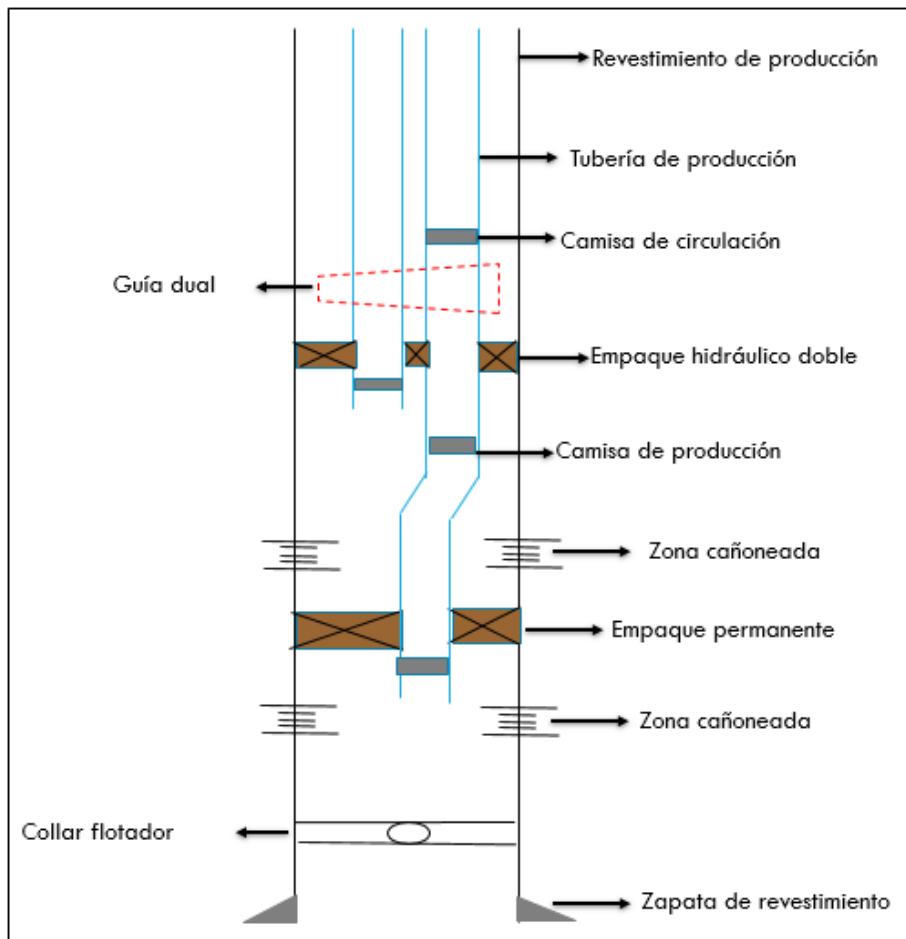


Fuente: CIED. Completamiento y reacondicionamiento de pozos. p.30. [Adaptado por los autores]

A continuación se explican algunos de estos casos:

- *Completamiento de dos zonas, con dos sartas, dos empaques y flujo natural:* En este caso se utilizan dos tuberías de producción y dos empaques: una sencilla, que es de tipo permanente y otra que es dual hidráulica, la cual puede ser convencional o de asentamiento selectivo. Cualquiera de las zonas puede ser adaptada para producir por levantamiento artificial, este diseño se puede complementar con métodos para control de arena. La Figura 15 muestra un esquema de este tipo de completamiento.

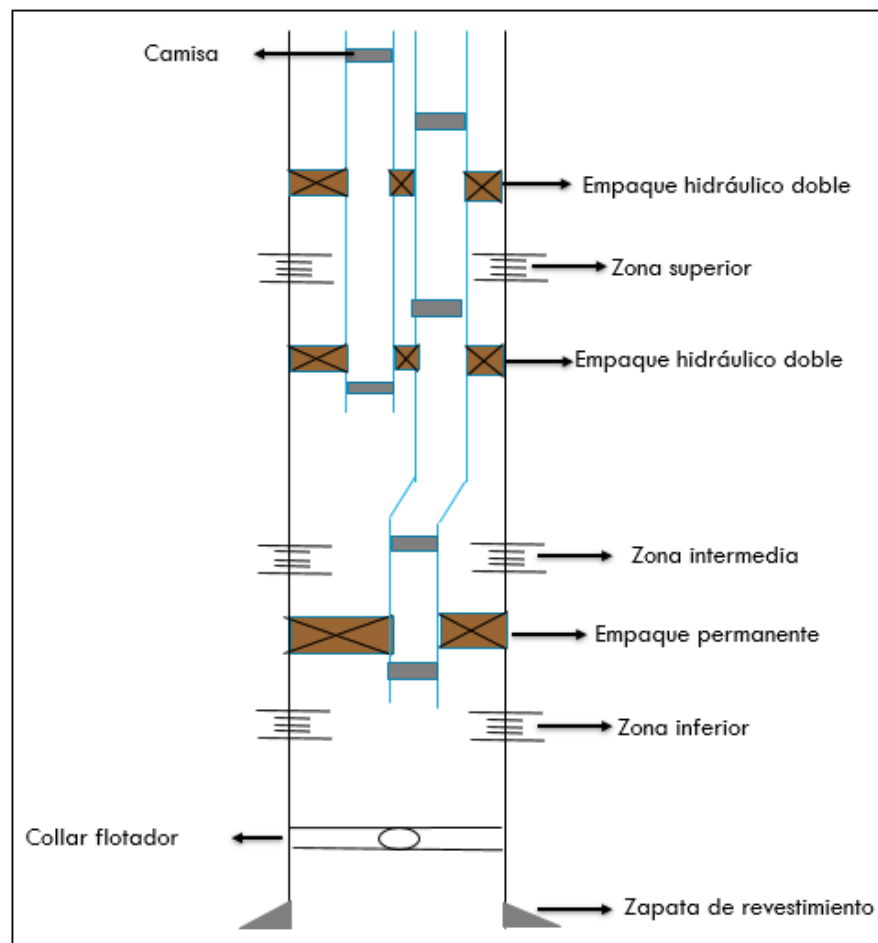
Figura 15. Completamiento de doble zona con dos sartas y dos empaques



Fuente: CIED. Completamiento y reacondicionamiento de pozos. p.33. [Adaptado por los autores]

- *Completamiento de tres zonas con dos sartas, tres empaques y flujo natural:* En este tipo la zona inferior se puede poner a producir simultáneamente con la zona intermedia o con la zona superior, esto quiere decir que se pueden poner a producir las zonas de una manera selectiva. Entre las razones por las cuales se usa este tipo de completamiento se encuentran: La tasa de producción alta en cada una de las zonas y la producción simultánea de dos yacimientos. La Figura 16 muestra un esquema de este tipo de completamiento.

Figura 16. Completamiento selectivo en una zona triple y usando doble sarta



Fuente: CIED. Completamiento y reacondicionamiento de pozos. p.34. [Adaptado por los autores]

2.2 OPERACIONES DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN

2.2.1 Introducción. Para lograr determinar si una formación es productora de crudo y gas en grandes cantidades tanto los registros como la perforación, el completamiento y por supuesto la cementación son operaciones muy importantes que indican si es factible poner a producir el pozo.

Generalmente para llevar a cabo las operaciones de perforación se necesita contar con una torre y con las cuadrillas encargadas de asistir la operación. Una perforación consiste normalmente de: mantener una barrena o broca bien afilada en el fondo para perforar eficientemente, añadir tubos a medida que se va profundizando el agujero, sacar la sarta de perforación para instalar una nueva barrena si es necesario seguir perforando, luego revestir y cementar. Por otro lado los registros de pozos tienen como objetivo final la localización y evaluación de los yacimientos de hidrocarburos, ya que estos no solo suministran información del mapeo estructural del subsuelo sino que también suministran información de litología, identificación de zonas productoras, profundidad, espesor de estas, contenido del yacimiento, entre otras.

2.2.2 Operaciones de perforación. Dentro de estas se presentan las siguientes:

- **La perforación del hoyo superficial:** Suponiendo que la cuadrilla ya ha perforado la primera parte del hoyo por ejemplo de 20 a 100 pies y se ha instalado la tubería guía, la primera broca o barrena a utilizar debe ser de un diámetro menor que el de esta tubería. Esta broca se debe conectar al extremo del portabarrenas y se introduce en el hoyo o pozo, se van añadiendo portabarrenas y tubería de perforación hasta que esta llegue casi al fondo. El cuadrante o Kelly bushing se coloca en la parte superior de la sarta de perforación la cual se sostiene por medio de cuñas.

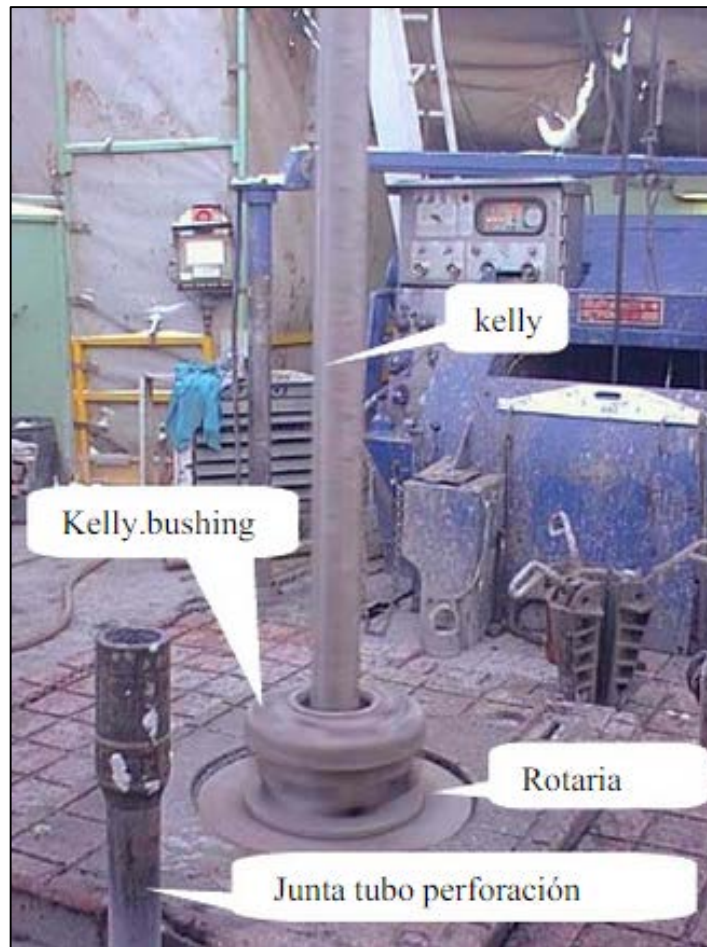
Cuando se hace la conexión del cuadrante, las bombas de lodo empiezan a funcionar y el buje de rotación se inserta en el buje maestro de la mesa rotaria, por lo que esta última empieza a funcionar y la sarta y el cuadrante empiezan a girar. El perforador gradualmente va soltando el freno del malacate (Figura 17) hasta que la broca toca fondo y empieza la perforación. Usando un instrumento llamado indicador de peso, el perforador puede saber el peso ejercido por los portabarrenas sobre la broca. Cuando la perforación se realiza por medio de Kelly (Figura 18), cada 30 pies se debe parar la perforación y hacer una nueva conexión de una pieza de tubería por tanto el perforador debe parar la mesa rotaria, subir el cuadrante un poco y parar las bombas de lodo.

Figura 17. Malacate o Carretel de cable



Fuente: DATALOG- Manual de operaciones en el pozo.p.20.

Figura 18. Perforación con Kelly



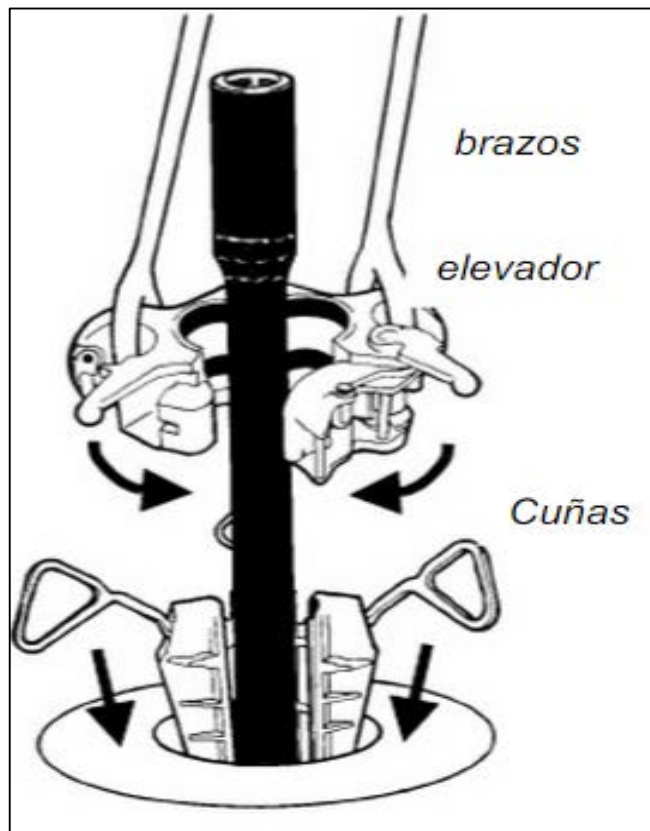
Fuente: DATALOG- Manual de operaciones en el pozo. p.21.

Luego las cuadrillas colocan las cuñas en la parte superior de la sarta de perforación y conectan las tenazas a la base del cuadrante (Figura 19), allí una soga de llave que por lo general es un pedazo de cable de acero pasa del extremo de las tenazas hasta el carretel para enroscar el malacate, el perforador hace funcionar el carretel y este comienza a enroscar el cable con una fuerza considerable la cual permite soltar la conexión entre el cuadrante y la sarta de perforación. Cuando se suelta la conexión la cuadrilla remueve las tenazas, en una torre moderna el perforador hace funcionar el rotador neumático del cuadrante el cual se encuentra montado permanentemente sobre este, allí el

rotador da vueltas al cuadrante o Kelly bushing para desenroscarlo de la sarta de perforación.

Luego la cuadrilla mueve el cuadrante hacia un hueco que se encuentra ubicado en el piso de la torre, el cual se le conoce como hueco de ratón y se usa para depositar los tubos que se conectarán uno a uno en la sarta de perforación como se muestra en la Figura 20-A, luego el cuadrante se entierra en la conexión de la nueva junta como se ve en la Figura 20-B. El perforador le da rotación al cuadrante con el rotador neumático. La cuadrilla toma las tenazas o llaves hidráulicas y las conecta al cuadrante y a la sarta para así realizar el ajuste final de la conexión.

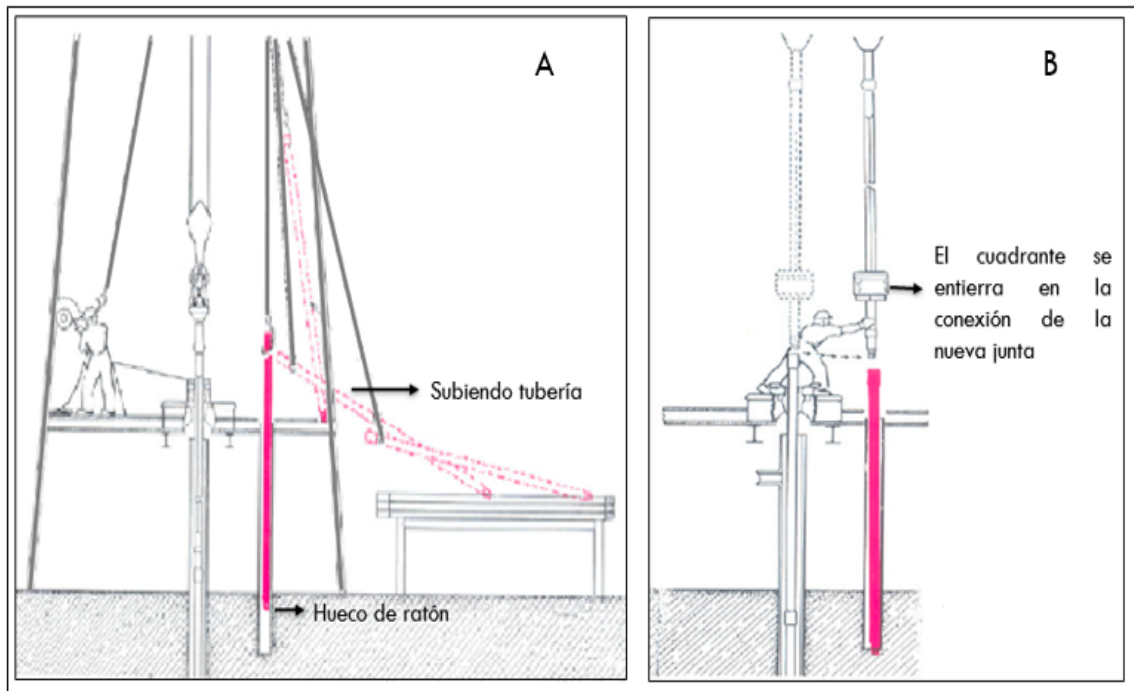
Figura 19. Elevador y cuñas



Fuente: DATALOG- Manual de operaciones en el pozo.p.23.

Ahora el perforador usa el malacate para levantar el cuadrante y el tubo que se conectó fuera del hueco donde se depositan los tubos o juntas, luego la cuadrilla toma el extremo inferior del tubo que está colgado del cuadrante y lo mete dentro de la conexión del tubo que está en el hoyo o pozo según la Figura 21-C, se hace la conexión y se utilizan las tenazas para darle la torsión final a esta.

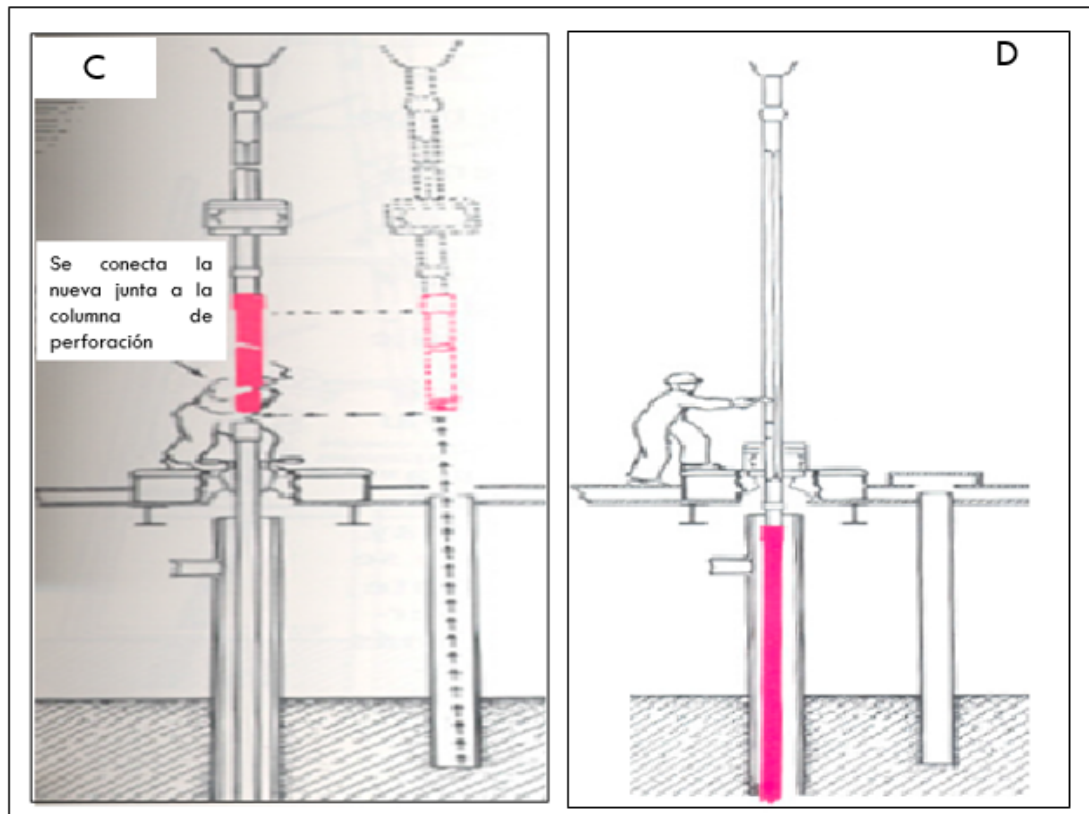
Figura 20. Inicio de la conexión de una pieza de tubería nueva a la sarta



Fuente: BAKER, Ron. Conceptos básicos de perforación. p. 50. [Adaptado por los autores]

Finalmente como lo muestra la Figura 21-D, el perforador saca el cuadrante y la sarta de perforación un poco del pozo, la cuadrilla saca las cuñas y la nueva junta con el cuadrante se bajan hasta que el buje de rotación se asiente en la mesa rotaria, las bombas de lodo comienzan a funcionar, la broca se baja hasta el fondo para perforar otros 30 pies, esta operación de desconectar y realizar nuevamente la conexión se hace cada 30 pies hasta que se perfore todo el hoyo o pozo.

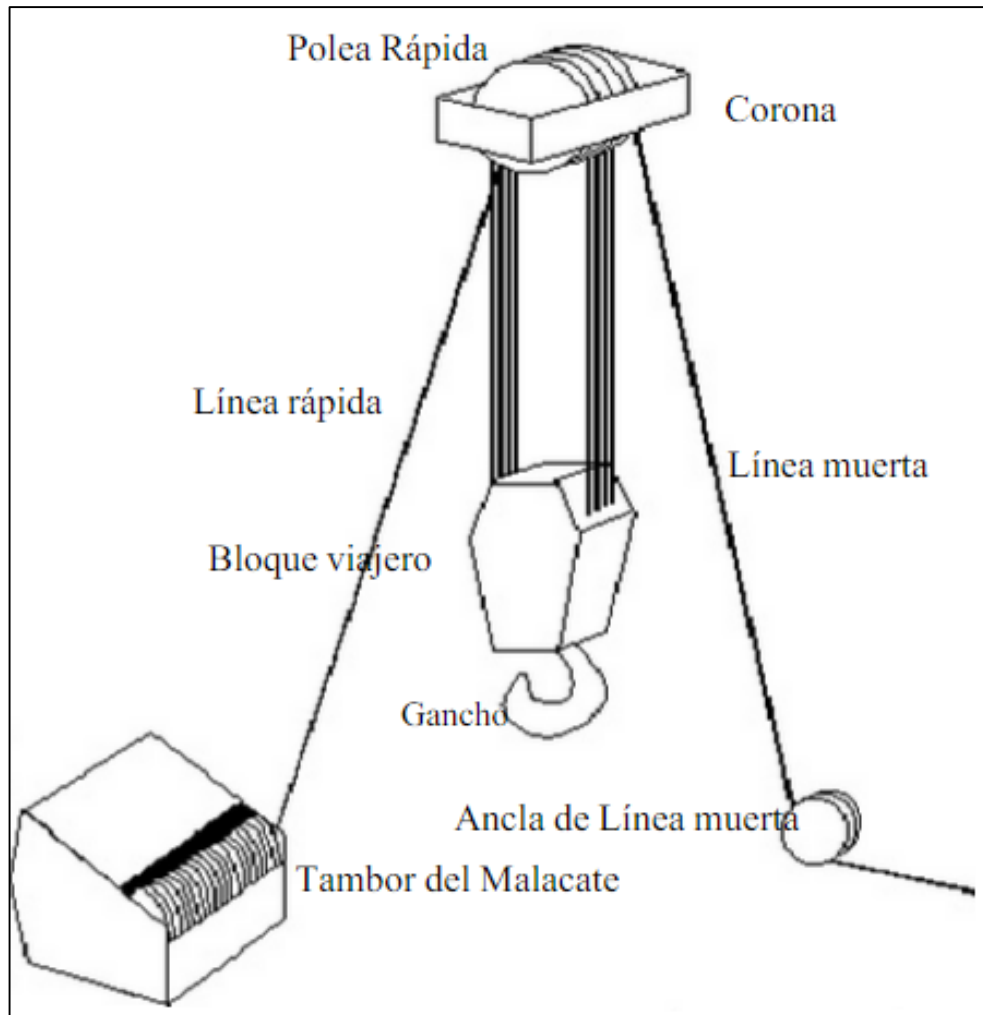
Figura 21. Fin de la conexión de una pieza de tubería nueva a la sarta para continuar con la perforación



Fuente: BAKER, Ron. Conceptos básicos de perforación. p. 51. [Adaptado por los autores]

- **La primera carrera:** Para llevar a cabo la carrera, las cuñas se insertan y el cuadrante se desconecta, la cabeza de inyección se remueve del gancho que cuelga debajo del bloque de aparejo (Figura 22). Dentro de la ratonera se encuentra el cuadrante, el buje de rotación, la cabeza de inyección y la manguera de inyección. Todavía conectados al gancho del bloque se encuentran los elevadores, estos son unas pinzas que se conectan a la sarta de perforación y permiten que el perforador pueda sacarla o meterla al hoyo o pozo cuando se lleva a cabo una carrera (Figura 23).

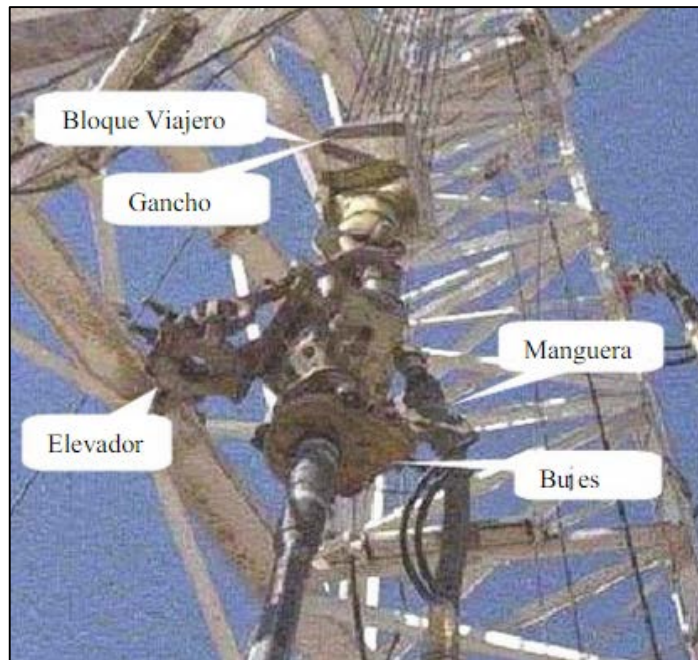
Figura 22. Bloque viajero



Fuente: DATALOG- Manual de operaciones en el pozo.p.19.

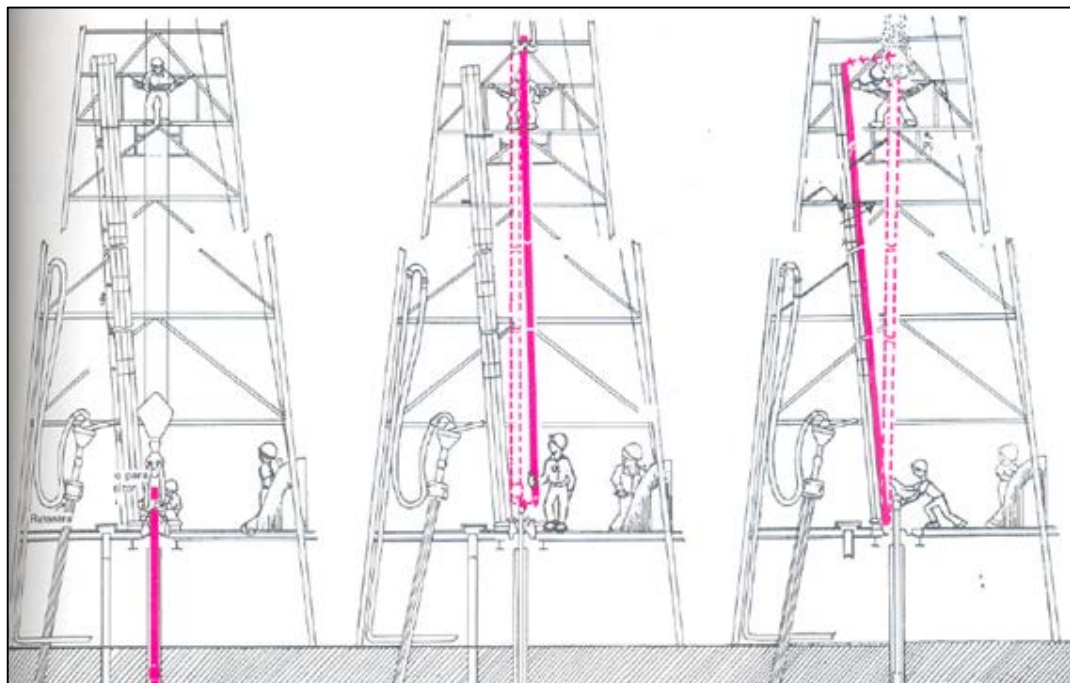
El perforador baja el bloque de aparejo levantando así los elevadores y la sarta mientras que la cuadrilla retira las cuñas, cuando la punta superior del tubo llega al encuellador, él suelta los elevadores, agarra el tubo y lo lleva hasta la plataforma donde se ubican los tubos en orden, como se muestra en la Figura 24.

Figura 23. Partes de la torre de perforación



Fuente: DATALOG- Manual de operaciones en el pozo.p.20

Figura 24. Realizando una carrera.



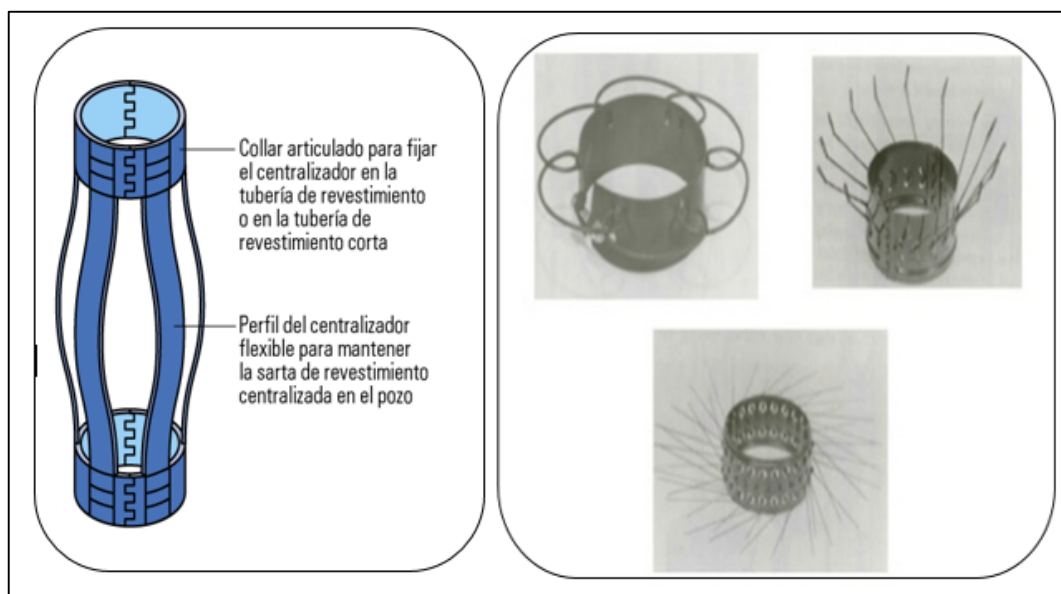
Fuente: BAKER, Ron. Conceptos básicos de perforación. p. 53. [Adaptado por los autores]

Mientras tanto en el piso de la torre los ayudantes sacan cuidadosamente la parte inferior del tubo y lo empujan hacia un lado, hay que tener en cuenta que no siempre se saca un tubo a la vez como se instaló sino que también se pueden sacar secciones de dos o tres tubos. Por tanto para llevar a cabo estas labores tanto el perforador, el encuellador y la cuadrilla deben trabajar coordinadamente y tener una buena comunicación.

- **Primera tubería de revestimiento:** Una vez que se ha sacado toda la sarta de perforación del hoyo o pozo se comienza la operación de revestimiento, meter esta tubería no varía mucho a la operación de perforación, solo que se requiere de elevadores y llaves diferentes ya que la tubería de revestimiento es de mayor diámetro. También se instalan centradores o estabilizadores los cuales se muestran en la Figura 25 y se usan para mantener la tubería centrada después de que entra, y algunos raspadores que se usan en la parte exterior de la tubería antes de meterla al hoyo los cuales raspan las paredes del hoyo cuando el revestimiento se mueve dentro de este y va sacando la costra de lodo y propicia una superficie donde el cemento se puede adherir mejor. Otros accesorios usados para revestir el hoyo son: el zapato flotador o float shoe, este es una pieza pesada de acero y concreto que se monta en la parte inferior de la tubería de revestimiento para guiarla cuando llegue a salientes en el hoyo. Un collar flotador o float collar el cual contiene una válvula, este se instala a dos o tres piezas de tubería del fondo y una de sus funciones es mantener el lodo dentro del hoyo evitando que entre en la tubería de revestimiento, esto permite que esta flote dentro del hoyo lo cual es de gran ayuda ya que reduce parte de la carga que tiene que soportarse en la torre mientras la tubería se sostiene en el hoyo.
- **Cementación:** Después de que se mete la tubería de revestimiento al hoyo, se comienza con la labor de cementación. La cuadrilla encargada de esta tarea mezcla el cemento seco con agua utilizando tolvas mezcladoras para formar una mezcla aguada o una lechada de cemento. Para conocer un poco dicha

operación se aclara que cumple con funciones que juegan un papel muy importante, una de ellas es que sostiene la tubería de revestimiento por lo que el cemento debe rodearla completamente, otra función es que sella las formaciones del hoyo y no permite que los fluidos de una formación circulen por el espacio anular y contaminen los fluidos de otras formaciones. También protege al revestimiento de los efectos de la corrosión por los fluidos de las formaciones tales como el agua salada. En una sección más adelante de este capítulo se profundiza en el tema de la cementación.

Figura 25. Centralizadores y raspadores de tubería



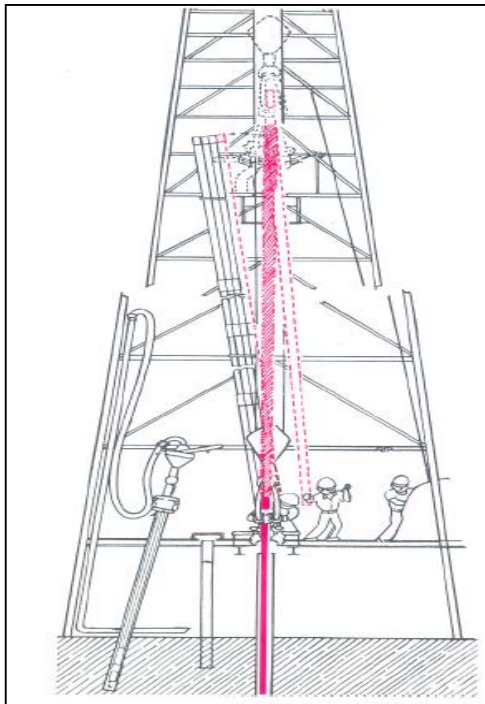
Fuente: Oilfield Glossary – Schlumberger.

- **Devolviendo la sarta al hoyo:** Para continuar con la perforación se selecciona una barrena más pequeña ya que debe caber dentro de la tubería de revestimiento, esta barrena nueva se conecta a los portabarrenas y conectada a estos se encuentra la sarta de perforación. La persona encargada de tirar la cadena para enrosca tubería debe tener unos conocimientos especiales para lograr ajustar una pieza de tubo dentro de otra. Cuando está en uso, una punta de la cadena se conecta a las tenazas, otra punta se conecta al carretel de

enroscar del malacate y la tercera punta queda libre, esta se enrosca en el tubo que está suspendido en el hoyo. Luego de enroscar la cadena, la cuadrilla se encarga de centrar el nuevo tubo en la sarta que está suspendida en el hoyo como se muestra en la Figura 26 y un miembro de la cuadrilla hace que la cadena se desenrosque del tubo suspendido y que se mueva hacia arriba y se enrolle alrededor de la conexión que se centró.

Allí el perforador hace funcionar el carretel del malacate para que este hale la cadena y cause que el tubo gire, se retira esta cadena y con las tenazas o llaves se ajusta la conexión, también se pueden usar unas tenazas o llaves neumáticas para reemplazar el uso de la cadena. Cabe aclarar que esta operación se repite hasta que toda la sarta este dentro del hoyo. Cuando la sarta ya esté en el hoyo se inicia la perforación rompiendo los tapones, zapato y el cemento que quedo dentro del revestimiento para dar paso a la siguiente sección del pozo.

Figura 26. Conexión de la tubería y bajando sarta.



Fuente: BAKER, Ron. Conceptos básicos de perforación. p. 62.

- **Instalación, cementación de la tubería de revestimiento intermedia y perforación final:** Esta sección de tubería que debe tener un menor diámetro se corre desde la superficie a través de la tubería de revestimiento superficial hasta el fondo del hoyo intermedio, esta tubería forra el pozo controlando las formaciones problemáticas que son aquellas que contienen ciertos fluidos de formación bajo presiones altas, los cuales causan erupciones o hacen difícil la producción de gas o crudo. La compañía operadora espera que la última parte de la perforación sea el pozo productor, por lo que se conecta una barrena o broca más pequeña para perforar la zapata intermedia y seguir hasta la zona o formación productora de crudo y gas.

Para determinar si esta zona contiene el suficiente crudo se debe evaluar la formación por lo que el operador lleva a cabo varias técnicas, algunas de ellas son:

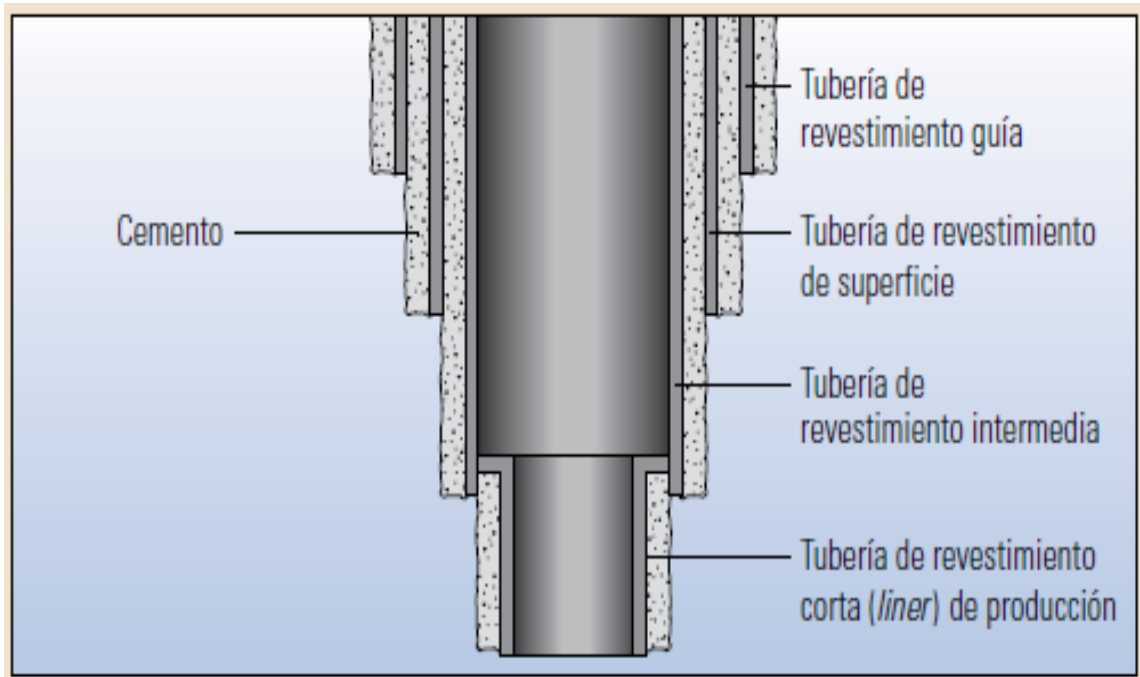
- Examinación de rípios: Consiste en recoger rípios de la zaranda y por medio de luz ultravioleta determinar si existe crudo dentro de ellos.
- Registro de lodos: Consiste en realizar registros de pozos que se toman desde el fondo hacia arriba del hoyo, a medida que la herramienta va subiendo va midiendo propiedades de las formaciones que va atravesando.⁵⁶

Construir un pozo por lo general consiste en la instalación de varias tuberías de revestimiento, cada una de ellas necesitan de una operación de cementación primaria. A medida que se profundiza el pozo, el diámetro de cada tubería es menor como se puede ver en la Figura 27. Donde la tubería de revestimiento guía de gran diámetro es la que protege las formaciones someras contra la contaminación con fluido de perforación y ayuda a prevenir los derrumbes que involucran las capas no consolidadas del terreno y los sedimentos.

⁵⁶ BAKER, Ron. Conceptos básicos de perforación. Austin, Texas: Publicado por el servicio de extensión petrolera. 1979. p. 50-72.

La tubería de revestimiento de superficie, de un diámetro más pequeño, mantiene la integridad del pozo y previene la contaminación del agua subterránea somera con hidrocarburos, salmueras subterráneas y fluidos de perforación. La tubería de revestimiento intermedia aísla las zonas hidrocarburíferas, anormalmente presionadas, fracturadas y de pérdida de circulación, lo cual provee el control del pozo a medida que avanza la perforación, se requieren varias secciones de esta tubería para acceder a la zona de interés. La tubería de revestimiento corta de producción es la tubería más pequeña y la última del pozo, esta se encarga de aislar las zonas que se encuentran por encima y dentro de la zona de interés o producción y tolera todas las cargas a lo largo de la vida productiva del pozo.⁵⁷

Figura 27. Instalación de las tuberías de revestimiento



Fuente: Oilfield Review. Vol.24, No.2. Schlumberger., Verano de 2012., p. 64.

⁵⁷ NELSON, B Erick. Fundamentos de la cementación de pozos. En: Oilfield Review. Vol.24, No.2. Schlumberger. verano de 2012. p. 64.

2.2.3 Registros en hueco abierto. Los registros de pozos son representaciones gráficas de las diferentes reacciones de los instrumentos de registro a medida que van descendiendo dentro del pozo, lo que quiere decir que estas reacciones son función de la profundidad o del tiempo en caso de estaciones fijas.

El objetivo de los registros es ayudar en la localización de formaciones o rocas ricas en crudo o gas, además de esto los registros sirven para obtener datos necesarios para planear operaciones de terminación del pozo y estimar las reservas.

Dentro de los registro a hueco abierto se encuentran los de litología, densidad, resistividad y porosidad los cuales permiten analizar en su totalidad una formación. Cabe mencionar el procedimiento que un geólogo o un ingeniero debe llevar a cabo para lograr obtener un registro en un pozo, inicialmente se corre un registro base que por lo general es de resistividad el cual se correlaciona con registros de pozos circundantes, esto con el objetivo de determinar la posición estructural del pozo en cuestión.

Luego los registros que indican litología deben ser estudiados cuidadosamente para así identificar que zonas tienen porosidad y permeabilidad para determinar si es un yacimiento comercial, igualmente el registro de resistividad debe ser evaluado para conocer posibles acumulaciones de crudo o gas. Después de tener los registros se puede calcular la porosidad y la saturación, la combinación de estos datos permite determinar el valor comercial del pozo. A continuación se muestran los registros a hueco abierto:

a) Potencial espontáneo o SP. El registro de potencial espontáneo fue uno de los primeros que se usó para determinar la litología, además provee una indicación de permeabilidad. El registro de rayos gamma (GR) también es usado para determinar litología cuando las condiciones del pozo no son las apropiadas para correr un registro SP. Por lo general la curva que representa el registro SP aparece al lado

izquierdo de este. Este registro es muy útil e informativo ya que algunos de sus usos son:

- Diferencia rocas potencialmente productoras, permeables y porosas (arenisca, caliza, dolomía) de arcillas y lutitas no permeables.
- Define los límites de las capas y permite la correlación entre las capas.
- Ayuda en la identificación de la litología (mineral).
- Permite la determinación de la resistividad del agua de formación, R_w .⁵⁸

El SP es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie en función de la profundidad, lo que quiere decir que es una medida de las corrientes eléctricas, por tanto registra el potencial eléctrico (voltaje) que se produce dentro del pozo debido al contacto entre diversos fluidos con salinidades diferentes, por lo cual este registro se usa en pozos perforados con fluidos cuya base es el agua dulce.

Los filtrados del lodo de perforación invaden aquellas zonas que exhiben alguna permeabilidad y en consecuencia se generan corrientes como muestra la Figura 28.

Si una zona es impermeable como por ejemplo el caso de lutitas, no se presentaría la invasión de fluidos y no se generarían corrientes SP por lo que el comportamiento o curva del registro sería un poco recto, a esto se le llama línea base de lutitas. La deflexión o desviación que se presenta en la curva del registro SP se determina mediante la relación entre la resistividad del filtrado de lodo y la resistividad del agua presente en la formación, usando la siguiente ecuación matemática:

$$SP = -(60 + 0.133T) \text{Log} \frac{R_{mf}}{R_w} \quad (\text{Ec. 9})$$

⁵⁸ SCHLUMBERGER. Principios / Aplicaciones de la interpretación de registros. Schlumberger editorial services. p. 17-18.

Donde,

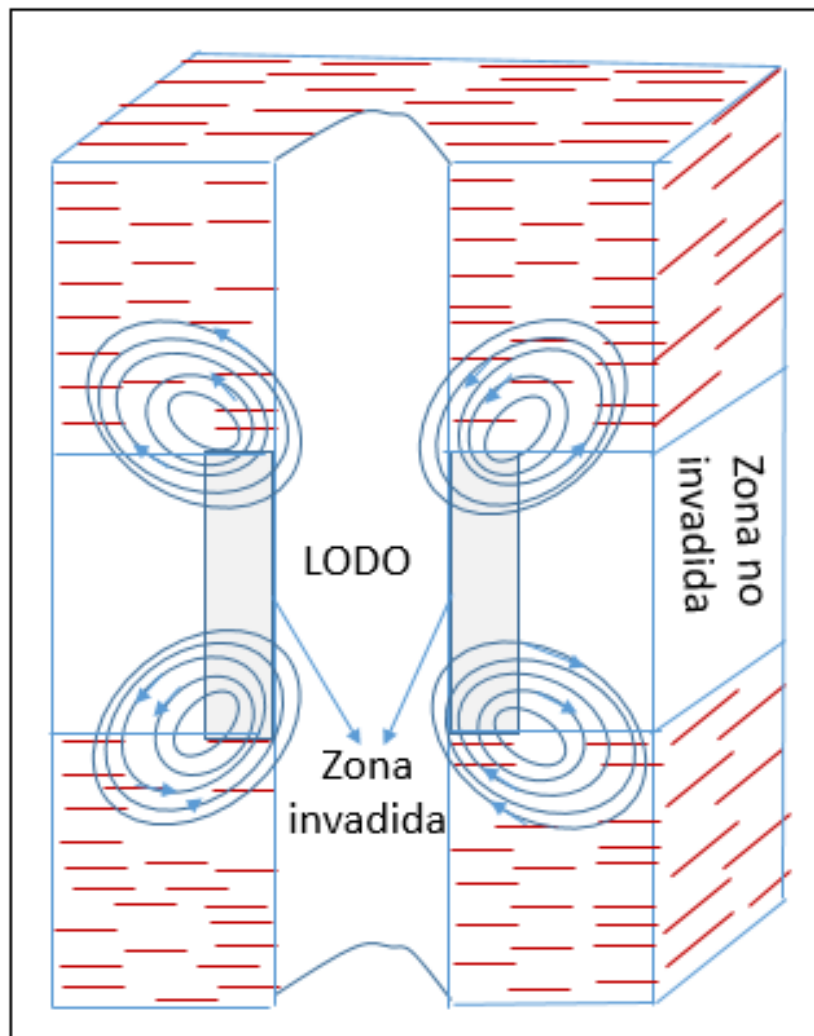
T = temperatura, °F

R_{mf} = Resistividad del filtrado del lodo, ohm-m

R_w = Resistividad del agua, ohm-m

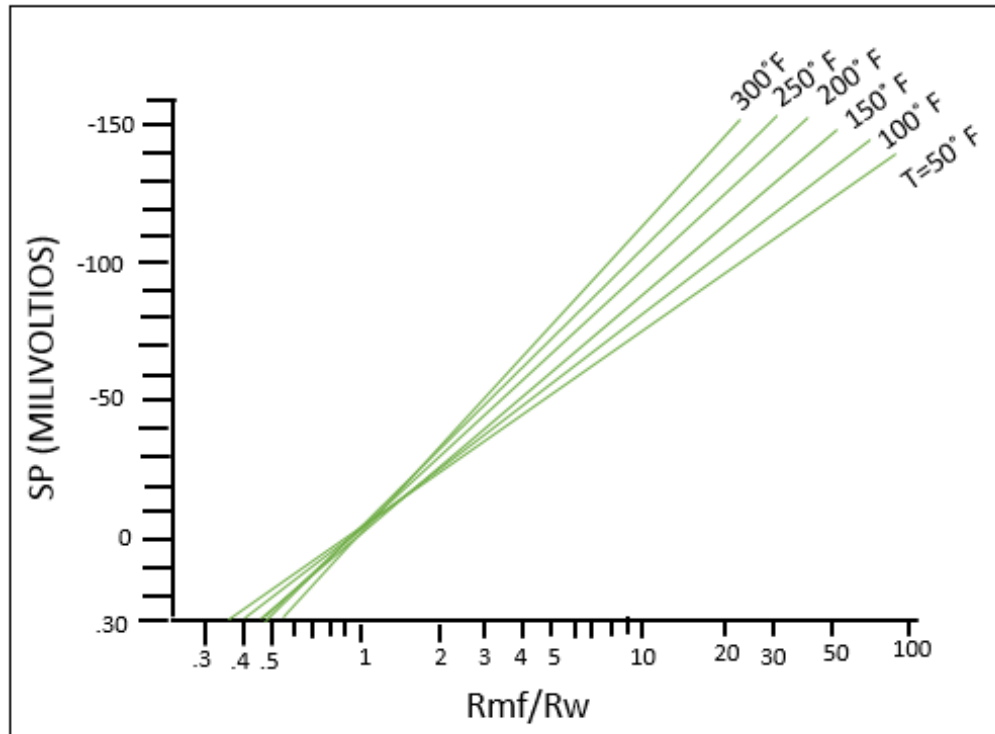
La ecuación se resuelve utilizando la Figura 29 la cual corresponde a esta relación.

Figura 28. Generación de corrientes por invasión del filtrado del lodo en zonas permeables



Fuente: HALLIBURTON/WELEX. Introducción al análisis de los registros de pozos. p.12. [Adaptado por los autores]

Figura 29. Gráfica para conocer la deflexión de la curva del registro SP



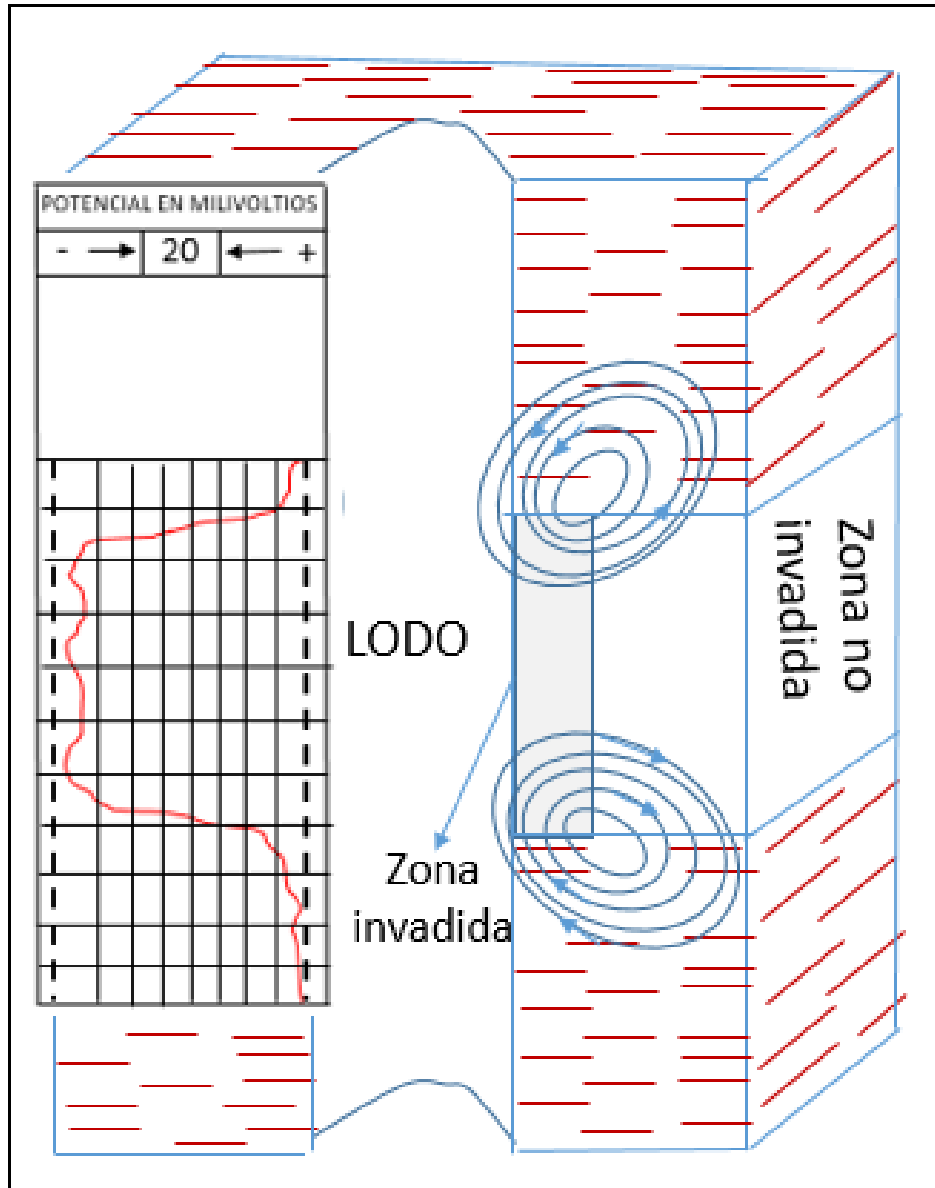
Fuente: HALLIBURTONWELEX. Introducción al análisis de los registros de pozos. p.13. [Adaptado por los autores]

Los valores de R_{mf} son conocidos y se pueden usar estos para estimar los valores de R_w . Debido a que la curva del SP no empieza con un valor de cero, la deflexión se mide a partir de una línea base para la lutita la cual es determinada por el ingeniero que corre el registro, la Figura 30 es un ejemplo de ello.

La polaridad de la deflexión es negativa a la izquierda de la línea base y positiva a la derecha de la misma, lo que significa que cuando el lodo de perforación es más dulce que el agua de formación la curva del registro SP se desplaza a la izquierda en las zonas que son permeables, cuando las condiciones son contrarias como por ejemplo arenas con agua dulce, la curva de este registro se desplaza hacia la derecha de la línea base cuando encuentra una zona permeable. Cuando el agua en el lodo y la formación son de la misma salinidad no se genera la curva del registro

SP sino que el trazo es más o menos recto, como se puede observar en la Figura 31.⁵⁹

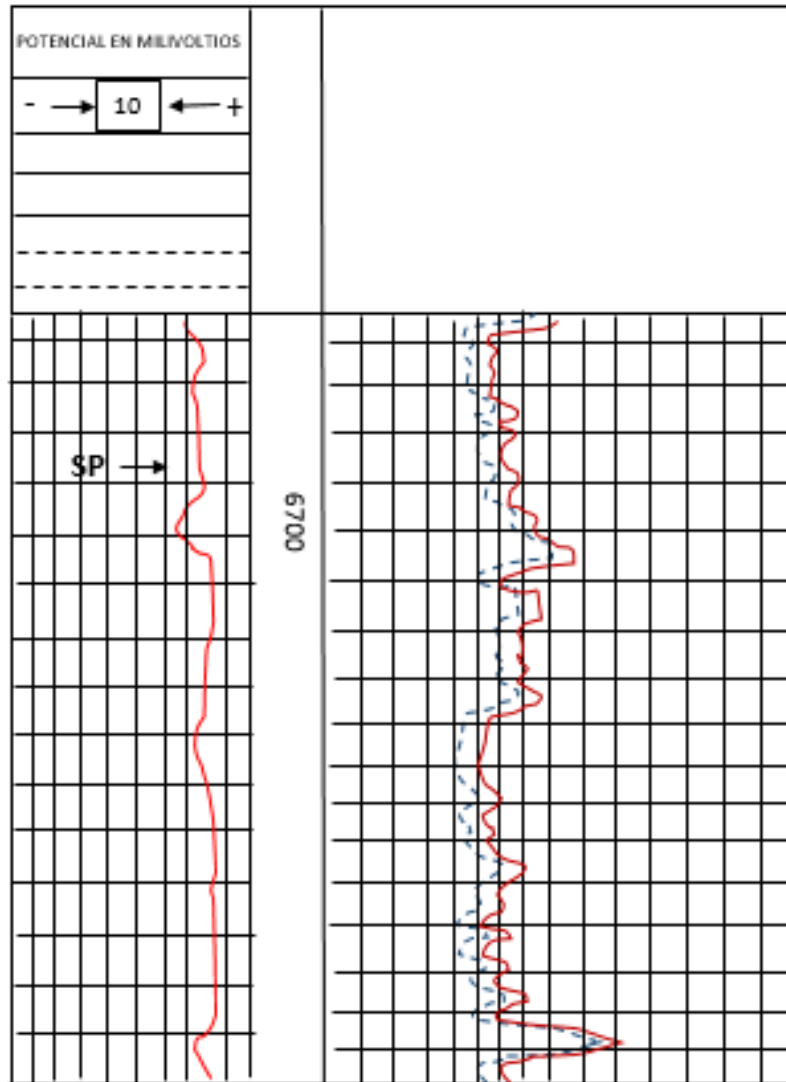
Figura 30. Ejemplo de una línea base para la lutita



Fuente: HALLIBURTON/WELEX. Introducción al análisis de los registros de pozos. p.13. [Adaptado por los autores]

⁵⁹ HALLIBURTON/WELEX. Introducción al análisis de los registros de pozos. p. 10-13.

Figura 31. Curva del registro SP casi recta

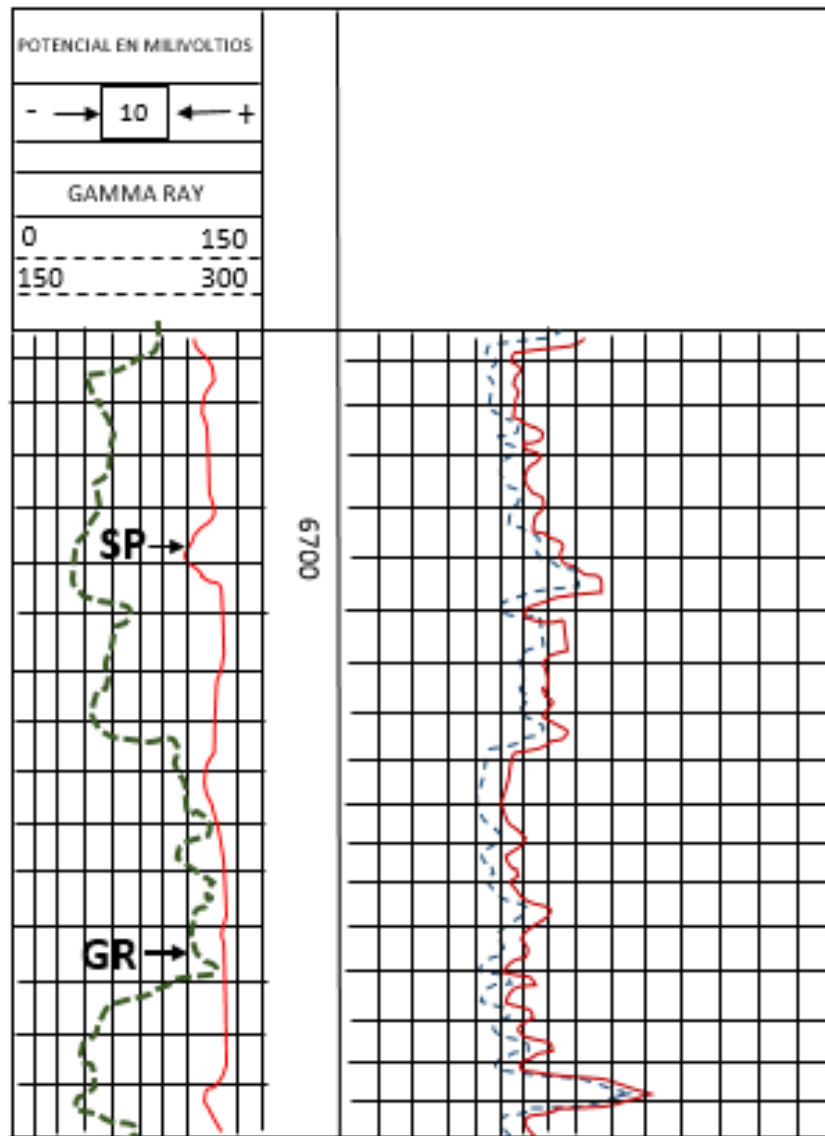


Fuente: HALLIBURTON/WELEX. Introducción al análisis de los registros de pozos. p.13. [Adaptado por los autores]

b) Registro de rayos gamma o GR. Este registro es una medición de la radioactividad natural de las formaciones, los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos. Casi todas las rocas presentan una radioactividad natural y la cantidad depende de la concentración de potasio, torio y uranio. Existen dos tipo

de GR, el primero es el GR estándar el cual mide la radioactividad total. El otro NGS o registro de espectrometría de rayos gamma naturales el cual mide la radioactividad total y las concentraciones de potasio, torio y uranio que producen radioactividad. El GR también se muestra al lado izquierdo del registro, como se puede ver en la Figura 32.

Figura 32. Curva de la corrida de un registro GR



Fuente: HALLIBURTON/WELEX. Introducción al análisis de los registros de pozos. p.14. [Adaptado por los autores]

En formaciones que son sedimentarias este registro refleja el contenido de arcilla porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas y lutitas. Las formaciones que son limpias por lo general tienen un nivel bajo de radioactividad, al no ser que existan contaminantes radioactivos como por ejemplo las cenizas volcánicas, residuos de granito o que el agua de formación contenga sales radioactivas disueltas.

La sonda del GR contiene un detector para medir la radiación gamma que se origina en el volumen de la formación cerca de la sonda. Este registro es útil para definir las capas arcillosas cuando el SP está distorsionado en formaciones resistivas, cuando el SP es insignificante en formaciones que llevan agua dulce o lodo salado o cuando el SP no se puede registrar en lodo no conductivo, pozos vacíos o perforados con aire. Además facilita la combinación con otras herramientas de registro y permite la correlación precisa de registros hechos en una corrida con los que se hicieron en otra corrida diferente.⁶⁰

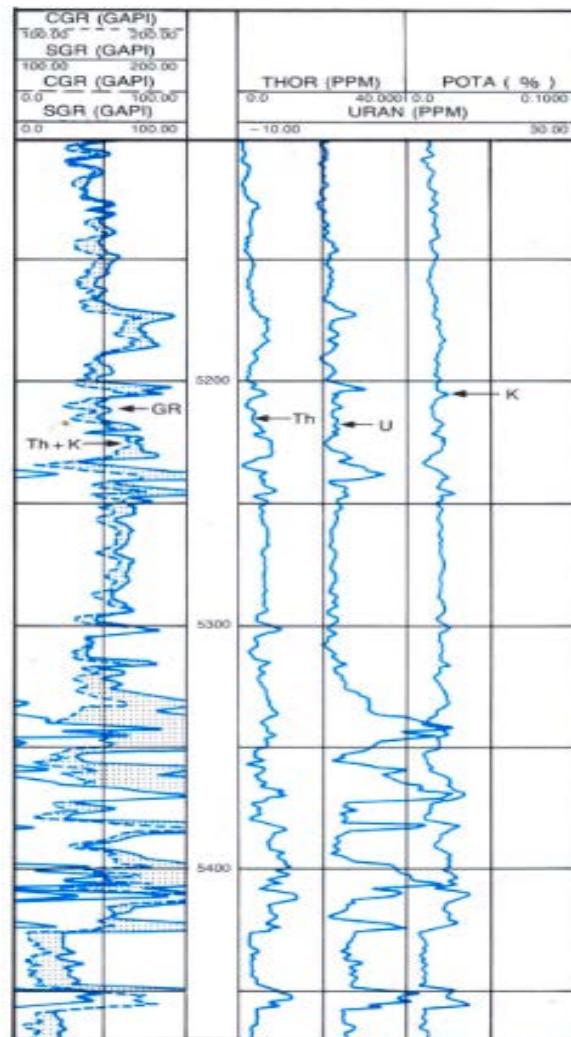
c) Registro de espectrometría de rayos gamma naturales o NGS. Este registro mide la radioactividad natural de las formaciones a diferencia del registro GR que solo mide la radioactividad total, lo que quiere decir que el NGS mide el número de rayos gamma y el nivel de energía de cada uno y permite determinar las concentraciones de potasio, torio y uranio radioactivos en la formación. La herramienta NGS utiliza un detector de centelleo de yoduro de sodio contenido en una caja de presión que durante el registro se mantiene contra la pared del pozo por medio de un resorte inclinado, esta proporciona un registro de las cantidades o concentraciones de torio, potasio y uranio en la formación, estos por lo general se presentan en la pista 2 y 3 del registro como muestra la Figura 33, las concentraciones de torio y uranio se miden en ppm y la de potasio en %, En la misma figura se puede apreciar una curva GR total estándar que se determina por

⁶⁰ SCHLUMBERGER. Op. cit., p.23-26.

medio de una combinación lineal de las concentraciones de los tres elementos ya mencionados, esta curva se expresa en unidades API.

El registro NGS se puede utilizar para detectar, identificar y evaluar minerales radioactivos, también para identificar el tipo de arcilla y calcular los volúmenes de esta, lo cual puede proporcionar una idea de la fuente, el medio ambiente del depósito, la historia diagenética y las características petrofísicas de la roca.

Figura 33. Ejemplo de un registro NGS



Fuente: HALLIBURTON/WELEX. Introducción al análisis de los registros de pozos. p.14. [Adaptado por los autores]

d) Registros de porosidad. Entre ellos están el registro sísmico, densidad y neutrón. Las mediciones de estos registros no solo dependen de la porosidad sino también de la litología de la formación, del fluido de los poros y en algunos casos de la geometría de la estructura porosa. Conociendo la litología y los parámetros de la matriz se pueden obtener valores correctos de porosidad en base a estos registros.

- **Registro sísmico:** Una herramienta sísmica consiste de un transmisor que emite impulsos sísmicos y un receptor que capta y registra los impulsos, este es un registro en función del tiempo que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación, a lo que se le conoce como tiempo de transmisión el cual depende de la litología y de la porosidad de la formación. El registro sísmico es muy útil como registro de porosidad y puede correrse con otros servicios simultáneamente.
- **Registro de densidad:** Este es usado principalmente como registro de porosidad, entre otros usos se encuentra la identificación de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas con arcilla y de litologías complejas, determinación de producción de lutitas con contenido de aceite, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas. El principio de este registro consiste en una fuente radioactiva que se le aplica a la pared del hoyo en un cartucho deslizable, el cual emite a la formación rayos gamma de mediana energía, estos rayos chocan con los electrones en la formación por lo que con cada choque los rayos gamma pierden un poco de energía cediéndola al electrón, esta interacción se conoce como efecto Compton. Los rayos gamma que se encuentran dispersos y que llegan al detector se cuentan para indicar la densidad de la formación.
- **Registro Neutrón:** Se usan principalmente para delinear formaciones porosas y determinar su porosidad, este responde a la cantidad de hidrogeno en la

formación. En formaciones limpias donde los poros estén saturados con agua o aceite, este registro refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido. Las zonas de gas pueden identificarse por medio de este registro u otros de porosidad o con un análisis de muestras, al hacer una combinación del registro neutrón con otros proporcionan valores de porosidad más exactos y hasta una evaluación del contenido de arcillas. Se puede decir que la lectura de neutrones depende en su mayor parte del índice de hidrogeno en la formación que es proporcional a la cantidad de hidrogeno por unidad de volumen, tomando como unidad el índice de hidrogeno del agua dulce en las condiciones de superficie.⁶¹

e) Registros de resistividad. Una de las mediciones más importantes es la resistividad ya que sus mediciones en conjunto con la porosidad y resistividad del agua se usan en los cálculos de saturación de agua y de hidrocarburos. Cabe resaltar que la resistividad es la capacidad que tiene una substancia de resistir o impedir el flujo de una corriente eléctrica. Frecuentemente en este registro se usa la palabra conductividad la cual es un recíproco de la resistividad, por lo que a una resistividad alta corresponde una conductividad baja y viceversa.

La unidad que se usa en estos registros es ohmio-metro²/metro, que se puede abreviar a ohmio-metro u ohmios. Existen cinco variables que afectan la resistividad de la formación, entre ellos está la concentración de sal, la temperatura del yacimiento, la porosidad, la litología y la saturación en agua. La parte fundamental de los registros de resistividad se basa en la comparación de diversos valores y en la relación entre los diferentes parámetros.

Entre las mediciones de la resistividad está el registro eléctrico que se muestra a continuación, entre otras están el registro de inducción eléctrica, el cual es una combinación de curvas eléctrica y de inducción, por tanto mide la conductividad de

⁶¹ SCHLUMBERGER. Op. cit., p.32-51.

la formación y es efectiva en formaciones con porosidad de intermedia a alta. También el registro de inducción doble, el cual es muy útil cuando los diámetros de la invasión son grandes. Otro es el registro de guarda, este se obtiene mediante un instrumento que enfoca una corriente y su utilidad principal es en lodos conductivos, estratos delgados y formaciones con alta resistividad.

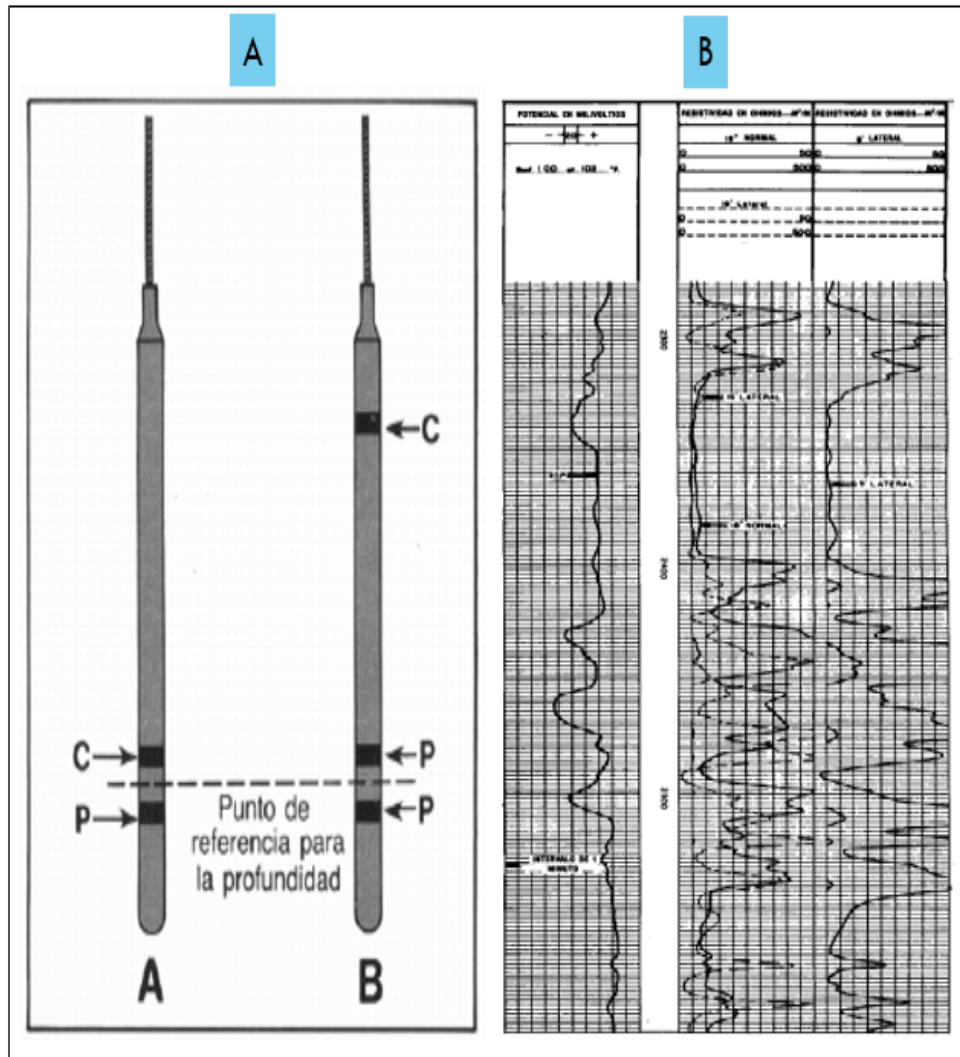
- **Registro eléctrico:** Es el registro básico y el más usado, este consiste en una curva SP y una combinación de curvas de resistividad que se llaman normal o lateral según la configuración de los electrodos. La curva normal se obtiene usando dos electrodos pozo abajo, uno de corriente y uno receptor, los valores de la resistividad se obtienen mediante la caída de voltaje entre estos. La curva lateral se obtiene usando tres electrodos, uno de corriente y dos receptores como se ve en la Figura 34-A, estas curvas no son simétricas porque debido a la presencia de estratos delgados se distorsionan, pero son efectivas para medir la resistividad real en formaciones gruesas y homogéneas. Un ejemplo de este registro se muestra en la Figura 34-B.⁶²

2.2.4 Cementación. La cementación de los pozos petroleros consiste en dos operaciones principales como lo son:

- **La cementación primaria:** Es el proceso de colocación de una lechada de cemento en el espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la formación, esta operación se describe a continuación.
- **La cementación con fines de remediación:** Consiste en inyectar cementos en posiciones estratégicas de los pozos con fines de reparación de estos o de su abandono, en una sección más adelante se describe este tipo de cementación.

⁶² HALLIBURTON/WELEX. Op. cit., p.15-20.

Figura 34. Electrodo y un registro eléctrico



Fuente: HALLIBURTONWELEX. Introducción al análisis de los registros de pozos. p.18. [Adaptado por los autores]

a) Cementación primaria. La cementación es aquella que proporciona un sello hidráulico aislando las zonas con el fin de impedir la comunicación de los fluidos entre las zonas productivas de los pozos, igualmente permite sostener la tubería de revestimiento y la protege de la corrosión la cual se produce por los fluidos de formación. Esta operación se lleva a cabo después de perforar un intervalo hasta una profundidad deseada, haber removido la columna de perforación y dejar el hoyo

con fluido de perforación, luego bajar la tubería de revestimiento hasta el fondo del pozo la cual lleva consigo una protección en el extremo inferior, lo que se conoce como una zapata guía o zapato flotador en forma de bala, la primera difiere de la segunda porque carece de una válvula de retención la cual impide el flujo inverso de los fluidos que pasan desde el espacio anular hacia el interior de la tubería de revestimiento. Antes de iniciar con el proceso de cementación se debe tener en cuenta que el lodo usado como fluido del pozo en el proceso de perforación debe ser reemplazado por salmuera (fluido de control).

El proceso de cementación incluye la preparación de la lechada en superficie la cual se compone de cemento en polvo, agua y aditivos químicos para controlar las propiedades del cemento, después de tener preparada la lechada de cemento, se inicia con la operación de cementación donde bombas especiales de alta presión (como en un *workover* lo que se necesita es presión, las camisas de la bomba son de menor diámetro a diferencia de la perforación donde se requiere de caudal, por lo que las camisas son de mayor diámetro) la llevan hacia arriba, hasta la cabeza para cementación montada en la parte superior de la tubería de revestimiento que está suspendida en el hoyo, esta cabeza cumple la función de alojar los tapones de goma que se enviarán durante el bombeo de la lechada de cemento, la cual es desplazada por medio de un manifold de válvulas.

Antes de que el cemento llegue un tapón de goma conocido como el tapón de fondo o tapón naranja se suelta de la cabeza para cementación. Como las lechadas de cemento y los fluidos de perforación son químicamente incompatibles su mezcla puede generar una masa gelificada que después es difícil de remover del pozo y puede impedir la uniformidad de la cementación, por lo que el paso a seguir es mantener la separación de estos fluidos usando lavadores químicos (fluidos base agua) y fluidos espaciadores los cuales se bombean antes de la lechada de cemento, acondicionando así el hueco para que este tenga mejor agarre del cemento. El tapón naranja llega y se ajusta en el float collar, este tapón tiene una

membrana donde la presión del cemento la rompe causando que este se abra y deje pasar el cemento hasta el fondo de la tubería de revestimiento. El cemento sale por la guía o apertura del zapato flotador y comienza a subir por el espacio anular (este se refiere al espacio que hay entre la parte exterior de la tubería de revestimiento y las paredes del hoyo o pozo), se bombea hasta que el cemento llene el espacio anular, la Figura 35 muestra dichas herramientas.

Figura 35. Algunas herramientas de cementación



Fuente: Izq. ORTEGA, Guillermo. Herramientas de completamiento. p. 36; Der. Arriba Dezhou Rundong Petroleum Machinery Co., Ltd; Abajo. Mego Afect. [Adaptado por los autores]

Luego cuando el cemento va entrando en la tubería de revestimiento se suelta un tapón sólido conocido como tapón de tope o tapón negro, este sigue a la lechada y la aísla del fluido de desplazamiento (este puede ser agua salada) el cual es bombeado detrás del tapón, haciendo que la mayor parte del cemento pase al

espacio anular. Esta salmuera hace que la presión en la tubería aumente, causando un back flow o retorno a superficie aproximadamente entre 0.75 y 1.5 bbl.

Cuando el tapón negro se sienta sobre el tapón naranja se apagan las bombas, cabe aclarar que parte del cemento queda en la tubería de revestimiento más abajo del collar flotador y por supuesto en el espacio anular entre el revestimiento y la formación, la mayor parte de la tubería queda llena con el fluido de desplazamiento, en la Figura 36 se muestra el proceso de cementación de la tubería de revestimiento y el trabajo terminado. Cabe mencionar que la cementación generalmente se hace con tubería de trabajo y cemento tipo G.

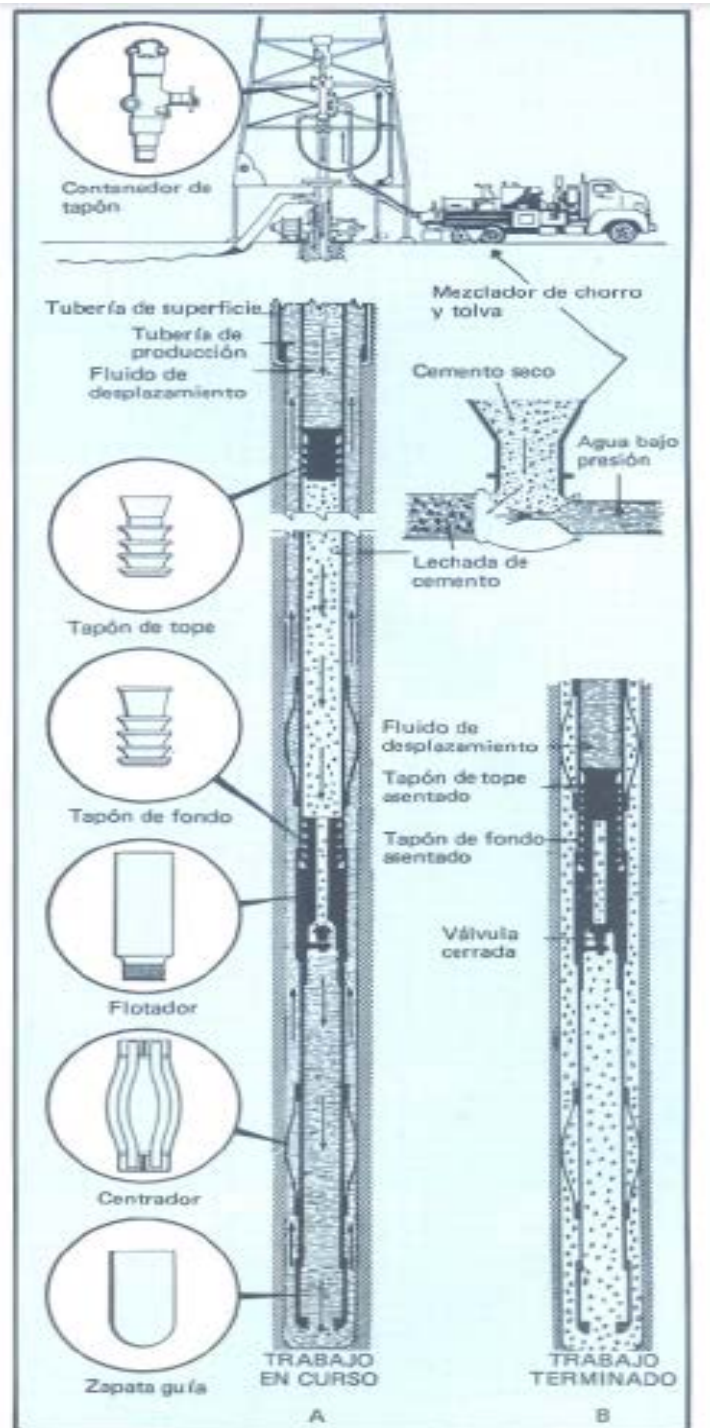
Después de bombeado el cemento se espera un tiempo para que este fragüe lo que se conoce como tiempo de fraguado que usualmente es menos de 24 horas, cuando este se endurece se realizan varias pruebas para medir su calidad y asegurarse de que se hizo una buena cementación. Cuando ha fraguado el cemento y las pruebas son exitosas se baja tubería de trabajo con una broca de menor diámetro con el fin de perforar el cemento, el collar y el zapato y con uno raspador para limpiar el cemento que queda adherido al interior del revestimiento, para luego instalar las preventoras y seguir perforando.⁶³

b) Cálculo del volumen de cemento. Por medio del siguiente ejemplo se muestra como calcular el volumen de lechada de cemento, el volumen de desplazamiento, cantidad de sacos de cemento y agua requerida y otros cálculos para la bomba triplex a usar, teniendo en cuenta las siguientes especificaciones:⁶⁴

⁶³ BAKER. Op. cit., p.59-61.

⁶⁴ Universidad Industrial de Santander. Apuntes de clase "Completamiento de Pozos: 2012". Docente: Ingeniero Herney Delgado Martínez. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Figura 36. Proceso de la cementación primaria



Fuente: BAKER, Ron. Conceptos básicos de perforación. Austin, Texas: Publicado por el servicio de extensión petrolera. 1979. p.61.

- **Información del pozo:** Un pozo es perforado con una broca de 8 ½” hasta la profundidad de 8500 pies (ft), el revestimiento anterior es de 9 5/8” cuyo zapato se encuentra a 600 pies. Se programó correr un revestimiento de 7” cuyo zapato es asentado a 8500 pies, el float collar o collar flotador se encuentra ubicado a la profundidad de 8430 pies.
- **Información del revestimiento:** Revestimiento de OD= 7”, grado de la tubería= N-80, con un ID=6.184 y 29 #/ft de peso. Revestimiento de OD= 9 5/8”, grado de la tubería= J-55, con un ID= 8.921” Y 36 #/ft de peso.
- **Esquema del pozo:** El landing joint es la junta que se une al revestimiento, luego de que el cemento fragüe esta tubería se desenrosca y se instala el *casing head spool* o sección A y se instalan las BOP’s. El tronco se le conoce al extremo de esta tubería que sobra por encima de la mesa rotaria. La Figura 37 muestra el esquema del pozo para este ejemplo.

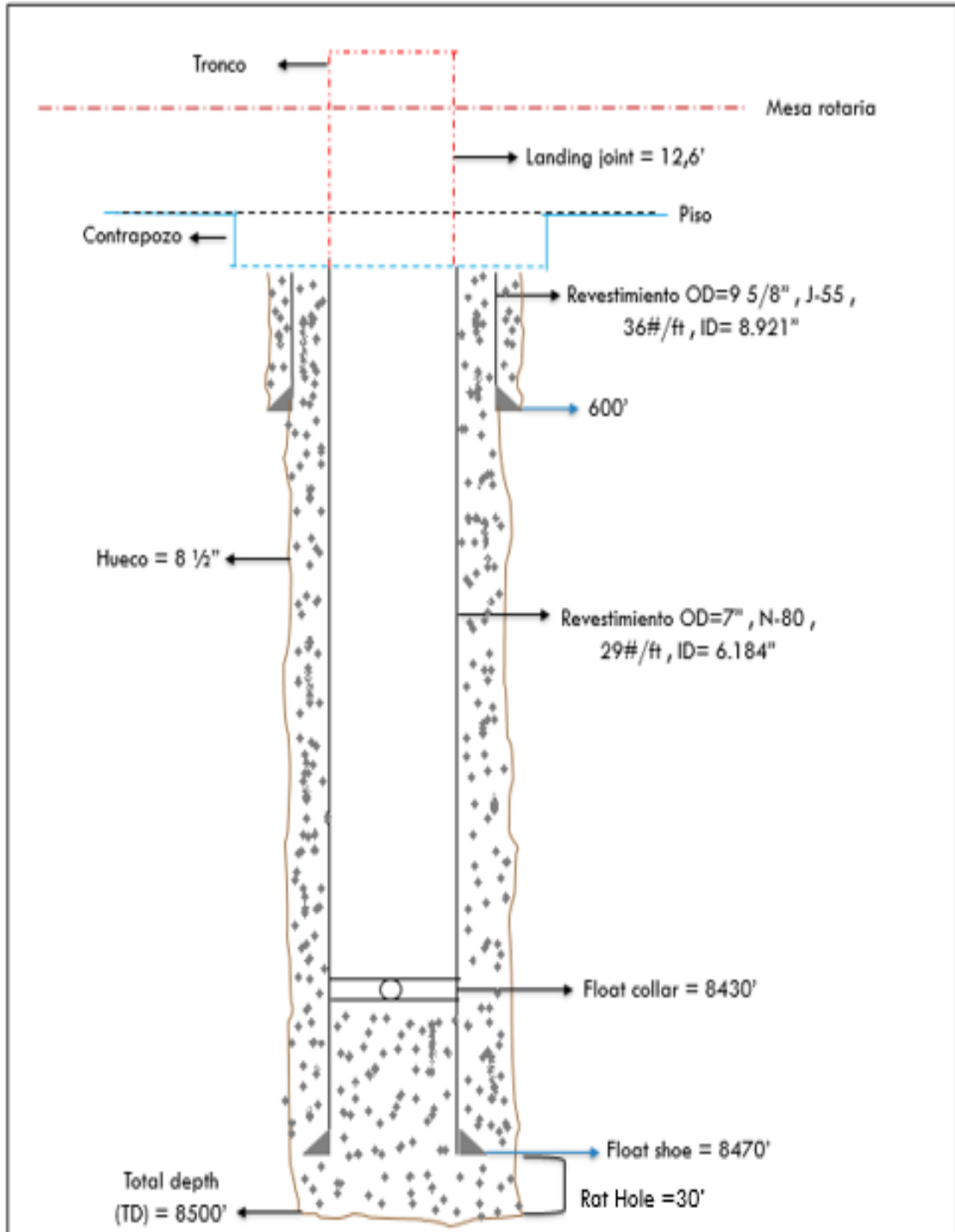
A continuación se muestran los cálculos que se deben llevar a cabo:

- 1) Cálculo del volumen total de lechada de cemento y número de sacos de cemento requeridos.

Por lo general se usa cemento clase G, el cual presenta las siguientes características:

- Densidad= 15.8 #/gal
- Rendimiento = 1.15ft³/sx
- Agua requerida = 5 gal/sx

Figura 37. Esquema del pozo para el cálculo de volumen de lechada



Fuente: Basado en los apuntes de clase de la asignatura Completamiento de pozos – 2012.
[Adaptado por los autores]

Donde; ID= diámetro interno, OD= diámetro externo, RVTO= revestimiento, A= Rat hole, B= Vol. Anular entre hueco y el revestimiento de 7", C= Vol. Anular entre el revestimiento de 9 5/8" y el de 7".

$$\text{Vol. total de lechada}(bbl) = A + B+C \quad (\text{Ec. 9})$$

- **Vol. Rat Hole, A =** (Ec. 10)
*Capacidad hueco(bbl/ft) * Longitud (ft)*

$$\text{Capacidad hueco} = \frac{ID^2 \text{ hueco}}{1029.4} \quad (\text{Ec. 11})$$

- **Vol. anular(Hueco – RVTO), B =** (Ec. 12)
*Capacidad anular(bbl/ft) * Longitud (ft)*

$$\text{Capacidad anular} = \frac{ID^2 \text{ hueco} - OD^2 \text{ rvto de 7"} }{1029.4} \quad (\text{Ec. 13})$$

$$\text{Long.} = \text{Long. float shoe de 7"} - \text{Long. float shoe 9 5/8"} \quad (\text{Ec. 14})$$

- **Vol. anular(RVTO – RVTO), C =** (Ec. 15)
*Capacidad anular(bbl/ft) * Longitud (ft)*

$$\text{Capacidad anular} = \frac{ID^2 \text{rvto de } 9 \frac{5}{8}'' - OD^2 \text{rvto de } 7''}{1029.4} \quad (\text{Ec. 16})$$

$$\text{Long.} = \text{Long. float shoe de } 9 \frac{5}{8}'' - \text{Long. landing joint''} \quad (\text{Ec. 17})$$

Para el cálculo de número de sacos de cemento (sx) requeridos y el agua total necesaria se usan las siguientes ecuaciones:

$$\text{Cantidad de sx} = \frac{\text{Vol. total lechada (bbl)} * 5.615 (\text{ft}^3/\text{bbl})}{\text{Rendimiento} (\text{ft}^3/\text{sx})} \quad (\text{Ec. 18})$$

$$\begin{aligned} \text{Agua total (bbl)} = & \quad (\text{Ec. 19}) \\ (\text{Requerimiento de agua (gal/sx)} * \text{Cantidad de sx}) / 42 \left(\frac{\text{gal}}{\text{bbl}} \right) \end{aligned}$$

2) Cálculo del volumen de desplazamiento (este va desde la superficie hasta el float collar, donde se asentará el tapón). *Longitud = long. float collar*

$$\begin{aligned} \text{Vol. desplazamiento (bbl)} = & \quad (\text{Ec. 20}) \\ \text{Capacidad RVTO (bbl/ft)} * \text{Longitud (ft)} \end{aligned}$$

$$\text{Capacidad RVTO} = \frac{ID^2 \text{rvto de } 7''}{1029.4} \quad (\text{Ec. 21})$$

3) Determinación de la salida de una bomba triplex, bbl/stk

Donde: D. camisa= diámetro de la camisa (pulgadas), L. estroque= longitud del estroque (pulg), EF= eficiencia de la bomba.

$$\text{Salida de la bomba} \left(\frac{\text{bbl}}{\text{stk}} \right) = 0.000243 * D. \text{camisa} * L. \text{estroque} * EF \quad (\text{Ec. 22})$$

$$\text{No. de stk desde superficie a fondo} = \frac{\text{Vol. tubería rvto}}{\text{Salida de la bomba}} \quad (\text{Ec. 23})$$

$$\text{Tiempo desde superficie a fondo} = \frac{\text{No. de stk desde superficie a fondo}}{\text{Salida de la bomba}} \quad (\text{Ec. 24})$$

$$\text{No. de stk desde fondo a superficie} = \frac{\text{Vol. anular}}{\text{Salida de la bomba}} \quad (\text{Ec. 25})$$

$$\text{Tiempo fondos arriba} = \frac{\text{No. de stk desde fondo a superficie}}{\text{Salida de la bomba}} \quad (\text{Ec. 26})$$

c) Clasificación API y ASTM de los cementos. Casi todas las operaciones de cementación utilizan cemento portland, este consiste principalmente en compuestos de silicato de calcio y aluminato de calcio que se hidratan cuando se agregan al agua. Los productos de la hidratación, fundamentalmente los hidratos de silicato de calcio proveen la resistencia y la baja permeabilidad requeridas para lograr el

aislamiento zonal. Los cementos de los pozos petroleros enfrentan un amplio rango de temperaturas, desde temperaturas inferiores al punto de congelamiento hasta las superiores de 752° F en los pozos geotérmicos.

Existen muchos aditivos de los cuales se dispone para ajustar el rendimiento del cemento, lo que permite adecuar una formulación de cemento para un ambiente de pozo en particular. El objetivo principal es formular un cemento que sea bombeable durante un tiempo suficiente para colocarlo en el espacio anular, que desarrolle resistencia y que mantenga su duración a lo largo de toda la vida productiva del pozo.

El cemento Portland es el más importante e idóneo para las operaciones de cementación de pozos, algunos de estos son de fabricación especial debido a que las condiciones de los pozos difieren entre si al variar su profundidad, temperatura y presión. Este cemento además es un ejemplo de un cemento hidráulico que fragua y desarrolla la resistencia a la compresión como resultado de la hidratación. La cual involucra reacciones químicas entre el agua y los componentes presentes en el cemento. Las especificaciones de los cementos son establecidas por el American Petroleum Institute (API) y el American Society for Testing and Materials (ASTM), actualmente hay ocho clases de cementos Portland y son las siguientes:

- **Clase A o tipo I:** Está diseñado para emplearse a 6000ft (1830 m) de profundidad como máximo, con temperatura de 77°C y donde no se requieran propiedades especiales.
- **Clase B o tipo II:** Diseñado para ser usado desde la superficie hasta una profundidad de 6000ft (1830 m) de profundidad, con temperatura de 77°C y donde se requiere moderada resistencia a los sulfatos.

- **Clase C o tipo III:** Diseñado para ser usado desde la superficie hasta una profundidad de 6000ft (1830 m) de profundidad, con temperatura de 77°C y donde se requiere alta resistencia a la compresión temprana, se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- **Clase D:** Este cemento se emplea desde los 6000ft (1830 m) hasta los 10000ft (3050 m) de profundidad, con temperatura de hasta 110°C y presión moderada, se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- **Clase E:** Este se usa desde los 10000ft (3050 m) hasta los 14000ft (4270 m) de profundidad, con temperatura de 143°C y alta presión, se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- **Clase F:** Este se usa desde los 10000ft (3050 m) hasta los 16000ft (4880 m) de profundidad, con temperatura de 160°C y donde exista alta presión, se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- **Clase G y H:** Se conocen como los cementos petroleros, son básicos para emplearse desde la superficie hasta los 8000ft (2440 m) tal como se fabrican, estos pueden modificarse con aceleradores y retardadores para usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura.⁶⁵

2.2.5 Evaluación de la calidad del cemento. El control de calidad durante la mezcla y el bombeo de lechadas es de gran importancia, pero la evaluación del cemento ya fraguado es también clave para el aislamiento de las formaciones. Por lo que después de ejecutar una operación de cementación y de que el cemento ha fraguado, se efectúan unas pruebas para evaluar la integridad y el desempeño del cemento, confirmando así el éxito de su aplicación y su capacidad para satisfacer

⁶⁵ NELSON, B Erick. Well Cementing. Schlumberger Educational Services. Texas, 1990. p.12-13.

los objetivos. Las técnicas de evaluación del cemento incluyen las pruebas hidráulicas (pruebas de presión en la zapata de la tubería del revestimiento) y varios métodos de adquisición de registros de pozos.

Las pruebas de presión constituyen el método de prueba hidráulica más común, este tipo de prueba la realizan los ingenieros después de cada operación de cementación de la tubería de revestimiento de superficie o intermedia.

Primero, realizan una prueba de presión de la tubería de revestimiento para verificar la integridad mecánica de la sarta de tubulares y luego remueven el cemento residual de la zapata de la tubería de revestimiento, después llevan a cabo una prueba de integridad de presión mediante el incremento de la presión interna de la tubería de revestimiento hasta que excede la presión que será aplicada durante la fase de perforación siguiente, sino se detecta pérdida alguna, el sello del cemento se considera exitoso.

También se puede seleccionar cualquier técnica de registro de pozos para evaluar la calidad del cemento detrás de la tubería de revestimiento. Los registros de temperatura ayudan a localizar el tope de la columna de cemento en el espacio anular, la hidratación del cemento es un proceso exotérmico que eleva la temperatura del medio circundante.

Los datos que se obtienen con las herramientas de registros acústicos y ultrasónicos ayudan al análisis de las interfases entre el cemento y la tubería de revestimiento, y entre el cemento y la formación. Estos tipos de registros se muestran más adelante en la sección de registros de hueco entubado o revestido. Estas herramientas proporcionan información de la calidad de adherencia del cemento a la tubería de revestimiento y a la formación. Cuando las operaciones de adquisición de registros indican que la cementación es defectuosa, ya sea porque la adherencia del cemento

es pobre o porque existe comunicación entre las zonas, puede implementarse una técnica de cementación con fines de remediación.⁶⁶

2.2.6 Cementaciones correctivas o remediales. Existen varias operaciones que se llevan a cabo para corregir algunos problemas que se presentan pozo abajo, estas se realizan para reparar los problemas de cementación primaria. La cementación correctiva se puede llevar a cabo por tapones de cementos bien sea balanceado o balanceado forzado, por circulación y por squeeze. Ubicar un tapón de cemento en un pozo es una operación que comúnmente es llevada a cabo en campo, esta implica usar un volumen de lechada de cemento en el pozo para llevar a cabo tareas como:

- Desviación o sidetrack por encima de un pescado o para iniciar perforación direccional.
- Aislar intervalos o zonas y abandonar algún pozo.
- Resolver problemas de pérdida de circulación durante la perforación o reparar la tubería de revestimiento.
- Recañonear zonas o realizar cualquier remediación al pozo después de que este se ha terminado.

Este tipo de tareas se explican a continuación:

- **Sidetrack y perforación direccional:** Un sidetrack es una desviación que se realiza después de realizar una pesca y que por algún motivo la herramienta queda pegada en fondo y no se puede recuperar, por lo que puede ser económicamente viable colocar un tapón de cemento encima del pescado y desviar el pozo con un ángulo y dirección diferente.

⁶⁶ NELSON, B Erick. Well Cementing. Op. cit., p.65.

- **Abandonar zonas o pozos:** Consiste en colocar varios tapones de cemento (por lo general se colocan tres) a diferentes profundidades con el fin de evitar la comunicación entre zonas y la migración de fluidos que puedan contaminar las fuentes de agua dulce subterráneas. Cuando las zonas productoras se agotan también suele colocarse un tapón de cemento para su abandono, evitando así la comunicación con otras zonas que se pueden poner a producir. En muchos países, las compañías operadoras de pozos de petróleo y gas están obligadas a seguir y cumplir con los procedimientos de abandono que dictan las autoridades gubernamentales.
- **Perdida de circulación:** La pérdida del fluido de perforación se puede detener mediante el uso de la lechada de cemento debidamente formulada a través de la zona ladrona, aunque esta mezcla pueda perderse en dicha zona, se endurecerá y permitirá la consolidación de la formación. Un tapón de cemento se puede ubicar por encima de una zona para evitar que sea fracturada por la presión hidrostática cuando se esté cementando un revestimiento.⁶⁷ En la Figura 38 se muestra un ejemplo de algunos usos de los tapones de cemento.

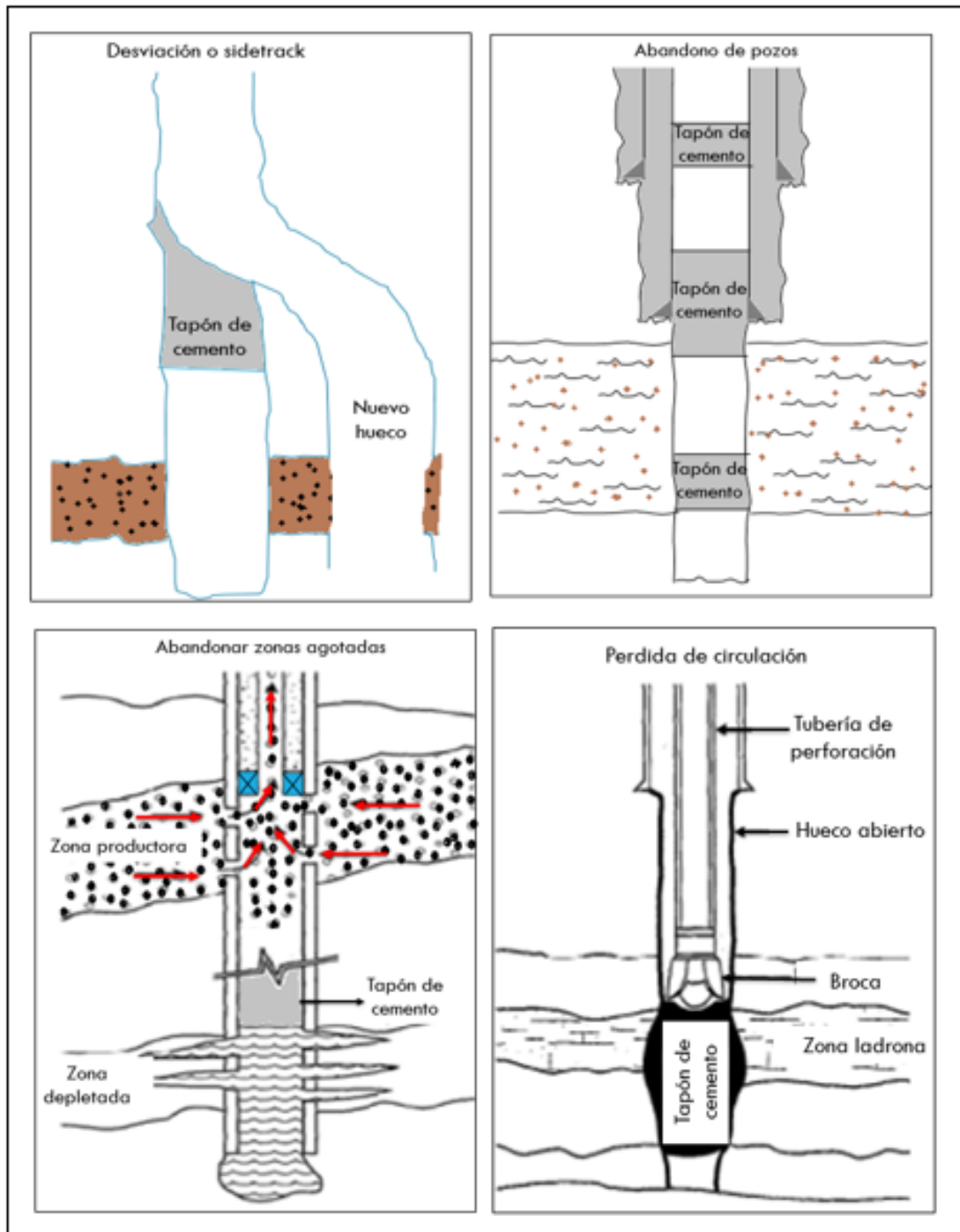
Dentro de las técnicas que por lo general se usan para ubicar un tapón de cemento y lograr corregir algún problema de cementación primaria encontramos las que se describen a continuación:

a) Tapón de cemento balanceado. Es el método comúnmente utilizado y para llevarlo a cabo por lo general se tiene en cuenta un programa operacional como el siguiente:

- Realizar los cálculos de la operación.

⁶⁷ NELSON, B Erick. Well Cementing. p.344-345.

Figura 38. Ejemplos del uso de tapones de cementos



Fuente: NELSON, B Erick. Well Cementing. Schlumberger Educational Services. Texas, 1990. p. 344-345. [Adaptado por los autores]

- El pozo inicialmente está lleno con fluido de control que por lo general es salmuera.
- Llevar a cabo una reunión preoperacional y de seguridad, luego hacer la respectiva revisión de cálculos.
- Bajar la tubería con punta abierta hasta donde va a quedar la base del tapón.
- En superficie mezclar los aditivos para preparar la lechada.
- Se procede a bombear los fluidos en el siguiente orden: 5 bbl de agua dulce (para que el cemento no se mezcle con la salmuera), el volumen correspondiente de lechada (esta es empujada con una bomba triplex), un volumen de agua dulce que iguale la columna de los 5 bbl que quedan en el anular y finalmente el volumen de salmuera (por lo general se quitan 2 bbl, este corresponde al volumen de subdesplazamiento y se hace con el fin de que las columnas se balanceen por si solas).
- Realizar back Flow y no debe retornar ni una gota por la tubería.
- Sacar la tubería 500 ft por encima del tope del cemento.
- Circular en reversa mínimo dos veces el volumen de la tubería, esto con el fin de llevar a cabo la limpieza de la misma.
- Sacar toda la tubería a superficie.
- Fin de la operación.

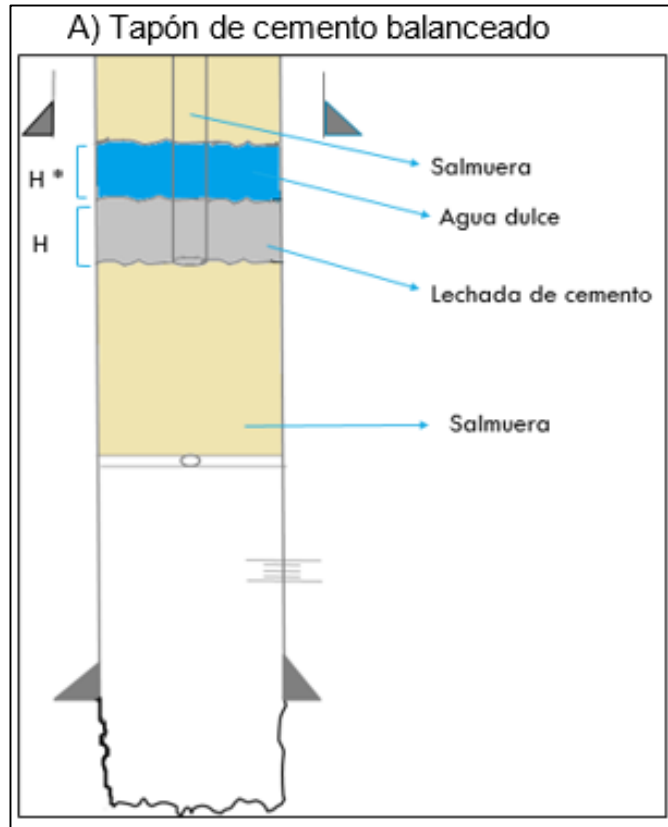
Los cálculos que se llevan a cabo para realizar esta operación se describen a continuación, para ello tener en cuenta el ejemplo de tapón balanceado que se muestra en la Figura 39.

1) Cálculo del volumen de la lechada de cemento

$$\begin{aligned}
 \text{Volumen de lechada (bbl)} = & \hspace{15em} \text{(Ec. 27)} \\
 \text{Capacidad del rvto (bbl/ft)} * \text{Longitud del tapón (ft)} &
 \end{aligned}$$

$$Volumen\ de\ lechada(bbl) = \frac{(ID)^2 rvt o}{1029.4} * (L)\ tap\acute{o}n \quad (Ec. 28)$$

Figura 39. Ejemplo tapón de cemento balanceado



Fuente: Basado en los apuntes de clase de Completamiento de Pozos con el Ing. Herney Delgado Martínez, (2013). [Adaptado por los autores]

2) Cálculo de H con tubería adentro

$$Vol. lechada = Vol. lechada\ en\ tubería + Vol. lechada\ en\ anular \quad (Ec. 29)$$

$$Vol. lechada = \quad (Ec. 30)$$

$$Vol. lechada\ en\ tubería + Vol. lechada\ en\ anular \quad Vol. lechada =$$

$$(Capacidad\ tubería) * H + (Capacidad\ anular) * H$$

$$H (ft) = \frac{\text{Volumen de lechada}(bbl)}{\text{Capacidad tubería} + \text{Capacidad anular}} \quad (\text{Ec. 31})$$

$$H (ft) = \frac{\text{Volumen de lechada}(bbl)}{\frac{(ID)^2 \text{tubería}}{1029.4} + \left[\frac{(ID)^2 rvt - (OD)^2 \text{tubería}}{1029.4} \right]} \quad (\text{Ec. 32})$$

3) Cálculo de H* (altura del agua dulce)

$$H * = \frac{5 \text{ bbl}}{\text{Capacidad anular}} = \frac{5 \text{ bbl}}{\left[\frac{(ID)^2 rvt - (OD)^2 \text{tubería}}{1029.4} \right]} \quad (\text{Ec. 33})$$

4) Cálculo de volumen de agua dulce dentro de la tubería

$$\text{Volumen agua} = \text{Capacidad tubería} * (H *) \quad (\text{Ec. 34})$$

$$\text{Volumen agua} = \left(\frac{(ID)^2 \text{tubería}}{1029.4} \right) * (H *) \quad (\text{Ec. 35})$$

5) Cálculo de volumen de salmuera en la tubería

$$L \text{ salmuera} = \text{profundidad base del cemento} - H - H * \quad (\text{Ec. 36})$$

$$\text{Volumen salmuera} = \text{Capacidad tubería} * L \text{ salmuera} \quad (\text{Ec. 37})$$

$$\text{Volumen salmuera} = \left(\frac{(ID)^2 \text{tubería}}{1029.4} \right) * (L \text{ salmuera}) \quad (\text{Ec. 38})$$

$$\begin{aligned} Vol. \text{ salm. total} &= & (Ec. 39) \\ Vol. \text{ salm.} - Vol. \text{ subdesplazamiento} & \text{ (pueden ser 2 bbl)} \end{aligned}$$

6) Cálculo de volumen de desplazamiento

$$\begin{aligned} \text{Volumen desplazamiento} &= & (Ec. 40) \\ Vol. \text{ agua en tubería} + Vol. \text{ salmuera total} \end{aligned}$$

7) Cálculo de la cantidad de sacos (Sx) y agua requerida

Comúnmente se utiliza cemento clase G, el cual tiene una densidad de 15.8 #/gal (libras/galón) y un rendimiento de 1.15 ft³/sx y por ejemplo una cantidad de agua de 5 gal/sx.

$$\text{Cantidad de } Sx = \left(\frac{Vol. \text{ lechada}(bbl) * 5.615ft^3/bbl}{Rendimiento(ft^3/sx)} \right) \quad (Ec. 41)$$

$$\text{Agua requerida (bbl)} = \text{Cantidad de agua} * \text{Cantidad de } Sx \quad (Ec. 42)$$

b) Tapón de cemento balanceado forzado. Esta operación consiste en llevar a cabo una cementación forzada, este proceso consiste en forzar la lechada de cemento bajo presión a través de las zonas cañoneadas con el propósito de aislar o eliminar la producción de los fluidos indeseables o reparar los problemas de cementación primaria. Para realizar este tipo de cementación remedial se puede llevar a cabo un programa operacional como el siguiente:

- Realizar los cálculos de la operación.
- Bajar la tubería con punta abierta hasta donde va a quedar la base del tapón.
- Realizar una reunión preoperacional y hacer revisión de cálculos.

- Se cierran las preventoras y se realiza prueba de inyección con agua dulce para saber que volumen o cuanto de fluido puede tomar el pozo.
- Se abren las preventoras.
- Se mezclan los aditivos en superficie para preparar la lechada de cemento.
- Los fluidos se bombean en el siguiente orden: 5 bbl de agua dulce (para que el cemento no se mezcle con la salmuera), el volumen correspondiente de lechada (el volumen del tapón más el volumen a forzar), un volumen de agua dulce que iguale la columna de los 5 bbl que quedan en el anular y finalmente el volumen de salmuera (por lo general se quitan 2 bbl, este corresponde al volumen de sub-desplazamiento y se hace con el fin de que las columnas se balanceen por si solas).
- Se hace back flow y no debe retornar ni una gota a superficie.
- Sacar la tubería 500 ft por encima del tope del cemento.
- Circular en reversa mínimo dos veces el volumen de la tubería para poder limpiar esta.
- Cerrar preventoras nuevamente.
- Se inicia el forzamiento sin sobrepasar la presión final de forzamiento, para no fracturar la formación.
- Abrir las preventoras.
- Se saca la tubería a superficie.
- Fin de la operación.

Los cálculos que se llevan a cabo para realizar esta operación se describen a continuación, para ello tener en cuenta el ejemplo de tapón de cemento balanceado forzado que se muestra en la Figura 40.

1) . Cálculos con tubería adentro

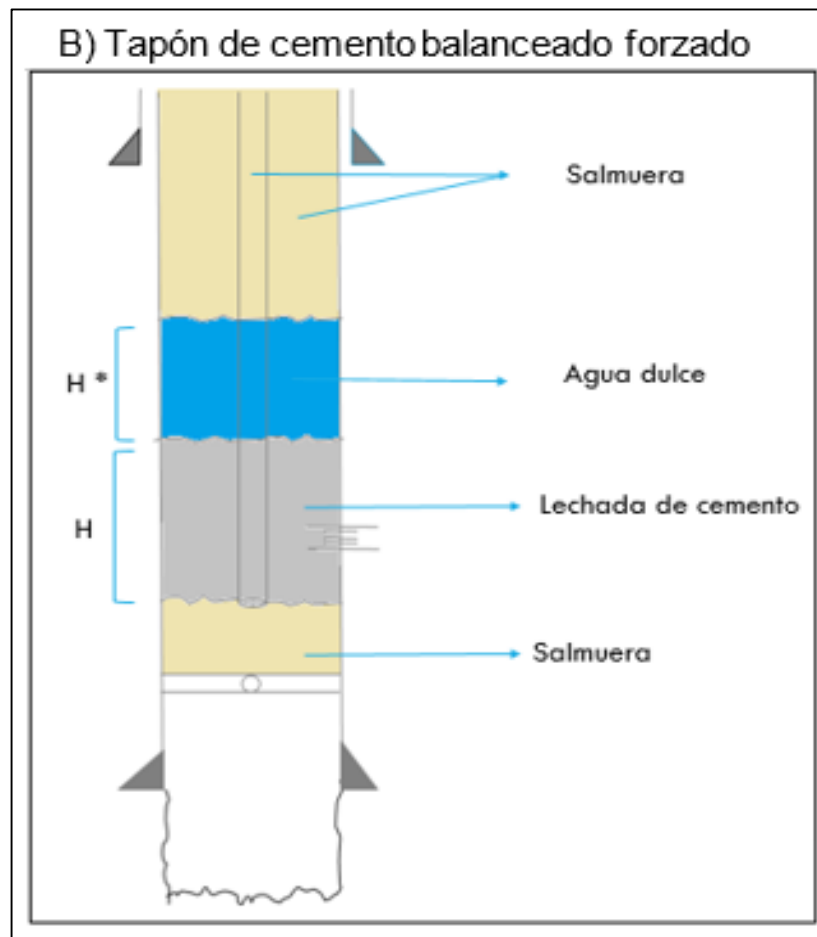
Cálculo de las capacidades de la tubería de revestimiento, la tubería de trabajo y el espacio anular.

$$Capacidad\ del\ revestimiento = \left(\frac{(ID)^2 rvto}{1029.4} \right) \quad (Ec. 43)$$

$$Capacidad\ de\ la\ tuberia = \left(\frac{(ID)^2 tuberia}{1029.4} \right) \quad (Ec. 44)$$

$$Capacidad\ del\ anular = \left(\frac{(ID)^2 rvto - (OD)^2 tuberia}{1029.4} \right) \quad (Ec. 45)$$

Figura 40. Ejemplo tapón de cemento balanceado forzado



Fuente: Basado en los apuntes de clase de Completamiento de Pozos con el Ing. Herney Delgado Martínez, (2013). [Adaptado por los autores]

- Cálculo del volumen de lechada de cemento

$$Vol.lechada = [Capacidad\ del\ rvto * (L)tapón] + Vol.\ de\ cemento\ a\ forzar \quad (Ec.\ 46)$$

- Otros cálculos: Para determinar el valor correspondiente de H, H*, Volumen de agua dentro de la tubería, volumen total de salmuera, el volumen de desplazamiento y el cálculo de número de sacos y agua requerida, se realizan con las mismas ecuaciones de tapón balanceado (de la ecuación 3 a la 9).

2) Longitud de las columnas con la tubería afuera antes de forzar el tapón, (AF)

Cálculo de la longitud del cemento antes de forzar, (Lc)_{AF}

$$(Lc)_{AF} = \frac{Vol.lechada}{Capacidad\ del\ rvto.} \quad (Ec.\ 47)$$

Cálculo de la longitud del agua antes de forzar, (Lag)_{AF}

$$(Lag)_{AF} = \frac{5bbl + Vol.\ agua\ dentro\ de\ la\ tuberia}{Capacidad\ del\ rvto.} \quad (Ec.\ 48)$$

Cálculo de la longitud de la salmuera antes de forzar, (Ls)_{AF}

$$(Ls)_{AF} = Prof.\ base\ del\ cemento - (Lc)_{AF} - (Lag)_{AF} \quad (Ec.\ 49)$$

3) Longitud de las columnas con la tubería afuera después de forzar el tapón, (DF)

Cálculo de la longitud del cemento después de forzar, $(Lc)_{DF}$

$$(Lc)_{DF} = \frac{\text{Vol. lechada} - \text{Vol. cemento forzado}}{\text{Capacidad del rvto.}} = \text{Longitud del tapón} \quad (\text{Ec. 50})$$

Cálculo de la longitud del agua después de forzar, $(Lag)_{DF}$

$$(Lag)_{DF} = (Lag)_{AF} \quad (\text{Ec. 51})$$

Cálculo de la longitud de la salmuera después de forzar, $(Ls)_{DF}$

$$(Ls)_{DF} = \text{Prof. base del cemento} - (Lc)_{DF} - (Lag)_{DF} \quad (\text{Ec. 52})$$

4) Cálculo de presiones

Cálculo de la presión de fractura (gradiente de presión ≈ 0.8 Psi/ft)

$$P. \text{ fractura} = \text{Gradiente de presión} * \text{Prof. del tope de la zona de interés} \quad (\text{Ec. 53})$$

Cálculo de la presión hidrostática inicial, P_{Hi}

$$P_{Hi} = P_{Hi} \text{ cemento} + P_{Hi} \text{ agua} + P_{Hi} \text{ salmuera} \quad (\text{Ec. 54})$$

Cálculo de la presión hidrostática inicial del cemento, $P_{Hi\ cemento}$ ($\rho_{cemento}=15.8 \text{ \#/gal}$)

$$P_{Hi\ cemento} = 0.052 * \rho_{cemento} * [Prof.\ tope\ zona\ interés - (Lag)_{AF} - (Ls)_{AF}] \quad (Ec. 55)$$

Cálculo de la presión hidrostática inicial del agua, $P_{Hi\ agua}$ ($\rho_{agua}=8.33 \text{ \#/gal}$)

$$P_{Hi\ agua} = 0.052 * \rho_{agua} * (Lag)_{AF} \quad (Ec. 56)$$

Cálculo de la presión hidrostática inicial de la salmuera, $P_{Hi\ salmuera}$ ($\rho_{salmuera}=8.9 \text{ \#/gal}$)

$$P_{Hi\ salmuera} = 0.052 * \rho_{salmuera} * (Ls)_{AF} \quad (Ec. 57)$$

Cálculo de la presión hidrostática final, P_{Hf}

$$P_{Hf} = P_{Hf\ cemento} + P_{Hf\ agua} + P_{Hf\ salmuera} \quad (Ec. 58)$$

Cálculo de la presión hidrostática final del cemento, $P_{Hf\ cemento}$ ($\rho_{cemento}=15.8 \text{ \#/gal}$)

$$P_{Hf\ cemento} = 0.052 * \rho_{cemento} * [Prof.\ tope\ zona\ interés - (Lag)_{DF} - (Ls)_{DF}] \quad (Ec. 59)$$

Cálculo de la presión hidrostática final del agua, $P_{Hf\ agua}$ ($\rho_{agua}=8.33 \text{ \#/gal}$)

$$P_{Hf\ agua} = 0.052 * \rho_{agua} * (Lag)_{DF} \quad (Ec. 60)$$

*Cálculo de la presión hidrostática final de la salmuera, $P_{Hf\text{ salmuera}}$
($\rho_{\text{salmuera}}=8.9 \text{ \#/gal}$)*

$$P_{Hf\text{ salmuera}} = 0.052 * \rho_{\text{salmuera}} * (Ls)_{DF} \quad (\text{Ec. 61})$$

5) Presiones máximas de forzamiento

Cálculo de la presión inicial máxima de forzamiento, P_{iMF}

$$P_{iMF} = P.\text{fractura} - P_{Hi} \quad (\text{Ec. 62})$$

Cálculo de la presión final máxima de forzamiento, P_{fMF}

$$P_{fMF} = P.\text{fractura} - P_{Hf} \quad (\text{Ec. 63})$$

c) Cementación por circulación. Cuando se habla de llevar a cabo una cementación por circulación es porque se va a corregir algún trabajo de cementación inicial que quedo mal. A manera de ejemplo, para llevar a cabo esta técnica de cementación remedial por lo general se sigue un programa operacional como el que se describe a continuación.

Inicialmente antes de bajar la tubería de trabajo en este caso con stinger se debe cañonear 1 ó 2 ft, se hace una preinyección con la lechada para romper las trazas de cemento y permitir que el cemento llene el espacio anular por fuera de la tubería de revestimiento, luego se da inicio a la cementación por circulación así:

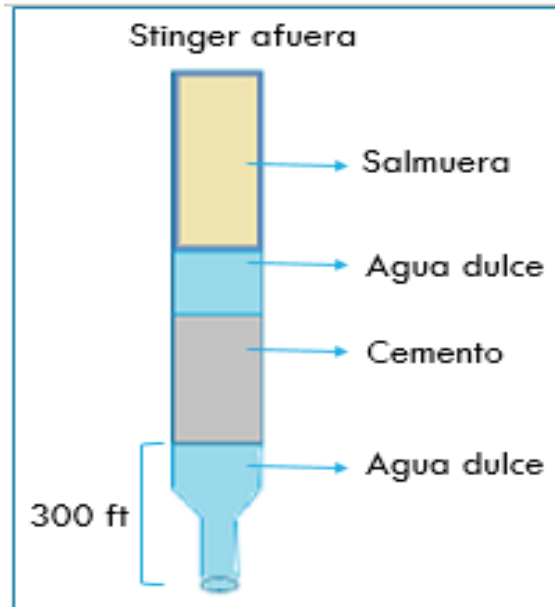
- Realizar los cálculos de la operación.
- Bajar la tubería con stinger en la punta y en este un cement retainer.

Donde:

- *Stinger*: Es una herramienta especialmente diseñada para vincular la tubería de trabajo con el cement retainer o retenedor de cemento, el stinger permite realizar inyecciones de cemento a presión por debajo del retenedor, asegurando la hermeticidad por medio de un sello de alto rendimiento.
 - *Cement retainer*: Es una herramienta de aislamiento que se coloca en la tubería de revestimiento y permite realizar tratamientos en un intervalo inferior y a la vez proporciona aislamiento respecto del espacio anular superior.
- Sentar el cement retainer en profundidad.
 - Se mete el stinger a la mitad del cement retainer para probar la tubería (se introduce presión por el stinger, quedando está atrapada entre la tubería y el cement retainer, no se debe presentar retorno de fluido por el anular. A esta operación también se le conoce como prueba de integridad).
 - Reunión preoperacional.
 - Se prepara la lechada en superficie.
 - Se saca el stinger 5 ft del cement retainer y se bombean los fluidos así: volumen de agua dulce aproximadamente 300 ft, el volumen de lechada necesario, 5 bbl de agua dulce, el volumen de salmuera según cálculos.
 - Dejar la punta del cemento a 300 ft del stinger como se muestra en la Figura 41.
 - Se introduce el stinger en el cement retainer y se bombea hasta que aproximadamente 2 bbl de cemento salgan al anular.
 - Se saca el stinger y se circula en reversa mínimo dos veces el volumen de la tubería para su limpieza.
 - Se saca la tubería a superficie.
 - Esperar de 8 a 12 horas de fragüe, luego se baja con broca y se perfora el cemento y el cement retainer, se saca la broca.
 - Fin de la operación.

Los cálculos que se llevan a cabo para realizar esta operación se describen a continuación, para ello tener en cuenta el ejemplo de tapón de cemento balanceado forzado que se muestra en la Figura 42 .

Figura 41. Ejemplo de los fluidos con el stinger afuera en una cementación por circulación



Fuente: Basado en los apuntes de clase de Completamiento de Pozos con el Ing. Herney Delgado Martínez, (2013). [Adaptado por los autores]

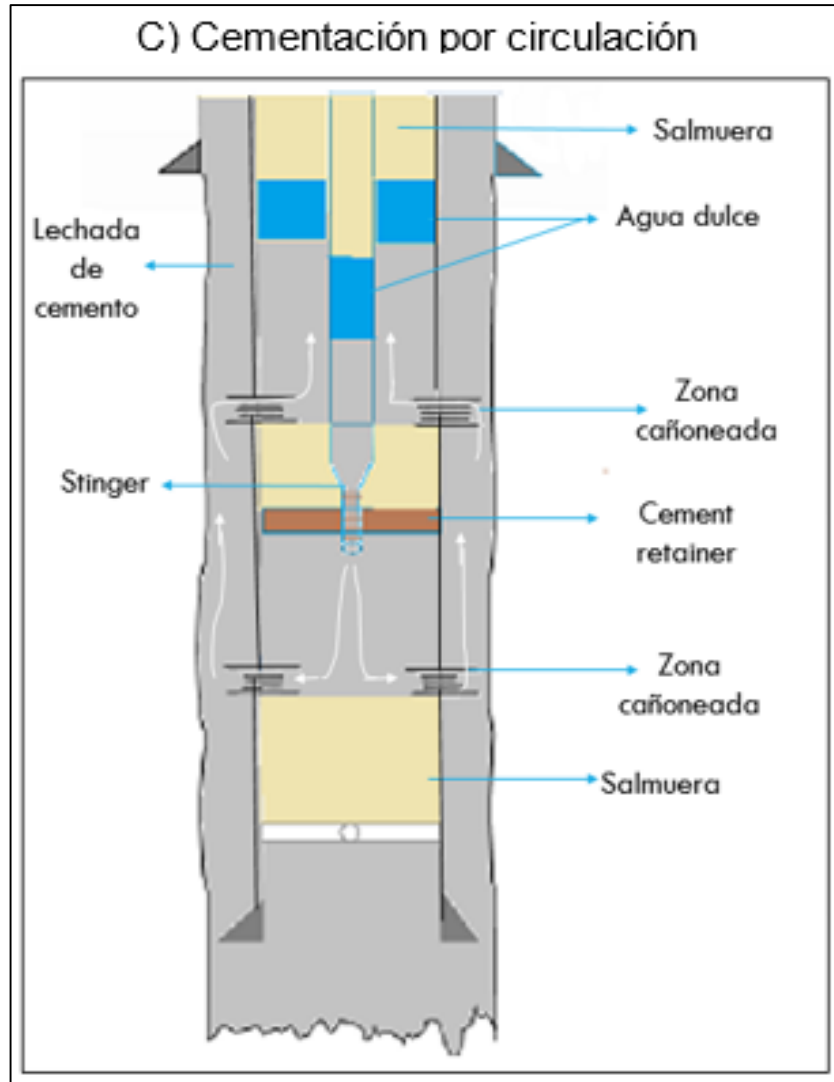
1) Cálculo del volumen de la lechada de cemento

$$Vol. \text{ anular hueco} - rvto \rightarrow Vol. A \quad (Ec. 63)$$

$$Longitud = \quad (Ec. 64)$$

(Prof. base del tapón – Prof. tope otra zona cañoneada)

Figura 42. Ejemplo de cementación por circulación



Fuente: Basado en los apuntes de clase de Completamiento de Pozos con el Ing. Herney Delgado Martínez, (2013). [Adaptado por los autores]

$$Vol. A(bbl) = Capacidad\ anular * Longitud \quad (Ec. 65)$$

$$Vol. A = \frac{(ID)^2 hueco - (OD)^2 rvto}{1029.4} * Longitud \quad (Ec. 66)$$

$$\text{Vol. tapon en rvto} \rightarrow \text{Vol. B} \quad (\text{Ec. 67})$$

$$\text{Longitud} = (\text{Prof. base del tapón} - \text{Prof. del cement retainer}) \quad (\text{Ec. 68})$$

$$\text{Vol. B (bbl)} = \text{Capacidad anular} * \text{Longitud} \quad (\text{Ec. 69})$$

$$\text{Vol. B} = \frac{(ID)^2 rvto}{1029.4} * \text{Longitud} \quad (\text{Ec. 70})$$

$$\text{Vol. anular rvto} - \text{tubería} \rightarrow \text{Vol. C} = 2 \text{ bbl} \quad (\text{Ec. 71})$$

$$\text{Vol. dentro de la tubería} \rightarrow \text{Vol. D} = 2 \text{ bbl} \quad (\text{Ec. 72})$$

$$\text{Volumen de lechada (bbl)} = \text{Vol. A} + \text{Vol. B} + \text{Vol. C} + \text{Vol. D} \quad (\text{Ec. 73})$$

2) Cálculo de la cantidad de sacos de cemento y agua requerida

Comúnmente se utiliza cemento clase G, el cual tiene una densidad de 15.8 #/gal (libras/galón) y un rendimiento de 1.15 ft³/sx y por ejemplo una cantidad de agua de 5 gal/sx.

$$\text{Cantidad de Sx} = \left(\frac{\text{Vol. lechada (bbl)} * 5.615 \text{ ft}^3 / \text{bbl}}{\text{Rendimiento (ft}^3 / \text{sx)}} \right) \quad (\text{Ec. 74})$$

$$\text{Agua requerida (bbl)} = \text{Cantidad de agua} * \text{Cantidad de Sx} \quad (\text{Ec. 75})$$

3) Cálculo del volumen de desplazamiento

La longitud total es la profundidad de la punta del stinger, la longitud de agua son los 300 ft que se bombearon según el programa operacional anteriormente mencionado.

El resultado que se obtenga de volumen de desplazamiento por ejemplo 50 bbl, se dice que se necesitan los 5 bbl de agua dulce según el programa más 45 bbl que corresponderían a la salmuera.

$$\text{Long. lechada}(ft) = \frac{\text{Vol. lechada cemento}(bbl)}{\text{Capacidad de la tubería}(bbl/ft)} \quad (\text{Ec. 76})$$

$$\text{Vol. desplaz.}(bbl) = \text{Capac. tub.} * (\text{long. total} - \text{long. agua} - \text{long. lechada}) \quad (\text{Ec. 77})$$

4) Cálculo de presiones

Cálculo de la presión de fractura (gradiente de presión ≈ 0.8 Psi/ft)

Antes de hacer la prueba de circulación se debe realizar la prueba de fractura.

$$P. \text{ fractura}(psi) = \text{Gradiente} * \text{Profundidad del tope de la zona de interés} \quad (\text{Ec. 78})$$

Cálculo de las condiciones iniciales, cuando el stinger se encuentra adentro

Presión hidrostática de la columna, $P_{Hcolumna}$
 ($\rho_{salm.}=8.9 \text{ \#/gal}$); ($\rho_{cemento}=15.8 \text{ \#/gal}$); ($\rho_{agua}=8.33 \text{ \#/gal}$)

$$P_{Hsalm.1} = 0.052 * \rho_{salm.} * (Prof. \text{tope zona interes} - Prof. \text{cement ret.}) \quad (\text{Ec. 79})$$

$$P_{Hagua1} = 0.052 * \rho_{agua} * long. \text{agua} \quad (\text{Ec. 80})$$

En esta ecuación la long. Agua son los 300 ft según el programa operacional.

$$P_{Hcemento} = 0.052 * \rho_{cemento} * long. \text{lechada} \quad (\text{Ec. 81})$$

$$P_{Hagua2} = 0.052 * \rho_{agua} * long. \text{agua} \quad (\text{Ec. 82})$$

En esta ecuación la long. Agua son los 5bbl / Capacidad de la tubería. (Los 5bbl son según el programa operacional)

$$P_{Hsalm.2} = 0.052 * \rho_{salm.} * long. \text{salmuera} \quad (\text{Ec. 83})$$

En esta ecuación la long. Salmuera, según el ejemplo dado en el cálculo de volumen de desplazamiento son los 45bbl / Capacidad de la tubería.

Teniendo estas presiones calculadas se procede a calcular la presión hidrostática de la columna cuando el stinger está adentro, usando la siguiente ecuación:

$$P_{Hcolumna} = P_{Hsalm.1} + P_{Hagua1} + P_{Hcemento} + P_{Hagua2} + P_{Hsalm.2} \quad (\text{Ec. 84})$$

Cálculo de la presión inicial máxima de forzamiento, P_{IMF}

$$P_{iMF} = P. fractura - P_{Hcolumna} \quad (\text{Ec. 85})$$

5) Cálculo de las condiciones finales

Presión hidrostática de la columna, $P_{Hcolumna}$

$$P_{Hcemento} = 0.052 * \rho_{cemento} * long. lechada \quad (\text{Ec. 86})$$

La longitud de la lechada es la longitud entre el cement retainer y el tope de la zona de interés + la longitud del cemento que queda dentro de la tubería.

$$P_{Hagua} = 0.052 * \rho_{agua} * long. agua \quad (\text{Ec. 87})$$

En esta ecuación la long. Agua son los 5bbl / Capacidad de la tubería. (Los 5bbl son según el programa operacional)

$$P_{Hsalm.} = 0.052 * \rho_{salm.} * long. salmuera \quad (\text{Ec. 88})$$

$$long. salmuera = \quad (\text{Ec. 89})$$

$$Prof. cement ret. - long. cemento dentro de tub. - lon. agua$$

Teniendo estas presiones calculadas se procede a calcular la presión hidrostática.

$$P_{Hcolumna} = P_{Hcemento} + P_{Hagua} + P_{Hsalm.} \quad (\text{Ec. 90})$$

Cálculo de la presión final máxima de forzamiento, P_{fMF}

$$P_{fMF} = P. fractura - P_{Hcolumna} \quad (\text{Ec. 91})$$

d) Cementación forzada squeeze. Es un proceso de filtración donde la lechada de cemento es inyectada o forzada a través de los agujeros o túneles ocasionados por el cañoneo, el primer objetivo de la cementación squeeze es formar un sello en el espacio anular entre los intervalos de la formación que se cañonearon, esto ocurre debido a que la lechada pierde parte del filtrado y se forma una retorta, la velocidad de formación de esta depende de la presión diferencial, tiempo y control de filtrado. La inyección se puede efectuar bajo o sobre la presión de fractura de la zona dependiendo del tipo de trabajo y caudal de inyección.

La cementación de alta presión es definida como un trabajo en el que la presión del fluido en el pozo excede la presión de fractura de la formación, antes o durante el tiempo en que la lechada de cemento está en contacto con la formación. Los métodos de alta presión se recomiendan solo cuando se desea forzar o apretar zonas relativamente impermeables o cuando la presión se va a realizar con lodo de perforación en el pozo. La cementación squeeze de baja presión es definida como un trabajo en el que la presión del fluido en el pozo se mantiene por debajo de la presión de fractura de las formaciones expuestas, antes y durante el tiempo en que la lechada de cemento está en contacto con las formaciones.

Cabe recordar que una cementación remedial se realiza con el fin de corregir las fallas de una cementación primaria, la cual puede generar una canalización o pobre adherencia del cemento. La técnica de cementación forzada se lleva a cabo con herramientas de fondo de pozo que sean recuperables o movibles como por ejemplo el tapón puente recuperable (RBP), herramientas cortas de forzamiento, entre otras; estas herramientas se pueden recuperar después del trabajo y reusarlas en otro. Estas herramientas por lo general se bajan con la tubería de perforación, producción o can cable. Para llevar a cabo esta técnica de cementación remedial se presenta el siguiente programa operacional como ejemplo:

- Realizar los cálculos de la operación.

- Bajar la tubería con el empaque RFB (Retrievable Full Bore) enroscado a ella, la llave pescante enroscada al RFB y colgando de la llave va el empaque RBP (Retrievable Bridge Plug), hasta la profundidad programada. El empaque RBP solo se baja si hay intervalos a proteger por debajo del que se va a cementar sino solo se baja el RFB.
- Se sienta el empaque RBP por peso para que las gomas se expandan y hagan sello contra el revestimiento.
- Se manda de 30 a 40 ft de arena sobre el RBP para protegerlo del cemento.
- Se verifica el tope de arena con la llave pescante.
- Se sienta el RFB en la profundidad programada, girándolo de 1 a 2 vueltas a la derecha sin tensionarlo.
- Se realiza la reunión preoperacional.
- Se sienta el empaque por tensión para que las gomas se expandan.
- Se realiza la prueba de inyección con agua para saber cuánto toma el pozo.
- Se desasienta el empaque RFB llevándolo al peso normal de la tubería o peso muerto.
- Se prepara el volumen calculado de la lechada en superficie.
- Se bombean los fluidos de la siguiente manera: Un volumen de agua, el volumen de lechada de cemento dejando la punta de esta a 500 ft por encima del empaque RFB, luego 5 bbl de agua y finalmente el volumen de salmuera necesario.
- Se tensiona el empaque RFB para forzar.
- Se procede a forzar sin sobrepasar las presiones de forzamientos para no fracturar la formación.
- Se desasienta el empaque RFB llevándolo al peso muerto y girándolo 1 o 2 vueltas a la izquierda.
- Se circula en reversa mínimo dos veces el volumen de la tubería, para su limpieza.
- Se saca la tubería con el empaque RFB y la llave pescante a superficie.

- Se espera de 8 a 12 horas para que fragüe el cemento.
- Se baja la tubería de trabajo solo con broca para perforar el cemento hasta el tope de la arena.
- Se saca la broca y se baja con la llave pescante, lavando la arena hasta el tope del empaque RBP, luego este se conecta a la llave y se recupera sacándolo a superficie.
- Fin de la operación.

Los cálculos que se llevan a cabo para realizar esta operación se describen a continuación y la Figura 43 muestra un ejemplo de esta técnica.⁶⁸

1) Cálculo de la capacidad de la tubería

$$Capac. tubería = \frac{(ID^2)tubería}{1029.4} \quad (Ec. 92)$$

$$Capac. rvto = \frac{(ID^2)rvto.}{1029.4} \quad (Ec. 93)$$

2) Cálculo del volumen de lechada

El volumen forzado es un valor que lo reportan dependiendo de la prueba de inyección con agua, la cual indica cuanto puede tomar el pozo y el volumen de la tubería puede ser por ejemplo de 1 bbl.

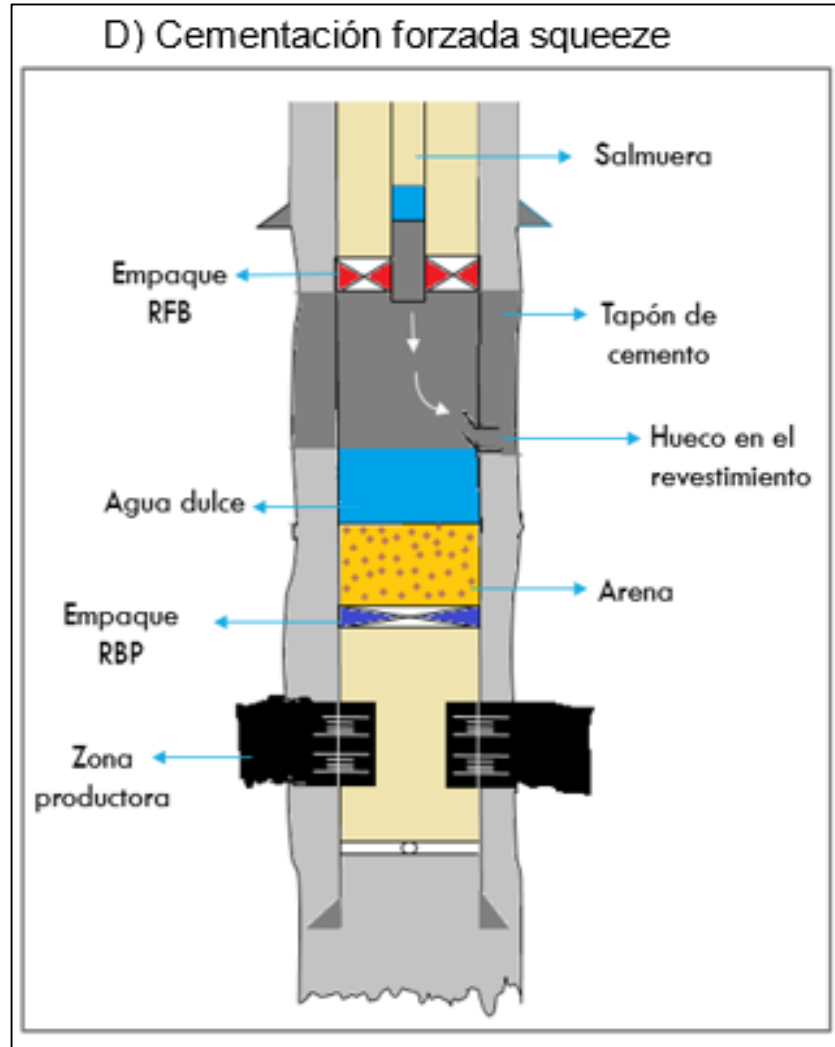
$$Vol. tapón = \quad (Ec. 94)$$

$$Capac. rvto.* (Prof. base zona interes - Prof. base del RFB)$$

⁶⁸ Universidad Industrial de Santander. Apuntes de clase "Completamiento de Pozos: 2012". Op. cit.

$$Vol. lechada = Vol. forzado + Vol. tapon + Vol. tuberia \quad (Ec. 95)$$

Figura 43. Ejemplo cementación forzada squeeze



Fuente: Basado en los apuntes de clase de Completamiento de Pozos con el Ing. Herney Delgado Martínez, (2013). [Adaptado por los autores]

3) Cálculo de la cantidad de sacos de cemento y agua requerida

Comúnmente se utiliza cemento clase G, el cual tiene una densidad de 15.8 $\#/gal$ (libras/galón) y un rendimiento de 1.15 ft^3/sx y por ejemplo una cantidad de agua de 5 gal/sx .

$$Cantidad\ de\ Sx = \left(\frac{Vol.\ lechada(bbl) * 5.615ft^3/bbl}{Rendimiento(ft^3/sx)} \right) \quad (Ec. 96)$$

$$Agua\ requerida\ (bbl) = Cantidad\ de\ agua * Cantidad\ de\ Sx \quad (Ec. 97)$$

- 4) Cálculo del volumen de desplazamiento para dejar la lechada a 500 ft del empaque RFB.

Los 500 ft de la ecuación equivalen a la longitud de agua en la tubería.

$$Vol.\ desplaz = (Capac.\ tub.* long.\ tub) - (Capac.\ tub * 500) - Vol.\ lechada \quad (Ec. 98)$$

- 5) Cálculo del volumen de la salmuera

$$Vol.\ salmuera = Vol.\ desplazamiento - 5\ bbl\ de\ agua \quad (Ec. 99)$$

- 6) Cálculo de volumen de agua antes de bombear la lechada de cemento

$$Vol.\ agua\ antes\ del\ cemento = Capacidad\ tubería * 500\ ft \quad (Ec. 100)$$

- 7) Cálculo de la longitud de las columnas antes de forzar (AF), para calcular la presión inicial máxima de forzamiento, P_{iMF}

Cálculo de la longitud de la salmuera antes de forzar, $(Lsal)_{AF}$

A \longrightarrow

$$(Lsal)_{AF} = Prof.\ tope\ zona\ de\ interés - Prof.\ base\ del\ RFB \quad (Ec. 101)$$

Cálculo de la longitud del agua antes de forzar, $(L_{agua})_{AF}$

B →

$$(L_{agua})_{AF} = 500 \text{ ft} \quad (\text{Ec. 102})$$

Cálculo de la longitud de la lechada antes de forzar, $(L_{cemento})_{AF}$

C →

$$(L_{cemento})_{AF} = \frac{\text{Vol. lechada}}{\text{Cap. tubería}} \quad (\text{Ec. 103})$$

Cálculo de la longitud del agua antes de forzar, $(L_{agua})_{AF}$

D →

$$(L_{agua})_{AF} = \frac{5 \text{ bbl}}{\text{Cap. tubería}} \quad (\text{Ec. 104})$$

Cálculo de la longitud de la salmuera antes de forzar, $(L_{salmuera})_{AF}$

E →

$$(L_{sal})_{AF} = \text{Prof. tope zona interés} - \mathbf{A} - \mathbf{B} - \mathbf{C} - \mathbf{D} \quad (\text{Ec. 105})$$

- 8) Cálculo de la longitud de las columnas después de forzar (DF), para calcular la presión final máxima de forzamiento, P_{fMF}

Cálculo de la longitud de la lechada después de forzar, $(L_{cemento})_{DF}$

F →

$$(L_{cemento})_{DF} = Prof. \text{tope zona interés} - Prof. \text{base del RFB} + \frac{1 \text{ bbl}}{Cap. \text{tub.}} \quad (\text{Ec. 106})$$

Cálculo de la longitud del agua después de forzar, $(L_{agua})_{DF}$

$$(L_{agua})_{DF} = \mathbf{D} \quad (\text{Ec. 107})$$

Cálculo de la longitud de la salmuera después de forzar, $(L_{sal})_{DF}$

G →

$$(L_{sal})_{DF} = Prof. \text{del tope de la zona de interés} - \mathbf{F} - \mathbf{D} \quad (\text{Ec. 108})$$

9) Cálculo de las presiones

- Cálculo de la presión de fractura (gradiente de presión ≈ 0.8 Psi/ft)

Antes de hacer la prueba de inyección con agua se debe realizar la prueba de fractura.

$$P. \text{ fractura}(\text{psi}) = \text{Gradiente} * \text{Profundidad del tope de la zona de interés} \quad (\text{Ec. 109})$$

10) Cálculo de las condiciones iniciales y finales

Presión hidrostática inicial de la columna, P_{Hi}

($\rho_{salm.}=8.9 \text{ \#/gal}$); ($\rho_{cemento}=15.8 \text{ \#/gal}$); ($\rho_{agua}=8.33 \text{ \#/gal}$)

$$P_{Hi\text{salm.}} = 0.052 * \rho_{salm.} * \mathbf{A} \quad (\text{Ec. 110})$$

$$P_{Hi\text{agua}} = 0.052 * \rho_{agua} * \mathbf{B} \quad (\text{Ec. 111})$$

$$P_{Hi\text{cemento}} = 0.052 * \rho_{cemento} * \mathbf{C} \quad (\text{Ec. 112})$$

$$P_{Hi\text{agua}} = 0.052 * \rho_{agua} * \mathbf{D} \quad (\text{Ec. 113})$$

$$P_{Hi\text{salm.}} = 0.052 * \rho_{salm.} * \mathbf{E} \quad (\text{Ec. 114})$$

Teniendo estas presiones calculadas se procede a calcular la presión hidrostática inicial de la columna, usando la siguiente ecuación:

$$P_{Hi} = P_{Hi\text{salm}} + P_{Hi\text{agua}} + P_{Hi\text{cemento}} + P_{Hi\text{agua}} + P_{Hi\text{salm}} \quad (\text{Ec. 115})$$

Presión hidrostática final de la columna, P_{Hf}

$$P_{Hf\text{cemento}} = 0.052 * \rho_{cemento} * \mathbf{F} \quad (\text{Ec. 116})$$

$$P_{Hf\text{agua}} = 0.052 * \rho_{agua} * \mathbf{D} \quad (\text{Ec. 117})$$

$$P_{Hf\text{salm.}} = 0.052 * \rho_{salm.} * \mathbf{G} \quad (\text{Ec. 118})$$

Teniendo estas presiones calculadas se procede a calcular la presión hidrostática final de la columna, usando la siguiente ecuación:

$$P_{Hf} = P_{Hf\text{cemento}} + P_{Hf\text{agua}} + P_{Hf\text{salm}} \quad (\text{Ec. 119})$$

11) Cálculo de la presión inicial máxima de forzamiento, P_{iMF}

$$P_{iMF} = P_{fractura} - P_{Hi} \quad (\text{Ec. 120})$$

12) Cálculo de la presión final máxima de forzamiento, P_{fMF}

$$P_{fMF} = P_{fractura} - P_{Hf} \quad (\text{Ec. 121})$$

2.3 OPERACIONES DE REGISTRO Y CAÑONEO

2.3.1 Parámetros que afectan la productividad del pozo. Algunos parámetros que afectan la productividad del pozo cuando se cañonea o perfora la zona de interés son:

- **Número de perforaciones efectivas:** Aunque existe una relación con la densidad del disparo es de gran importancia el número de perforaciones efectivas, el cual es un factor que frecuentemente es pasado por alto, este se refiere a que la penetración de la formación por medio de los disparos sea suficiente y no este obstruida, lo que quiere decir que principalmente se trata de las condiciones y limpieza del disparo. Los pozos han sido conocidos por tener menos del 1 al 10 % de las perforaciones que fluyen eficazmente. En muchas instancias una densidad de 1 a 4 disparos por pies (Shots Per Foot, SPF) es suficiente. Una densidad de 4 SPF (13 disparos por metro) es como dar un índice de productividad igual a como si estuviese el pozo a hueco abierto.
- **Distribución de perforaciones sobre la zona de producción (efecto de penetración parcial):** Este también es un parámetro fundamental, por ejemplo tomando en consideración un estrato de 100 metros de espesor que es perforado solo 20 metros del total de su altura, si estos 20 metros están distribuidos en 8 zonas de 2.5 metros de alto separados entre sí por un tramo no

perforado de 10 metros, el índice de productividad será dos veces mayor que si se perforara solamente los 20 metros inferiores del estrato. Esto es particularmente significativo si la permeabilidad vertical es mucho más baja que la permeabilidad horizontal o si la formación no tiene una permeabilidad efectiva homogénea (si hay intercalación de arcillas). Aunque el patrón de perforación se elige según las condiciones del yacimiento (interfases y sus variaciones, facies, etc.), esto también depende de la posición y número de perforaciones abiertas.

- **Penetración de la perforación:** Este parámetro es significativo para una penetración menor que 1 ft, por ejemplo si la penetración va de 0.5 a 1 ft permite aproximadamente un incremento del 20% en el índice de productividad. Es de vital importancia comparar la profundidad de penetración y la profundidad de la zona de producción dañada durante las operaciones de perforación y revestimiento, siempre que la perforación no haya sido taponada.

La penetración depende principalmente de la carga explosiva, la forma y tipo de cañón, el espacio entre el cañón y el revestimiento por lo que se debe tener en cuenta el tamaño del soporte en relación con el revestimiento y el número de direcciones del disparo. Cabe aclarar que la profundidad real depende de la resistencia a la compresión de la roca.

- **Características de la zona penetrada:** Debido a la propia naturaleza del método de cañoneo, la vecindad inmediata alrededor de la perforación es dañada. Esto se expresa en cierta medida por el CFE (Core Flow Efficiency, por lo general es de 0.7 a 0.9, que corresponde a la relación entre el flujo a través de las perforaciones después de la estabilización y el flujo a través de una perforación ideal con las mismas características geométricas). Este tipo de daño depende de la carga en sí (esto quiere decir del tipo de explosivo y especialmente de la forma y tipo de cañón) y de la formación objetivo.

- **Número de direcciones del disparo:** Pasar de 1 a 2 direcciones de disparo o tiro (ubicado a 180°) eleva el índice de productividad alrededor de un 20%. Realizar más de estas como tres (120°) o cuatro (90°) direcciones de disparo presentan un incremento leve. En la práctica se usa un cañón unidireccional si el diámetro es pequeño en relación al revestimiento objetivo y un cañón multidireccional cuando el diámetro es muy grande.
- **Diámetro de la perforación:** Desde un diámetro de 0.25 pulgadas y más, este parámetro por lo general tiene poco impacto. El diámetro del orificio de entrada principalmente es relacionado con el cañón de carga (ángulo) y con el espacio entre el cañón y el revestimiento.⁶⁹

2.3.2 Registros en hueco entubado. Es muy importante tener en cuenta que obtener un buen sello en el pozo permite que se tenga un aislamiento de zonas durante un largo tiempo, pero para determinar si esto sucede se usan registros sínicos y ultrasónicos que se han venido mejorando debido al auge de la tecnología ya que con ellos se logra cuantificar la adherencia del cemento y la tubería del revestimiento.

a) Registro GR y CCL. Cabe mencionar que el registro GR también hace parte de los registros en hueco entubado o revestido, el cual se correlaciona con el registro GR tomado en hueco abierto, esto con el fin de lograr ubicarse en la profundidad correcta y adecuada dentro del pozo, identificando así las zonas de interés que van a ser cañoneadas. Por lo general el registro GR se corre en conjunto con un registro neutrón y con un detector o localizador de cuellos CCL, permitiendo relacionar los cuellos con los intervalos productivos. Cuando se correlacionan los registros GR a hueco abierto y hueco revestido se obtiene de manera directa la profundidad de los

⁶⁹ PERRIN, Denis. Well Completion and Servicing. Paris: Editorial Technip, 1999. p.63-65. ISBN: 2710807653

intervalos por cañonear. Es importante aclarar que cuando se requiera de otra operación de cañoneo, no es necesario volver a correr un registro GR, ya que es suficiente establecer un control de profundidad con el registro localizador de cuellos, CCL.⁷⁰

b) Registro CBL-VDL. Los registros acústicos se utilizan para evaluar la calidad de los trabajos de cementación, midiendo la propagación de ondas de sonido en las proximidades del pozo. Por sus siglas CBL quiere decir registro cement bond y hace referencia a la cantidad del cemento y VDL- variable density que son los registros de densidad variable y hace referencia a la calidad de adhesión del cemento. El registro CBL mide la amplitud de una señal sónica producida por un transmisor que emite una onda acústica después de viajar a través del revestimiento, la medida se expresa en milivoltios mV o como decibeles dB.

Como las herramientas sónicas responden a la impedancia acústica del material sólido que se encuentra detrás de la tubería de revestimiento, se debe tener en cuenta que mientras más alta sea la impedancia del material adherido al revestimiento, mayor será la atenuación de la onda, esta se ve afectada por parámetros como la distribución de los materiales sólidos y líquidos alrededor de la tubería de revestimiento. Si la amplitud aumenta indica una mejor calidad de la adherencia entre el cemento y el revestimiento. Estos registros no proveen información radial para diferenciar presencia de canales, cemento contaminado entre otras lo que dificulta la interpretación de los datos.

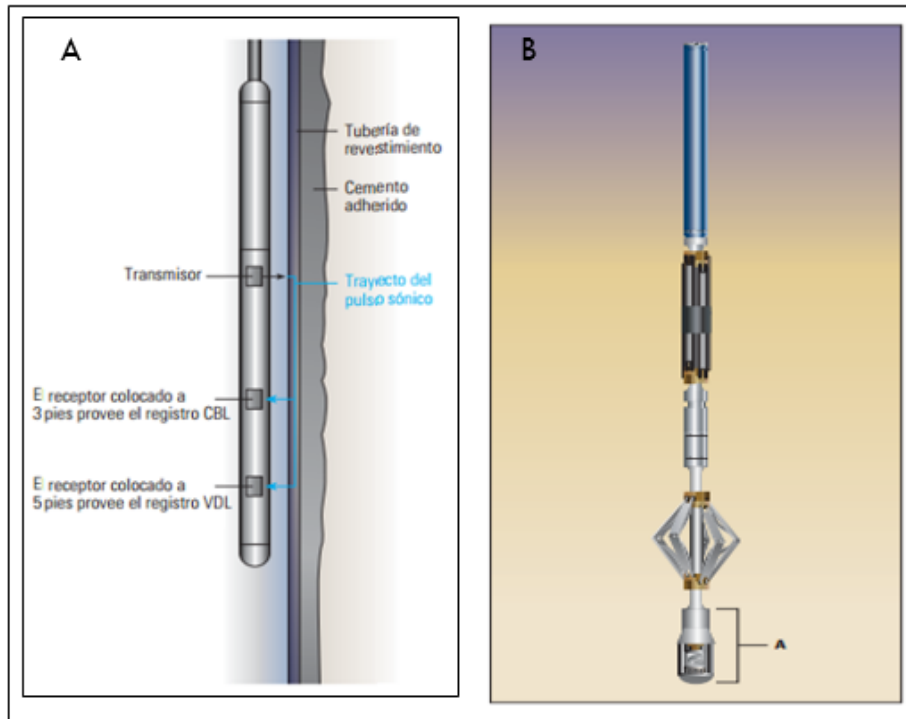
La Figura 44-A muestra una herramienta de registros sónicos con la cual se obtienen los registros CBL y VDL.

c) Registro de imágenes ultrasónicas o USI. Utiliza una técnica de transmisión – recepción, quiere decir de ecos de pulsos de alta frecuencia, esta herramienta

⁷⁰ CIED. CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS. Venezuela: CIED, 1996. p.114-118.

utiliza un transductor rotativo que emite una onda ultrasónica perpendicular a la pared de la tubería de revestimiento. Entre las limitaciones que esta presenta esta la dificultad que la herramienta posee para diferenciar entre un fluido de perforación y un cemento liviano o contaminado con lodo.

Figura 44. Herramienta para correr el registro CBL-VDL y el registro USI



Fuente: Oilfield Review. Vol.20, No.2. Schlumberger, Verano de 2008., p. 23. [Adaptado por los autores]

Es posible correr al mismo tiempo la herramienta CBL-VDL para superar esas limitaciones, esto dependiendo de las condiciones del pozo. Las herramientas ultrasónicas miden la impedancia acústica (la densidad del material multiplicada por la velocidad de la onda de compresión) del material que se encuentra detrás de la tubería de revestimiento. En la mayoría de los casos, el material sólido, es decir, el cemento fraguado muestra una impedancia acústica mayor que los líquidos (lodo, fluido espaciador o cemento líquido). Por lo que estas herramientas se pueden usar

para diferenciar los sólidos de los líquidos a través de un contraste de impedancia acústica. Si un material sólido se distribuye uniformemente alrededor de la tubería de revestimiento a lo largo de alguna longitud, se asegura el aislamiento hidráulico. La Figura 44-B muestra la herramienta USI, esta no puede llegar hasta el fondo ya que se puede dañar el transductor rotativo que señala la sección A de esta figura.⁷¹

2.3.3 Cañoneo. Después de completado el pozo, los petrofísicos se encargan de interpretar los registros de pozos y con ello identificar las zonas productivas. Luego se lleva a cabo la operación de disparo, punzado o cañoneo la cual consiste en la perforación de agujeros con explosivos a través de la tubería de revestimiento de acero, el cemento y la roca de formación. El cañoneo es el único modo de realizar túneles que establezcan enlaces entre el yacimiento de crudo o gas y el pozo revestido que va hasta la superficie, por lo que esta operación es la clave para el éxito de la producción económica del crudo y gas, la productividad del pozo a largo plazo y la recuperación eficiente de los hidrocarburos.

Sin embargo, el cañoneo daña la permeabilidad de la formación alrededor de los túneles hechos por los disparos o cañones, lo cual implica una caída de presión en las cercanías del pozo y en la producción de este, como también en esto influye la penetración en la formación, el tamaño del orificio, el número de disparos y el ángulo entre los orificios. Si los desechos no son removidos puede que las gargantas de los poros se taponen por lo cual para poder remover parcial o totalmente el daño y los detritos de los disparos, es esencial que exista una condición de bajo balance estático, lo que quiere decir que la presión hidrostática dentro del pozo antes del disparo sea menor que la presión de la formación o yacimiento, lo contrario ocurre cuando la presión es mayor, allí el pozo estaría en una condición de sobre balance,

⁷¹ BELLABARBA, Mario, et al. Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida productiva del pozo. En: Oilfield Review. Vol.20, No.2. Schlumberger, Verano de 2008. p. 23-25.

cabe aclarar que las pistolas de cañoneo o disparos habitualmente se despliegan en pozos entubados que contienen algo de fluido.

Los orificios que se obtienen por medio del cañoneo no solo permiten el paso de los fluidos sino que proporcionan puntos uniformes para la inyección de agua, gas y ácido, los cuales se usan para estimulaciones por fracturación hidráulica. Estos también proporcionan la cantidad de orificios necesarios con la orientación y tamaño adecuado para impedir la producción de arena.⁷²

Para lograr la efectividad del cañoneo se debe tener en cuenta factores como: el tipo de equipo usado en el proceso, cantidad y tipo de carga del cañón, las técnicas usadas en el completamiento del pozo, características de la tubería y del cemento y el procedimiento usado para el cañoneo. Como también se deben conocer los resultados que se pueden originar si se implementa incorrectamente una técnica de cañoneo, entre ellos tenemos: el daño al revestimiento, daño al yacimiento, daño a la tubería, la perforación de una zona no deseada y los elevados costos al implementar operaciones para corregir estos problemas causados como trabajos de estimulación, recañoneo de zonas, transporte de cañones por tubería o mediante equipo de guaya.

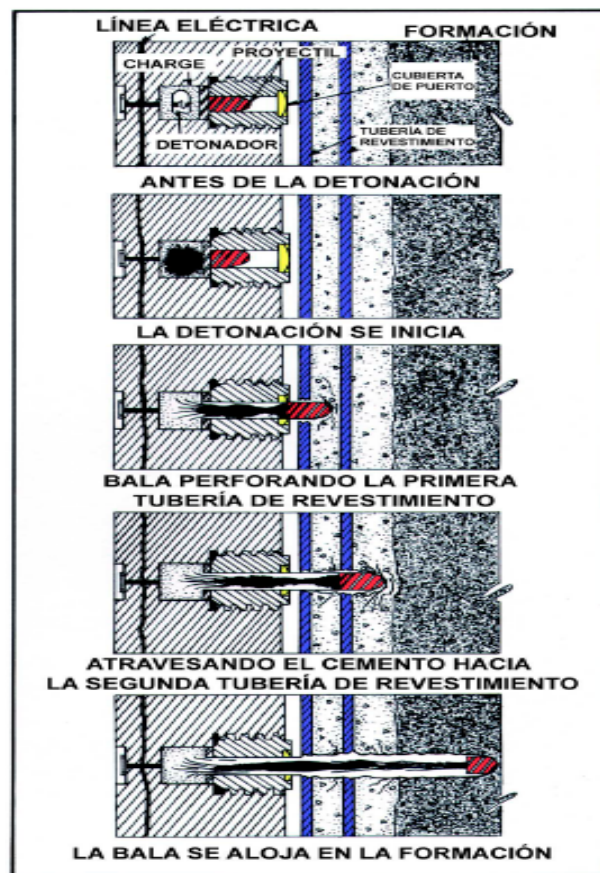
a) Tipos de cañones. En la década de 1920, las compañías implementaron pistolas de balas para punzar mecánicamente la tubería y el cemento pero su efectividad y penetración eran limitadas, por lo que a partir de 1932 lo hacen por bombeo de abrasivos o más comúnmente detonando explosivos con cargas huecas premoldeadas, esta tecnología es basada en los armamentos militares antitanques y revolucionó las prácticas de terminación de pozos. Hay cañones que pueden insertados en el cable de acero, tubería de producción y en pozos con desviaciones grandes o pozos horizontales ya que los ángulos extremos hacen que los cañones

⁷² BEHRMANN, Larry, et al. Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad. En: Oilfield Review. Vol.12, No.2. Schlumberger. Verano de 2000. p. 54-56.

o pistolas perforadoras sean insertados en la tubería. Existe gran variedad de cañones y cargas, dependiendo del trabajo a realizar, algunos de estos dejan caer escombros dentro del pozo lo cual impide tanto la producción como operaciones correctivas futuras.

- **Cañoneo tipo bala:** Consiste en disparar balas hacia el revestimiento para penetrarlo junto con el cemento y la formación, es un método que pierde eficiencia a medida que la formación tenga mayor dureza y en cementos y tuberías con alta resistencia, un ejemplo de este tipo de cañoneo se muestra en la Figura 45.

Figura 45. Cañoneo tipo bala



Fuente: WCS-Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.10.
[Adaptado por los autores]

- **Cañoneo de cargas huecas:** Un cañón de este tipo posee un casco externo que aloja un iniciador de la detonación y el material explosivo los cuales son mantenidos por un revestimiento cónico, este no solo mantiene los explosivos en su lugar sino que genera un chorro de energía de alta presión. Estos cañones se clasifican en tres grupos:
 - *Cañones recuperables:* Estos poseen un tubo de acero a prueba de presiones donde las cargas explosivas se colocan en el tubo y en forma radial con respecto a su eje, el tubo es cerrado herméticamente y el detonante es rodeado de aire a presión atmosférica. La detonación causa una pequeña expansión del tubo, este puede ser extraído del pozo junto con los detritos que se generaron durante el cañoneo. En la industria petrolera este tipo de cañoneo es el más usado. Algunas ventajas de esta técnica son:
 - No deja residuos en el pozo.
 - No causa deformación de la tubería de revestimiento.
 - Son operacionalmente seguros, ya que las cargas explosivas se encuentran encerradas.
 - Se puede operar a grandes profundidades y a presiones relativamente altas.
 - Son selectivos.
 - Poseen buena resistencia química.

También se presentan algunas desventajas en el uso de esta técnica, como:

- Son más costosos que los otros tipos de cañones.
- Su rigidez limita la longitud de ensambles, especialmente en cañones de gran diámetro.

- Se reduce la penetración en el caso de cañones pequeños ya que por el tamaño de la carga se limita la cantidad de explosivos a ser usados.⁷³
- *Cañones Desechables:* En estos los residuos de las cargas, el sistema portador, alambre, entre otros se quedan dentro del pozo dejando una gran cantidad de basura. Una ventaja que se presenta en este, es que como las cargas no se encuentran contenidas en un tubo se puede obtener una mayor penetración ya que las cargas serían más grandes. La principal desventaja es que los fluidos están expuestos a la presión y fluido del pozo, por lo que el uso de esta técnica de cañoneo es limitada.
- *Cañones Semi-desechables:* Este es similar al anterior solo con la ventaja de que la cantidad de residuos dejados en el pozo es menor ya que aquí se puede recuperar el portacargas.⁷⁴

Las operaciones de cañoneo implican el uso de explosivos de alto orden, denominados explosivos secundarios lo que significa que otra fuente debe iniciar su detonación. La detonación de cargas huecas inicia cuando un casquillo detonador o detonador de mecha o cordón detonante que conecta las cargas individuales comienzan la detonación en una reacción en cadena en la que el revestimiento enfoca la energía de los explosivos en un chorro, lo cual genera una onda de presión de alta velocidad, lo cual genera túneles de disparos que penetran la tubería de revestimiento, el cemento y la formación como se muestra en la Figura 46. El detonador puede ser iniciado eléctrica o mecánicamente.⁷⁵

⁷³ CIED. Op. cit., p.66-71.

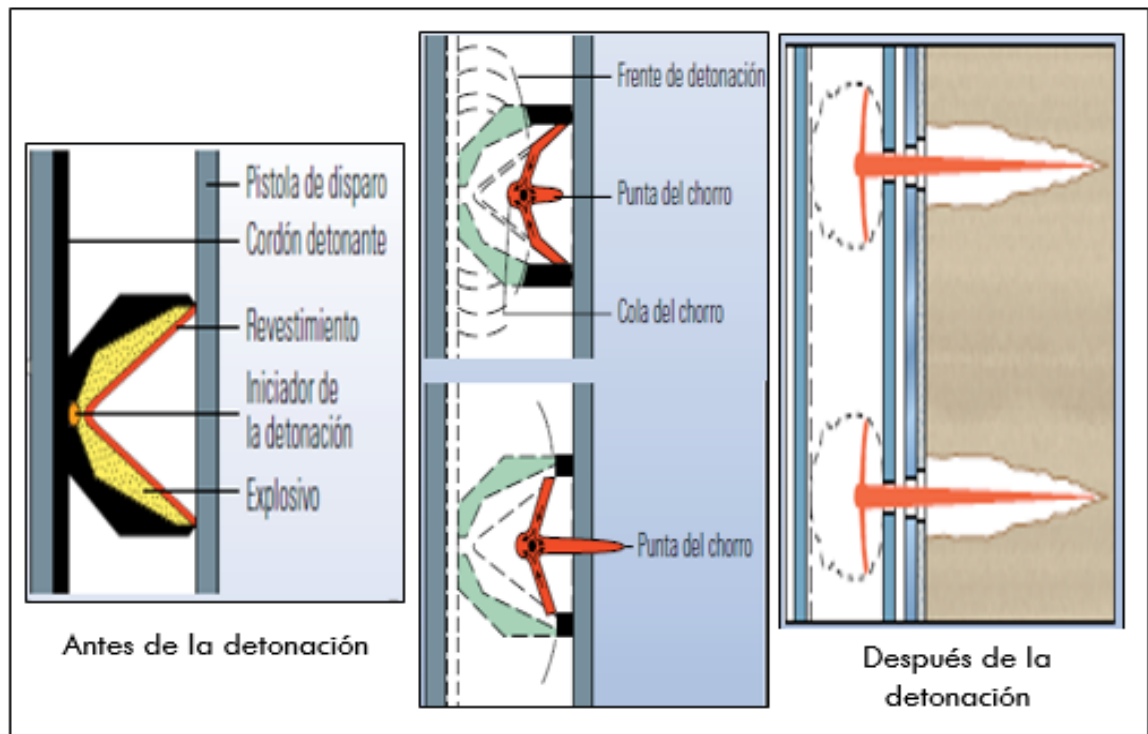
⁷⁴ DÍAZ, Johan y SÁNCHEZ, Christian. Análisis técnico – económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por petroproducción. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Guayaquil-Ecuador. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de ingeniería en ciencias de la tierra. 2007 .p.32-35.

⁷⁵ SMITHSON, Tony. Detonación para inducir el flujo de fluidos. En: Oilfield Review. Vol.24, No.1. Schlumberger. Primavera de 2012. p. 63-65.

b) Tipos de cargas o de disparo. Los sistemas más comunes de disparo son:

- Conexión hidroeléctrica por cable, según la Figura 47-A.
- Barra detonante, según la Figura 47-B.
- Sistemas accionados por presión, según la Figura 47-C.

Figura 46. Cañoneo de cargas huecas

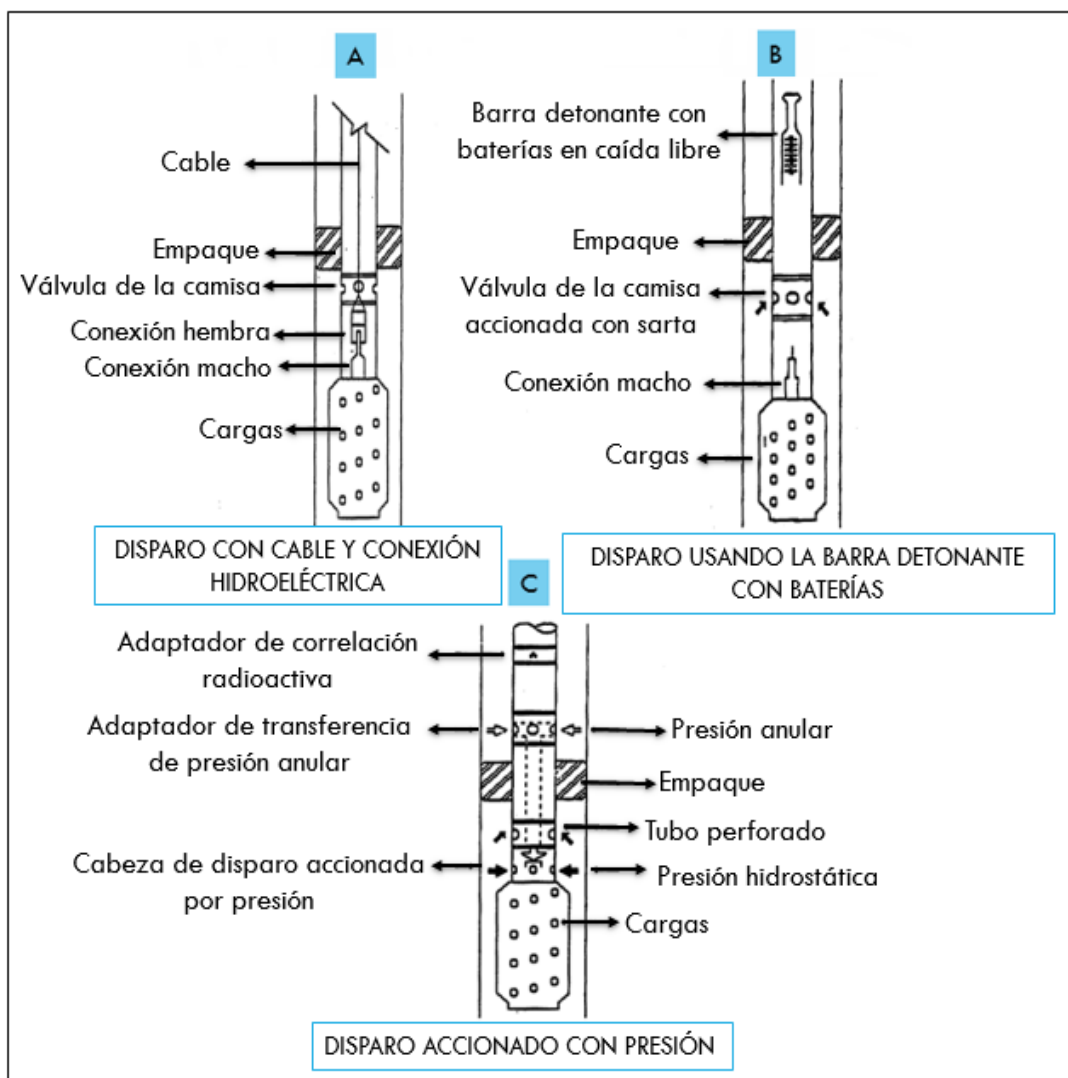


Fuente: Oilfield Review. Vol.24, No.1. Schlumberger. Primavera de 2012. p. 63. [Adaptado por los autores]

c) Operaciones y técnicas de cañoneo. Una operación de cañoneo se realiza con el fin de lograr llevar al máximo el caudal de producción del pozo, obtener el drenaje más eficiente del yacimiento y repartir el flujo entre varias perforaciones. Esta técnica se puede realizar bajo dos condiciones generales:

- Diferencial de presión positivo:** Se refiere a la diferencia de presión que ejerce la columna hidrostática a la profundidad de la arena cañoneada menos la presión de formación de esa arena, en las operaciones de cañoneo la columna puede ser un lodo, una salmuera, diésel o algún fluido de características especiales. Cuando la presión de la columna hidrostática es mayor que la presión de la formación se obtiene un diferencial de presión positivo.

Figura 47. Tipos de disparo



Fuente: CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Completamiento y reacondicionamiento de pozos. p.105/106/108. [Adaptado por los autores]

Al cañonear con este diferencial de presión y con una columna de lodo (usado como un fluido de control en la perforación del pozo), se presenta obstrucción de flujo debido a los taponamientos de las perforaciones o los túneles cañoneados. El daño causado por el lodo es irreversible, lo que quiere decir que cuando se realizan operaciones para reducir la columna hidrostática como el suaveo, por lo general es imposible obtener una limpieza completa de estas perforaciones.

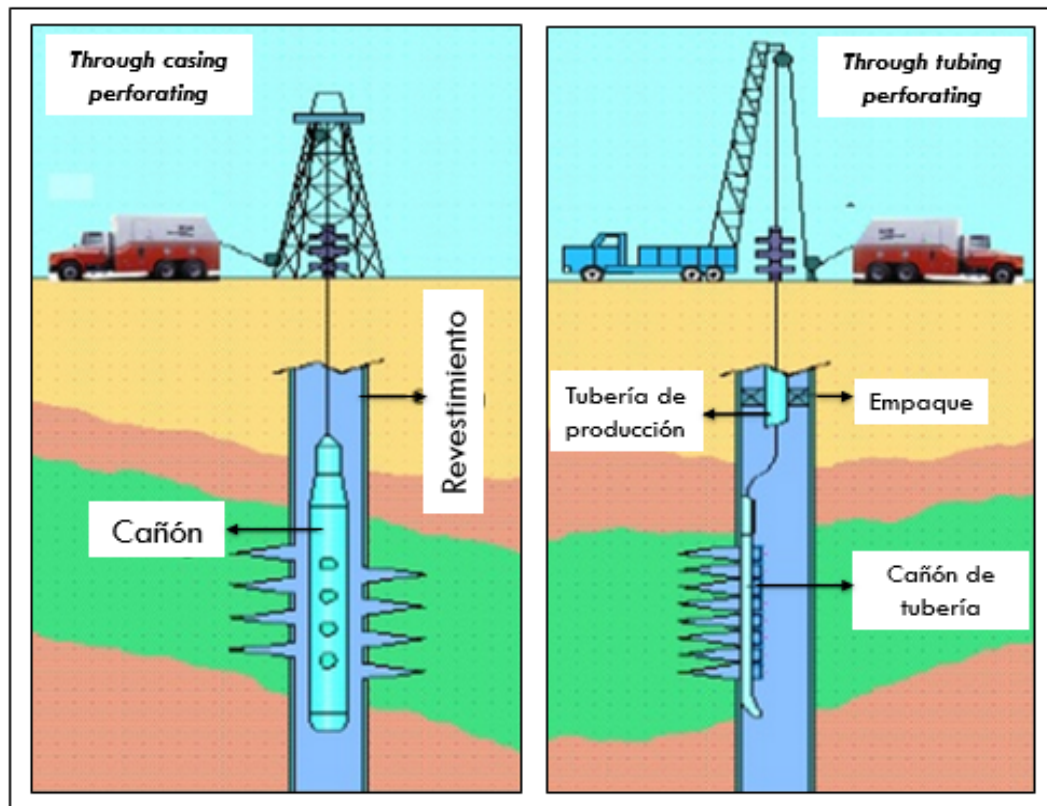
- **Diferencial de presión negativo:** En este caso ocurre lo contrario, cuando la presión de la columna hidrostática a la profundidad de la arena cañoneada es menor que la presión de la formación, se obtiene un diferencial de presión negativo. El cañoneado óptimo se obtiene con este tipo de diferencial de presión y usando fluidos limpios o libres de sólidos. Sin embargo el pozo debe ser controlado de una manera segura ya que cabe aclarar que las altas presiones de la formación se pueden manifestar de una manera rápida en superficie.

Las técnicas de cañoneo se pueden clasificar en tres grupos:

- **Cañoneo mediante el uso de tubería de producción o *Through tubing perforating*:** Consiste en bajar primero la tubería con empaque o el completamiento final, luego se crea un diferencial de presión negativo y se baja el cañón con equipo de guaya. Por lo general se usan cañones no recuperables o parcialmente recuperables, los restos recuperables del cañón, la guaya y la herramienta en profundidad se extraen usando un lubricador, lo cual permite obtener una buena limpieza de las perforaciones. Una desventaja principal es que estos cañones no son selectivos, por lo que si se desea probar otro intervalo es necesario controlar el pozo exponiendo las demás perforaciones existentes a los fluidos de control, causando cierto grado de daño.

- Cañoneo mediante el uso de la tubería de revestimiento o *Through casing perforating*:** Estos cañones son bajados con equipo de guaya, por lo general son recuperables y más grandes permitiendo bajar cargas de mayor tamaño, más opciones de fases (es el ángulo que se forma entre las cargas individuales expresado en grados) y una mayor densidad de disparos (este es el número de agujeros por unidad de longitud). Este tipo de cañoneo se realiza con diferencial de presión positivo, lo cual permite mantener el control del pozo. También puede ser usado en hueco abierto, con el fin de penetrar zonas dañadas por fluidos de perforación o depósitos de escala, para lograr esto se usan cargas con alta capacidad de penetración alcanzando rangos de perforación más allá de la zona dañada. En la Figura 48 se muestra un ejemplo de estas técnicas de cañoneo.

Figura 48. Técnicas convencionales de cañoneo



Fuente: ORTEGA, Guillermo. Herramientas de completamiento. p.54. [Adaptado por los autores]

- **Cañoneo mediante el uso de cañones transportados por la tubería, T.C.P (*Tubing Conveyed Perforating*):** En este método, el cañón es transportado en el extremo inferior de la tubería eductora, con esta se introduce un empaque el cual se debe asentar antes de iniciar con la operación de cañoneo. La ventaja que se presenta es que se puede usar un diferencial de presión negativo y al mismo tiempo usar un cañón grande con características semejantes a los recuperables, pero que pueden ser desechables, Además se puede obtener con este método: alta densidad de disparo, perforaciones y fases óptimas.

Este también puede ser aplicado en casos de control de arena, mejora la tasa de producción, se reduce el tiempo de operación y es de mayor seguridad, esta última se debe a que cuando se baja el cañón adaptado a la tubería, también se usa el equipo de control de presiones en el cabezal del pozo. La Figura 49 muestra un esquema de esta técnica de cañoneo. Con ella también se puede bajar al pozo cierta variedad de accesorios que facilitan las pruebas y tratamientos de producción.⁷⁶

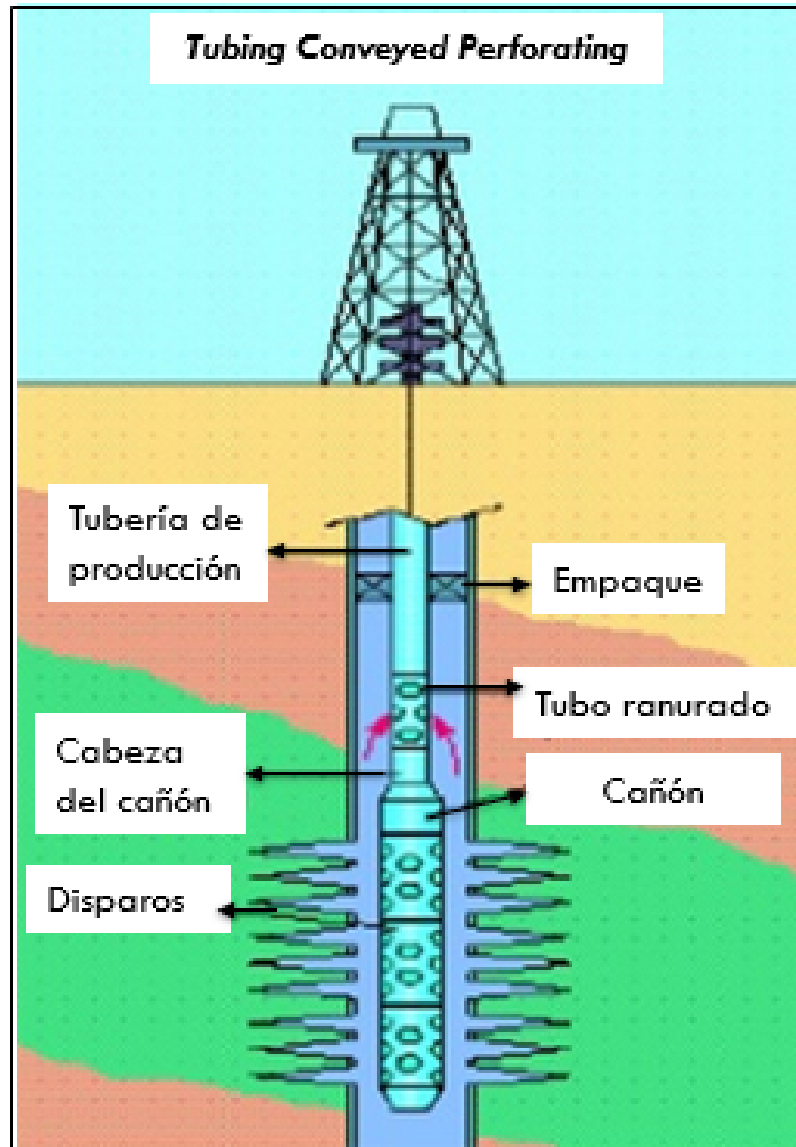
2.4 OPERACIÓN DEL POZO EN FLUJO NATURAL

En un pozo existe gran variedad de equipos o herramientas que se encuentran disponibles para llevar a cabo la producción de los fluidos, desde la formación hasta la superficie donde este será tratado. Para satisfacer las necesidades y limitaciones que hay en la producción de un pozo es necesario tener acceso a este para realizar ciertas mediciones, contar con un flujo eficiente que permita que el fluido llegue hasta superficie, controlar en superficie el flujo y garantizar la seguridad de los equipos y del personal. Los componentes de un equipo de producción se seleccionan según la configuración de la formación, datos obtenidos en pruebas y demás variables que permitan determinar el tipo de operación a realizar, bien sea en un pozo que produzca por flujo natural o por algún método de levantamiento

⁷⁶ CIED. Op. cit., p.91-102.

artificial. La selección técnica de los equipos debe hacerse con mucho cuidado ya que se pueden obtener resultados no esperados por diversas razones como que estos no estén disponibles en el mercado, no se pueden obtener en el tiempo previsto, son demasiado costosos, etc.

Figura 49. Cañoneo TCP



Fuente: ORTEGA, Guillermo. Herramientas de completamiento. p.54. [Adaptado por los autores]

2.4.1 Configuraciones y equipos de producción en el pozo. La producción de un pozo que fluye naturalmente por lo general se lleva a cabo con el uso de los siguientes equipos y configuraciones:

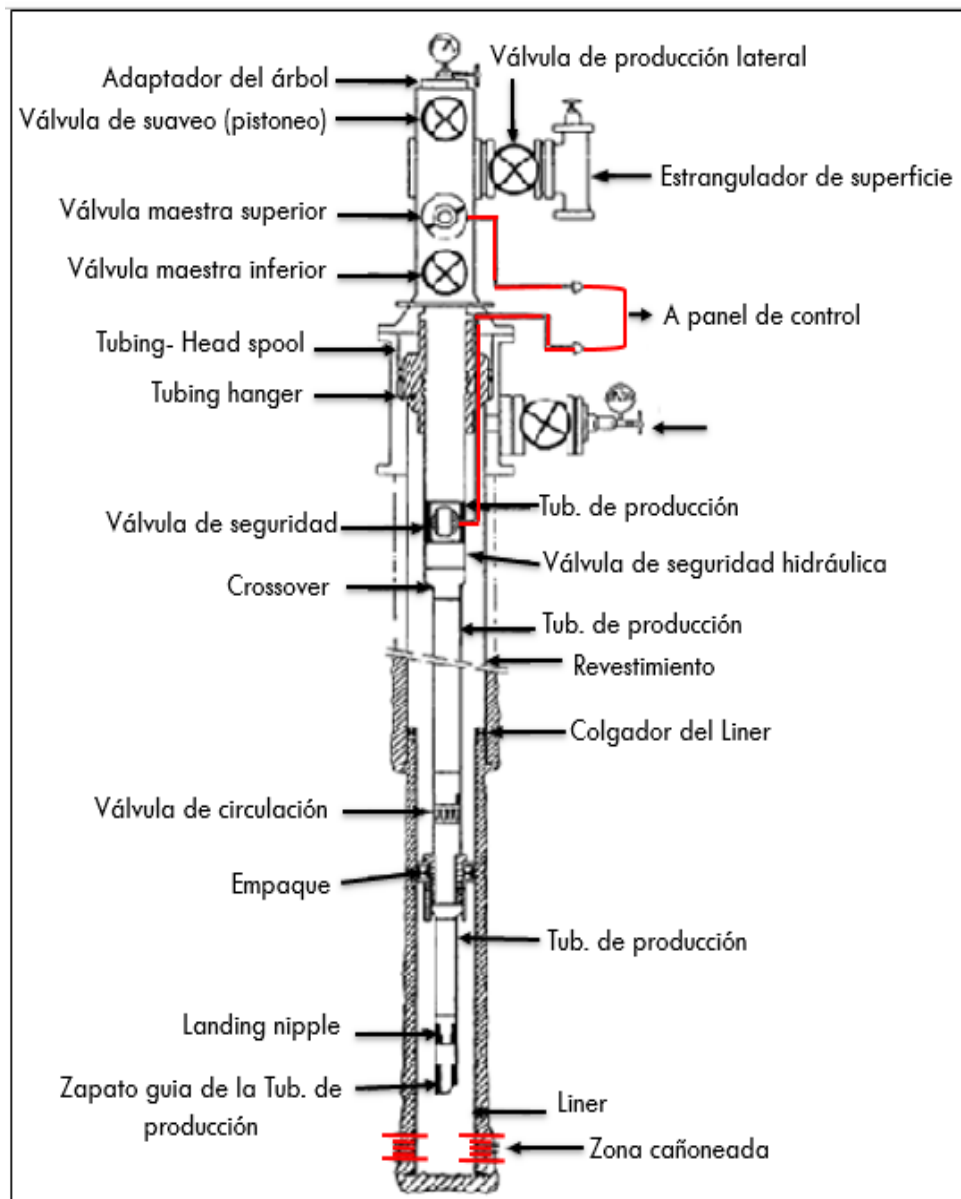
- **Producción en cabeza de pozo con el árbol de navidad y el cabezal de la tubería o *tubing*:** El árbol de navidad comprende una serie de válvulas, un estrangulador y diferentes conexiones que proporcionan medios de control del flujo de los fluidos, garantizando la seguridad de las instalaciones y dando acceso al pozo a herramientas de medición.
- **El cabezal de la tubería de producción o *tubing* head spool:** Acomoda el dispositivo diseñado para colgar la tubería.
- **La tubería de producción o *tubing*:** Es el conducto por donde fluyen los fluidos desde el fondo hasta superficie, la buena elección de esta contribuye a la seguridad de los equipos y asegura que el fluido llegue a superficie de la manera más eficiente como sea posible.
- **Accesorios de fondo:** Como válvulas, sellos, partes del *tubing* diseñadas para llevar a cabo la producción. Estos accesorios van dentro de la tubería de producción o *tubing*.

Una válvula de seguridad adicional o subsurface safety valve: Para pozos de alto riesgo como los de offshore, submarinos o productores de gas, esta es diseñada para compensar el trabajo de cualquier válvula del árbol de navidad o de la cabeza del pozo que se encuentre fallando. Esta válvula de seguridad complementaria es incorporada dentro del *tubing* y se encuentra a unos 100 a 150 ft por debajo del nivel del suelo en tierra o en el fondo del mar si es en

altamar, esta es controlada desde un panel en superficie o a través de una línea hidráulica.⁷⁷

Algunos equipos descritos anteriormente se muestran en la Figura 50.

Figura 50. Equipo de producción de un pozo fluyendo



Fuente: PERRIN, Denis. Well Completion and Servicing. p.116. [Adaptado por los autores]

⁷⁷ PERRIN, Denis. Well Completion and Servicing. Paris: Editorial Technip, 1999. p.115-117. ISBN: 2710807653

2.4.2 Cabezal de pozo. La tubería de producción o *tubing* necesita ser asegurado y colgado desde la superficie, por lo que debe disponer de varias válvulas y demás accesorios en superficie que permitan el flujo del fluido de una manera segura y eficiente. La elección del tipo de cabezal de pozo y las funciones que este debe cumplir están relacionadas con los siguientes requisitos:

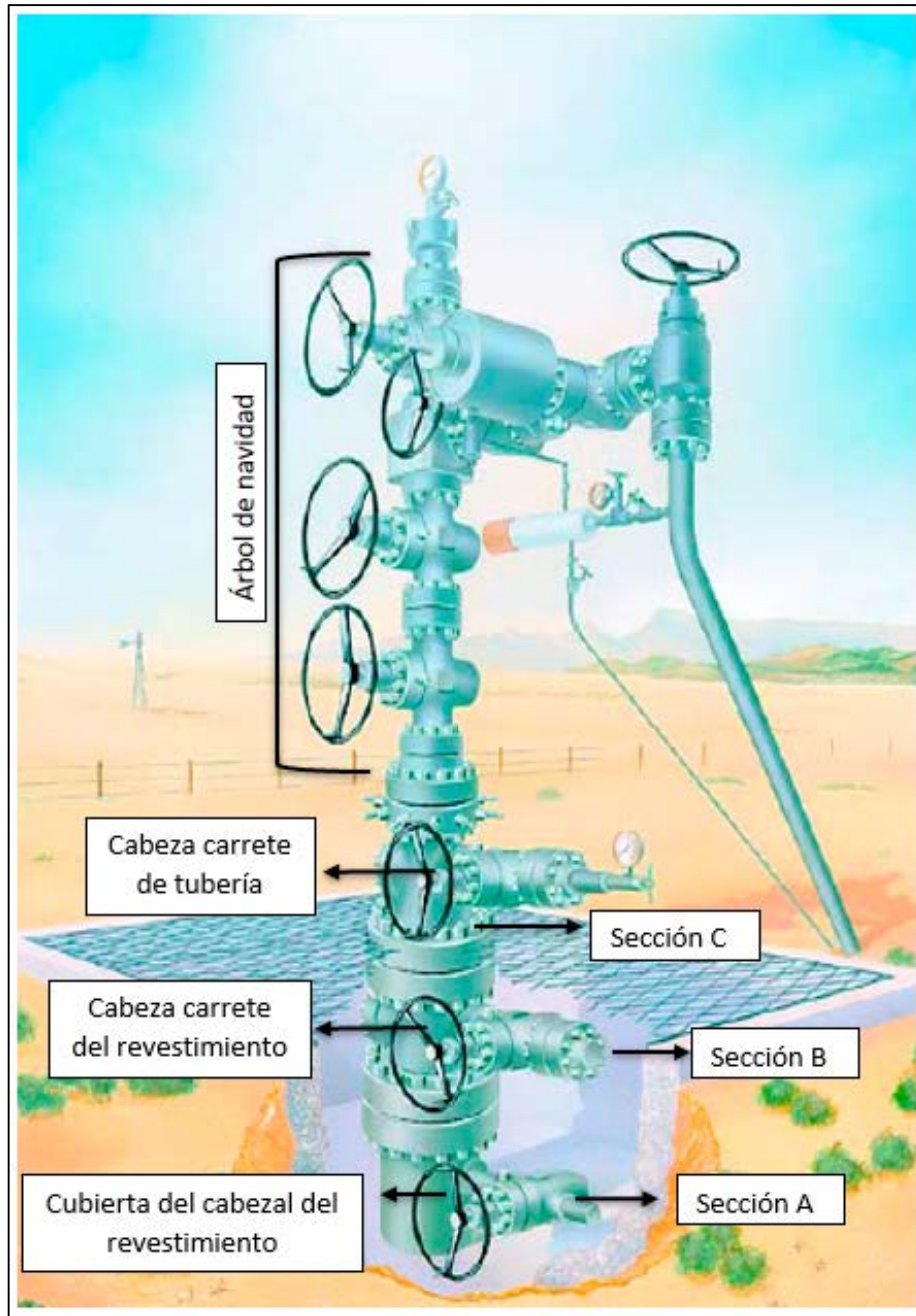
- La protección contra el flujo incontrolado del fluido que proviene del pozo.
- El control de la tasa de flujo.
- El monitoreo periódico del estado del pozo y/o bajada de las herramientas de wireline dentro del pozo.
- Resistencia a la presión y a la temperatura durante la producción.

Los cabezales de pozos consisten en un conjunto de válvulas, colgadores y otros accesorios que permiten controlar la presión y la tasa de flujo proveniente de la formación.

La Figura 51 muestra un esquema donde se ve el cabezal de pozo, donde una vez instalada la tubería de producción se retiran las preventoras y se instala el árbol de navidad sobre este para controlar el flujo. Un cabezal debe cumplir con las siguientes funciones:

- Soportar cargas de tensión de las tuberías suspendidas.
- Tener capacidad de sellar a presión.
- Proporcionar una conexión entre el pozo y las líneas en superficie.
- Aislar el pozo del ambiente exterior.
- Mantener la presión durante las operaciones de control de pozo, pruebas o periodos de cierre.
- Ofrece una base para el árbol de navidad.

Figura 51. Esquema del cabezal de pozo

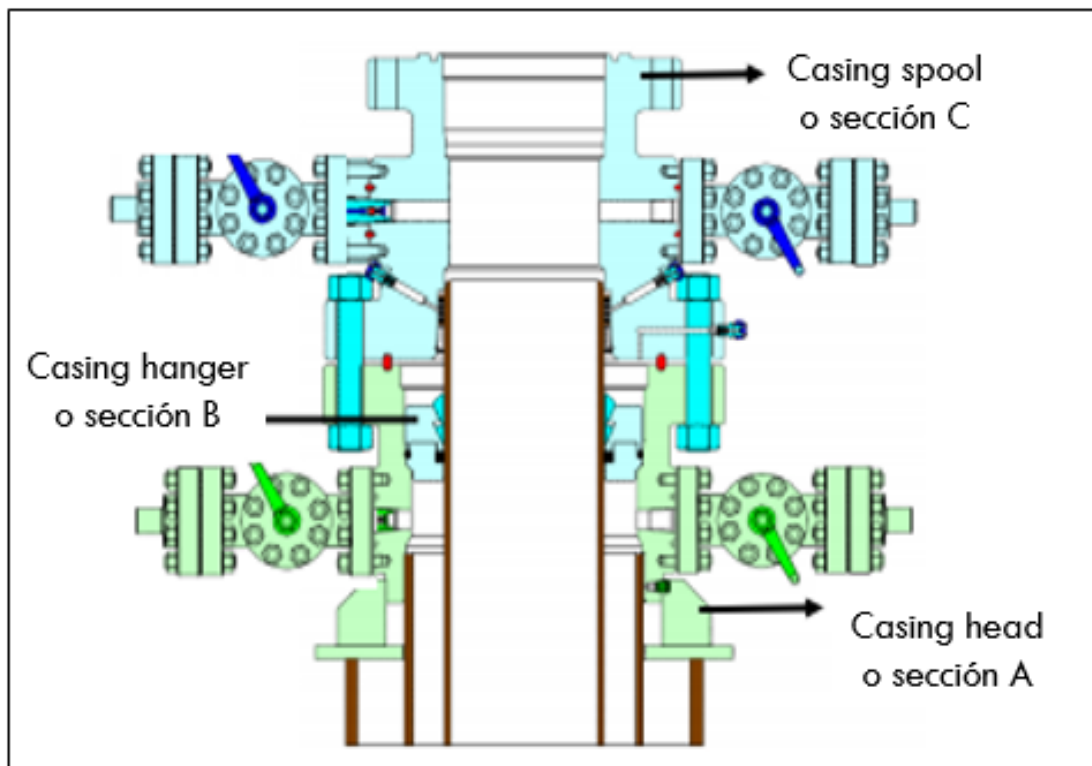


Fuente: WCS-Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.2. [Adaptado por los autores]

Los componentes principales del cabezal de pozo se muestran en la Figura 52 y se describen a continuación:

- Cubierta del cabezal del revestimiento o *casing head* o sección A:** Es la sección más baja del ensamble del cabezal de pozo, este por lo general está conectado al revestimiento de superficie y controla el acceso al pozo controlando la presión o los retornos de fluido durante las operaciones. Se puede usar con una placa base para distribuir mejor el peso, esta puede ser fundida de manera integral con el cabezal o puede ser fabricada y unida por medio de soldadura. Al ordenar un cabezal se debe especificar el modelo, la conexión inferior (tipo de rosca o acople y tamaño del revestimiento), la conexión superior (presión de trabajo, tipo y tamaño de brida o grapa de acople), las salidas laterales (tamaño, presión) y demás accesorios como tornillos de seguridad o placas de base. Un esquema de esta sección se muestra en la Figura 53.

Figura 52. Componentes del cabezal de pozo



Fuente: LÓPEZ, Erwin., PARRA Sergio. Definición de estándares operativos para cabezales de pozos y sistemas de recolección de superficie. p. 25. [Adaptado por los autores]

Algunas características operativas del *casing head* son:

- Soporta la tubería de revestimiento y se encuentra acoplado a un dispositivo llamado *casing hanger* el cual se encarga de centrar y sellar el espacio anular entre la formación y el revestimiento.
- Permite conectarse o adaptarse a las preventoras.

Figura 53. *Casing head* o sección A

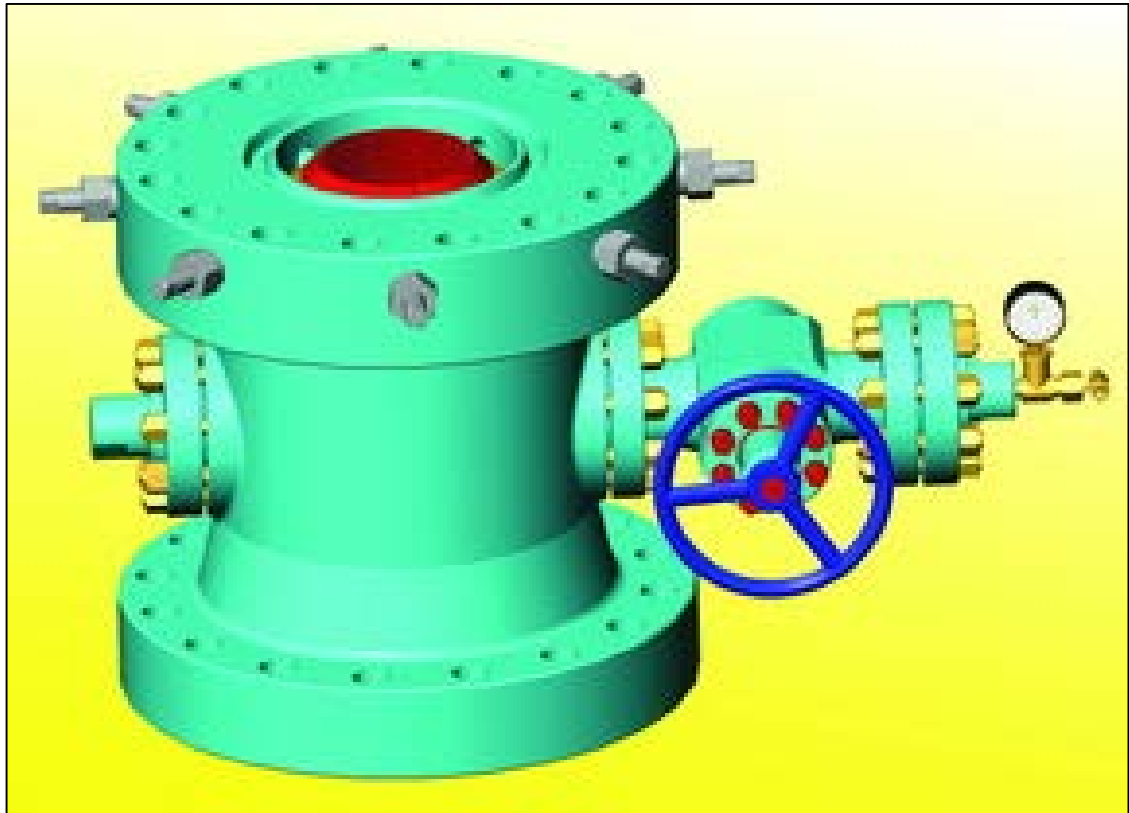


Fuente: TNG Energy Services

- **Cabezal del revestimiento tipo carrete o *casing hanger* o sección B:** Es un dispositivo que dentro de sus funciones centra la tubería y sella la comunicación con el espacio anular, ofrece soporte para el revestimiento siguiente, ofrece soporte para el montaje de las preventoras, sella el pozo y también controla el acceso al pozo controlando la presión o los retornos de fluido durante las operaciones.

El colgador del revestimiento suspende las sargas de revestimiento intermedio y de producción, centra la sarga y sella el espacio anular, estos pueden ser de tipo cuña (se envuelven alrededor del revestimiento) o tipo mandril. Un esquema de esta sección se muestra en la Figura 54.

Figura 54. *Casing hanger* o sección B

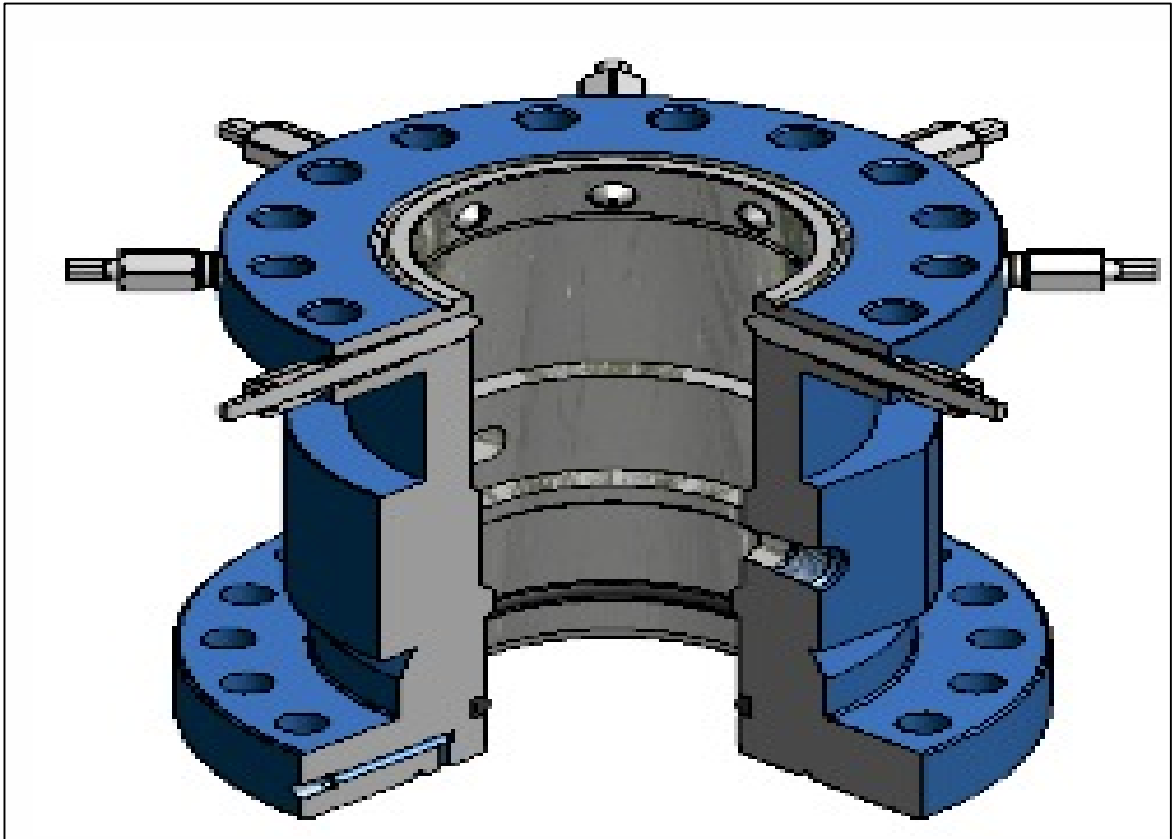


Fuente: Bridge Stone Energy Limited

- **Cabezal de tubería tipo carrete o *casing spool* o sección C:** Esta sección ofrece apoyo al colgador de la tubería y al montaje de las preventoras. Los colgadores de tubería suspenden la tubería de producción, sellan el espacio

anular entre esta y el revestimiento, ofrece un apoyo para el montaje del árbol de navidad. Un esquema de esta sección se muestra en la Figura 55.⁷⁸

Figura 55. *Casing spool* o sección C



Fuente: ESP Completion Technologies

2.4.3 Sartas de producción. La tubería de producción es el conducto que atraviesa el fluido que proviene de la formación hasta llegar a la superficie en pozos de producción y desde la superficie hasta el yacimiento en pozos de inyección. En algunos casos la tubería de producción se usa con un empaque el cual protege el revestimiento y previene cualquier daño que pueda provocar el fluido a esta (erosión, corrosión). La mejor tasa del fluido se obtiene eligiendo el diámetro de la

⁷⁸ SCHLUMBERGER. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores – Cabezales de pozo y árboles de navidad. p. 4-56.

tubería adecuado que permita minimizar el consumo de energía y permita obtener la máxima eficiencia de flujo. El *tubing* puede ser reemplazado cuando se necesita realizar alguna reparación o se requiera adaptarlo debido a un cambio en los parámetros de producción como la tasa de flujo. Si el diámetro regula el flujo de los fluidos por otro lado el material de acero y el tipo de conexión de la tubería proveen una cierta resistencia contra los fluidos químicos que son agresivos, por lo que se debe tener en cuenta que una adecuada selección, diseño e instalación de la tubería es una parte fundamental en el completamiento de un pozo.

a) Características de la tubería de producción o *tubing*. Esta tubería está hecha de láminas sin soldadura que normalmente están equipadas con un acople. Además del rango tradicional del listado de Schedules API, los fabricantes y vendedores proponen una tubería hecha de acero mejorado o acero especial. Esta tubería está hecha con el propósito de evitar los problemas comunes de la corrosión debido a la presencia de ácido sulfúrico o dióxido de carbono y agua. Los parámetros definidos por API son principalmente: diámetro nominal, peso nominal, grado del acero, tipo de conexión y rango de longitud.

- **Diámetro nominal:** Este es el diámetro externo del cuerpo de la tubería u OD, el cual se expresa en pulgadas. Algunos diámetros exteriores estándar se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Diámetros exteriores de la tubería

Unidad	Valor correspondiente del OD en cada unidad.							
in	1.315	1.660	1.900	2 3/8	2 7/8	3 1/2	4	4 1/2
mm	33	42	48	60	73	89	102	114

Fuente: PERRIN, Denis. Well Completion and Servicing.p.122. [Adaptado por los autores]

- **Diámetro interno y espesor:** El diámetro interno o ID, es un resultado del diámetro nominal y el espesor de la tubería y es naturalmente el diámetro usado en cálculos de pérdida de presión y velocidades.
- **Longitud de la tubería:** Debido al tipo de mecanismo, cada tubo tiene una longitud específica y se clasifica en dos rangos:
Rango 1: de 20 ft a 24 ft (6.10m a 7.32m)
Rango 2: de 28 ft a 32 ft (8.53m a 9.75m)
La tubería debe ser escogida con mucho cuidado ya que esta debe ser compatible con todo el equipo utilizado para garantizar una producción efectiva.
- **Peso nominal:** La tubería también se caracteriza por su peso nominal, este corresponde al peso promedio de una longitud de tubería, incluyendo sus conexiones y es expresado en libras por pie (lb/ft o por el símbolo #).
- **Grado del acero:** Los grados de acero recomendados por el API son: H-40, J-55, C-75, L80, C-90, N-80 Y P-105. Cuando se requieran tuberías que soporten mayores esfuerzos se puede usar C-75 ó C-95. Cada letra es característico de una composición química y algunas veces implica algún tratamiento térmico. El acero se produce en un horno eléctrico o en un convertidor de oxígeno, contienen un máximo de 0.04% de azufre y 0.06% de fósforo. El número que sigue después de la letra se refiere al límite de elasticidad garantizada por el fabricante de la tubería y se expresa en miles de psi. Las tuberías grado C-75, L-80 y C-90 están diseñadas para trabajos en pozos con baja temperatura y baja concentración de sulfuro de hidrógeno.⁷⁹
- **Especificaciones de la API:** Relacionadas con las propiedades físicas de la tubería miden los valores máximos y mínimos de los esfuerzos cedentes, los

⁷⁹ PERRIN. Op. cit., p.122-124.

valores mínimos de presión interna cedente, el porcentaje mínimo de elongación en secciones de prueba de dos pulgadas de largo, los valores de dureza típica y el torque.

- **Niveles de profundidad:** En la Tabla 6 se muestra el nivel de profundidades a las cuales se alcanzan los límites de tensión evaluadas a operaciones normales de temperatura y presión para varios factores de seguridad. Por lo general se usa un factor de seguridad de 1.6 para tensión de tuberías.
- **Clasificación de las tuberías:** La tubería puede ser de dos tipos, de alta resistencia y de baja resistencia.
 - Tubería de alta resistencia: Son aquellas que soportan esfuerzos mayores y su grado es de C-75, N-80, C-98 y P-105. Esta clase de tuberías pueden presentar problemas debido a la eliminación de la ductilidad y al aumento de la sensibilidad a romperse, lo anterior es característico en tuberías P-105.
 - Tubería de baja resistencia: Estas son dúctiles, por lo que los esfuerzos se ejecutan mediante la plasticidad de esta.

Tabla 6. Niveles de profundidad para algunos grados y factores de seguridad de la tubería

Factor de seguridad	1.5	1.6	1.7
Grados	Profundidades (ft)		
J-55	10200	9600	8000
C-75	13900	13000	11900
N-80	14800	13900	12700
P-105	19500	18300	16700

Fuente: PDVSA – CIED. Completamiento y reacondicionamiento de pozos. p.45. [Adaptado por los autores]

- **Inspección de las tuberías:** Algunos tipos de inspección de las tuberías son:
 - *Visual:* antes de ser instalada la tubería debe ser revisada visualmente por algún miembro de la cuadrilla o por el ingeniero. Por esta técnica se pueden visualizar defectos de fabricación tales como soldaduras, abolladuras, defectos de roscas, cualquier imperfecto o daño que se puede ocasionar durante el transporte o manejo de estas.
 - *Prueba hidrostática:* Cuando la tubería se instala en el pozo se le hace una prueba de presión hidrostática, por lo general una prueba de estas no garantiza suficientemente la existencia de defectos en la fabricación de las tuberías, ya que algunos defectos se pueden detectar por cambios en las presiones y temperaturas.
 - *Electromagnética:* Consiste en introducir en la tubería un cable conductor en forma de resorte para medir la respuesta de esta al paso de la corriente, con el fin de observar los defectos internos de la tubería.
 - *Mediante partículas magnéticas:* Consiste en inducir un campo magnético en la tubería, esto permite que las partículas que se encuentran en la parte externa de ella se alineen para indicar defectos longitudinales. Este método no es muy confiable ya que solo se limita a la parte externa de la tubería.

- **Conexiones de las tuberías:** Existen dos tipos de conexiones aprobadas por la API, estas son: NU y EUE.
 - Las conexiones NU poseen roscas de 10 vueltas y presentan una resistencia menor que la del cuerpo de la tubería.

- Las conexiones EUE poseen 8 vueltas por roscas y presentan una resistencia mayor a la del cuerpo de la tubería.⁸⁰

2.4.4 Equipos de fondo. Existen diversas herramientas diseñadas para llevar a cabo las operaciones en un pozo, algunas de ellas quedan dentro de este durante su vida productiva, en algunos casos hasta una nueva intervención o solo durante el *workover*. Estas se bajan con la tubería, la línea de cable, la presión hidráulica o incluso como parte de la sarta original. Algunos equipos de fondo se describen a continuación:

- **La tubería de revestimiento:** La Figura 56 muestra un ejemplo de esta, la cual es hecha de acero y se baja desde la superficie hasta varias profundidades en el pozo. Es la que permite que la formación no se derrumbe, que los fluidos no sean mezclados de una formación a otra y la base para la instalación del cabezal de pozo. Estas tuberías son de diferentes diámetros, grados y pesos que le dan a esta la resistencia necesaria para soportar aplastamiento, reventones, tensión y otras propiedades necesarias para resistir la presión del pozo y del fluido de la formación.
- **Empaque o packer:** Es un dispositivo que se usa para sellar el área entre la tubería de revestimiento y la de producción o la tubería de producción y el hueco abierto, con la finalidad de evitar el movimiento vertical de los fluidos por el espacio anular, además aísla el revestimiento de las presiones de producción o estimulaciones elevadas y de los fluidos corrosivos, por lo cual se asienta por encima de la zona de interés.
- **Niple de asiento:** Es un dispositivo tubular insertado en la tubería de producción que aloja un dispositivo de cierre que permite controlar la producción. Existen dos tipos de niples de asiento, el selectivo y el no selectivo. El primero permite

⁸⁰ CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS. Venezuela: CIED, 1996 .p.44-48.

probar la tubería de producción, colocar válvulas de seguridad, etc., y el segundo es un receptor para dispositivos de cierre.

Figura 56. Tubería de revestimiento

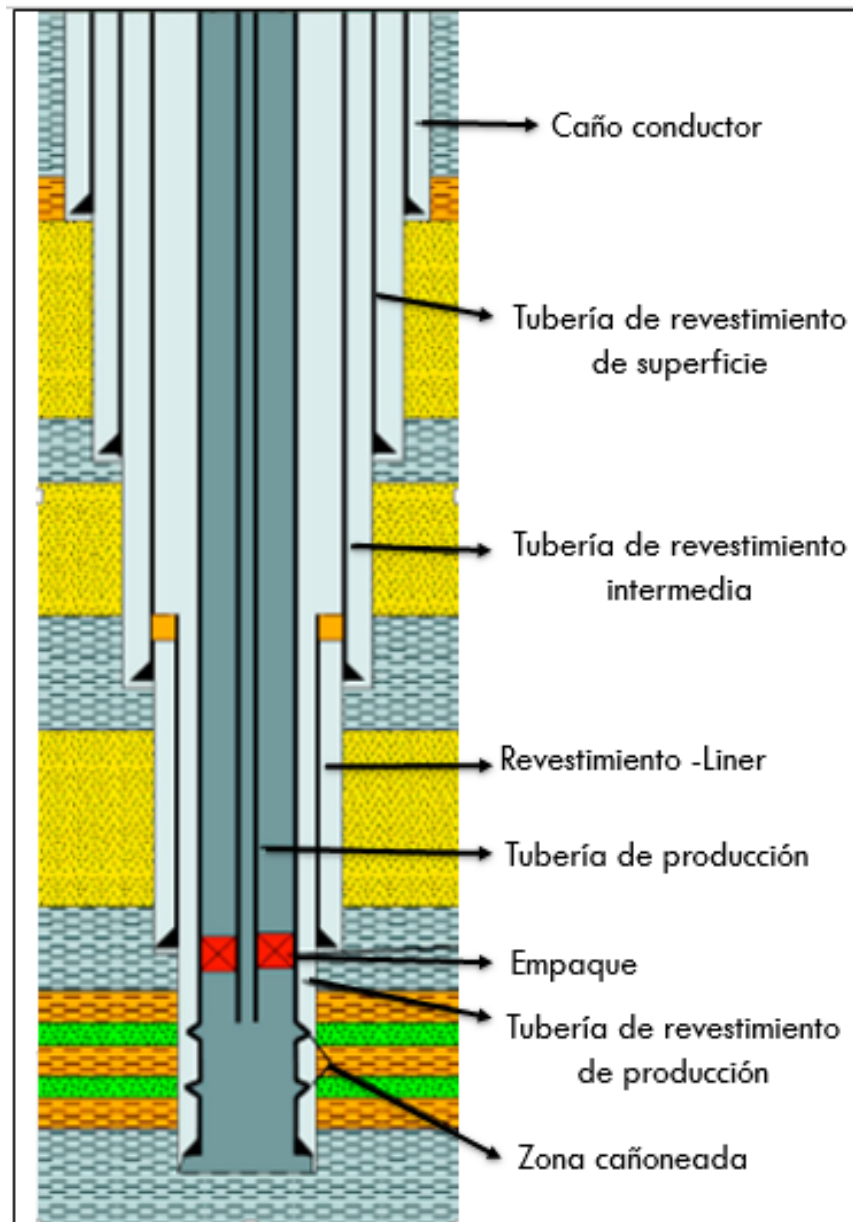


Fuente: BLECHA, Jim. Oil and Gas Photographer

- **Revestimiento (*liner*):** Esta tubería no se extiende hasta la superficie, está colgada y apoyada a un colgador de revestimiento o *liner hanger*, se baja con la sarta de trabajo hasta la profundidad deseada y se cementa. Un *liner* se corre por varios motivos uno de ellos es el factor económico ya que no se bajaría el revestimiento desde superficie hasta el fondo, sino desde la última zapata. La Figura 57 muestra un ejemplo de un esquema final de pozo.
- **Tubería de producción (*tubing*):** Cuando se perfora la última sección de la tubería de revestimiento, la formación petrolífera ya puede comenzar a producir, pero el pozo no se explota por medio de esta tubería sino por una que tiene un diámetro más pequeño llamada tubería de producción como la que se muestra en la Figura 58, la cual es el conducto principal para los fluidos producidos por el pozo, protege al revestimiento de la corrosión y presión.

Esta tubería se baja desde la superficie hasta la zona de interés, se clasifica por su diámetro tanto externo como interno (OD, ID), su peso (lb/ft) y su grado (J-55, N-80).

Figura 57. Esquema de un pozo



Fuente: Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.4. [Adaptado por los autores]

Figura 58. Tubería de producción



Fuente: Jereh Drilltech

- **Mandril:** Tiene varios significados, puede referirse al cuerpo principal de una herramienta donde partes de la herramienta pueden estar conectadas o encajadas adentro, también se refiere a un miembro que tiene presión o un tubo. En las líneas de cable se refiere a las herramientas que se traban en la tubería. Otros equipos usados en fondo de pozo se describen en la Tabla 7, la cual se muestra a continuación⁸¹

⁸¹ Well Control School. Harvey, Louisiana, USA: 2003. p.14.2-14.16.

Tabla 7. Equipos de fondo


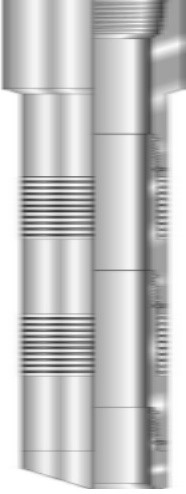
Equipo	Descripción
	<p><i>Obturadores de empaque:</i> Permiten realizar tareas especiales como inyectar cemento, acidificar y fracturar. Si el obturador falla se debe sacar el empaque tirando si es recuperable o raspando o fresando si es permanente.</p> <p><i>Obturador de empaque desviador:</i> Para hacer desvíos en la tubería de revestimiento (side track), se puede orientar en la dirección deseada desde superficie.</p>
	<p><i>Niple de sello o niples empaquetadores de asiento:</i> Se bajan en el extremo inferior de la tubería y se insertan en los <i>packers</i>, para sellar y evitar que el fluido y la presión se trasladen entre la tubería de producción y el empaque a la tubería de revestimiento o espacio anular.</p>

Tabla 7. (Continuación)

Equipo	Descripción
	<p><i>Tapón retenedor o puente:</i> Se usa para evitar que la presión o el fluido se traslade hacia arriba o hacia abajo en la tubería de revestimiento, este se baja por lo general por seguridad cuando se instala o retira el árbol de producción o navidad, o también se baja cuando se necesita trasladar o retirar el equipo por condiciones climáticas severas (tormentas, huracanes) o se colocan mientras se fracturan o se acidifican otras zonas.</p>
	<p><i>Centralizador:</i> Son dispositivos que se usan para centrar u orientar la tubería, las herramientas de línea de cable y los cañones en el pozo. Estos evitan que el revestimiento se pegue a la pared del pozo mientras se cementa, permitiendo que el cemento circule alrededor de esta tubería garantizando la buena adhesión del cemento. El centralizador es un mecanismo con bisagras que encaja alrededor de la tubería o puede formar parte de la misma.</p>

Tabla 7. (Continuación)

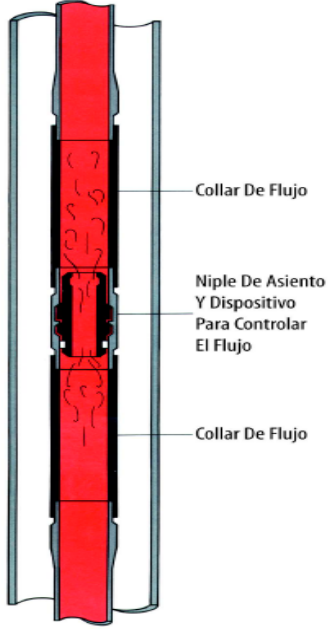
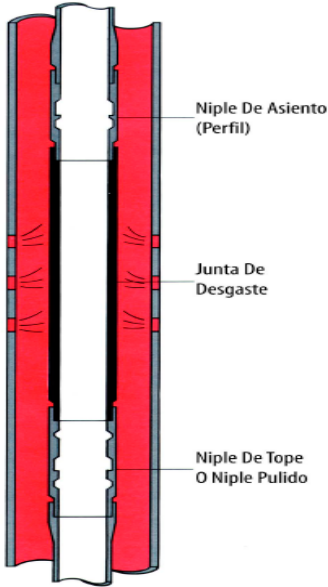
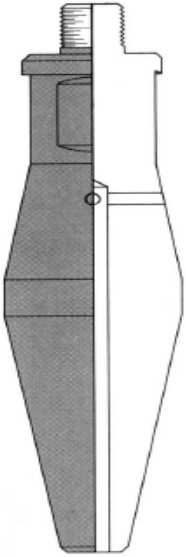
Equipo	Descripción
 <p>Collar De Flujo</p> <p>Niple De Asiento Y Dispositivo Para Controlar El Flujo</p> <p>Collar De Flujo</p>	<p><i>Acoplamiento o collar de flujo:</i> La erosión es un problema tanto encima como debajo del niple de asiento, esto se debe a las turbulencias causadas por los cambios en el ID, por lo cual se bajan los acoplamientos de flujo hechos de acero, generalmente de 3 a 10 pies de largo en el área de flujo turbulento para prevenir fallas en la tubería. En conclusión son una sección de tubería recta más gruesa con un ID completo y con conexiones a rosca adecuadas para la tubería.</p>
 <p>Niple De Asiento (Perfil)</p> <p>Junta De Desgaste</p> <p>Niple De Tope O Niple Pulido</p>	<p><i>Junta de desgaste o abrasión (blast joint):</i> Se usan en pozos de múltiples terminaciones para proteger el área de la tubería que queda frente a los túneles cañoneados ya que queda expuesta a los fluidos producidos los cuales pueden ser abrasivos, corrosivos y cargados de arena. Esta junta es una sección de tubería de goma, de carbón de tungsteno, cerámica o una aleación especial.</p>

Tabla 7. (Continuación)

Equipo	Descripción
	<p><i>Junta de seguridad:</i> Es una unión a rosca que se baja sobre las herramientas que se pueden atascar fácilmente, esta permite que los equipos pozo abajo se puedan liberar fácil y rápido de la tubería por medio de rotación o corte para así dar paso a las operaciones de pesca necesarias.</p>
	<p><i>Raspadores de tubería de revestimiento:</i> Se usan para quitar sustancias extrañas del ID de las paredes de la tubería de revestimiento, la acción de raspar la proveen unas hojas a resorte, una rotación prolongada con un raspador podría provocar un desgaste excesivo y daños al revestimiento.</p>

Tabla 7. (Continuación)

Equipo	Descripción
	<p><i>Enderezador o pera desabolladora de tubería de revestimiento:</i> Se usan para restaurar esta tubería o la que este colapsada, abollada o doblada, por lo general es un mandril sólido ahusado al ID de la tubería que se va a restaurar.</p>

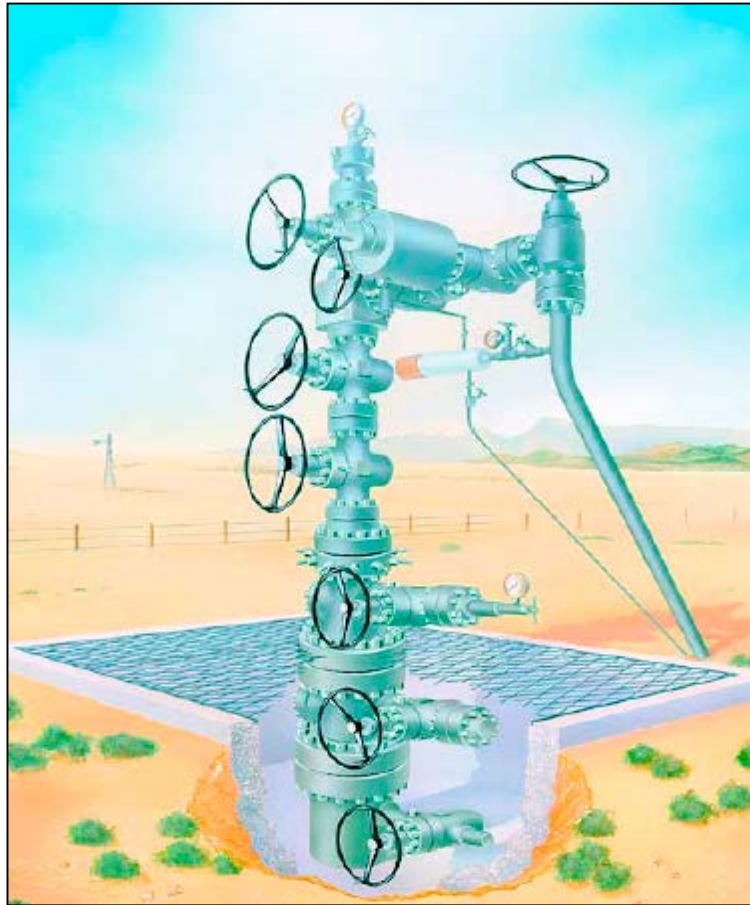
Fuente: Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.4/15. [Adaptado por los autores]

2.4.5 Equipos de superficie. A continuación se presentan algunos de estos equipos:

- **Árbol de producción o de navidad (*Christmas tree*):** Cuando la tubería de revestimiento final se ha instalado, cementado y cañoneado, y cuando la tubería de producción está en su posición final dentro del pozo, se instala en superficie el árbol de navidad. Este equipo está compuesto por una serie de válvulas, bridas, cuerpo del estrangulador y conectores que permiten el flujo controlado de los fluidos producidos, como se muestra en la Figura 59. Existen diferentes diseños de estos, por tanto depende de su aplicación o uso para seleccionar el tipo necesario y adecuado de árbol, algunos factores de gran importancia para llevar a cabo el diseño de estos son la presión, el ambiente de superficie, la

temperatura, otros fluidos producidos, el entorno pozo abajo, los factores económicos, etc.

Figura 59. Árbol de producción o de navidad

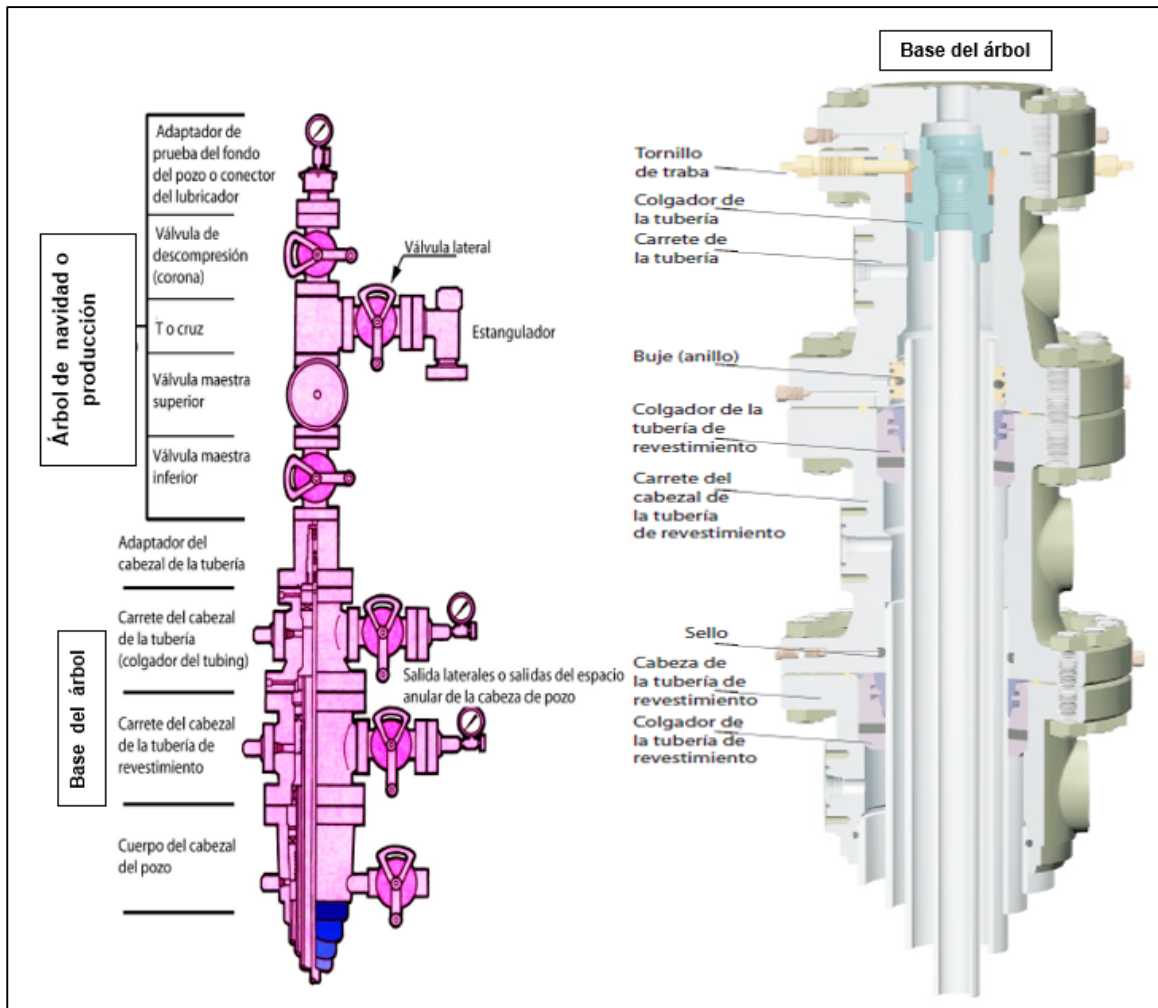


Fuente: WCS-Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.2.

Algunos componentes del árbol de producción se describen a continuación y se muestran en la Figura 60.

- *Manómetro*: Permite observar las presiones del pozo (tubería, revestimiento o anular).
- *Brida o tapa del manómetro*: Provee un sello para la punta del árbol, cuando se retira permite el acceso de tubería.

Figura 60. Componentes del árbol de producción



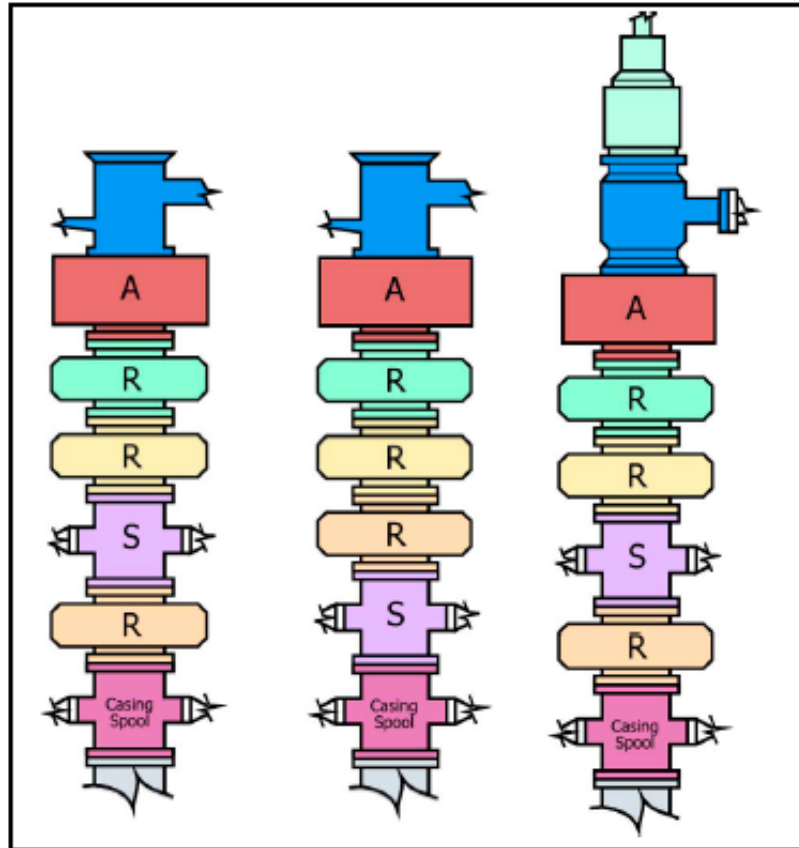
Fuente: Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. p.2/3.

- *Válvula de corona o de descompresión*: Sirve para controlar la presión y permite el acceso al pozo con línea de cable, tubería flexible, *workover*, etc.
- *T de flujo o cruz*: Se usa para que se bajen herramientas (ningún equipo de cable) en el pozo al mismo tiempo que se está produciendo.
- *Válvula lateral*: Sirve para cerrar el pozo en caso de que la otra se dañe.
- *Estrangulador*: Controla la cantidad deseada de flujo del pozo.
- *Válvulas maestras*: Son las válvulas principales de cierre, están abiertas durante la mayor parte de vida del pozo y no se usan con frecuencia.

- *Colgador de tubería*: Suspende y soporta la sarta, sella el espacio anular y permite el paso del flujo al árbol de producción.
 - *Válvula de la tubería de revestimiento*: Da acceso al espacio anular entre la tubería de producción y la de revestimiento.
 - *Colgador de la tubería de revestimiento*: Es un arreglo de cuña y sello que suspende y sella la tubería de revestimiento de la cabeza de esta.
 - *Tubería de revestimiento o casing*: Soporta el pozo para prevenir que se derrumbe y evita comunicación entre una zona y otra.
 - *Tubería de producción o tubing*: Permite el paso del fluido producido a través de ella.
- **Sistema de preventoras de reventones, BOP**: Son un juego de válvulas de gran tamaño, las BOP se utilizan para controlar las presiones altas, su propósito es el de cerrar el pozo, estas operan de manera rápida evitando así cualquier reventón del pozo que ocasione daños tanto a la estructura como al personal en campo. Estas válvulas se pueden armar con diferentes configuraciones según el código de la API, algunos ejemplos de estos arreglos se muestran en la Figura 61 y algunos códigos que se usan para identificar la columna de preventoras son:
 - A → preventora tipo anular.
 - G → cabezal giratorio.
 - R → preventora simple, con un solo juego de arietes, ciego o de tubería.
 - Rd → preventora doble, con doble juego de arietes.
 - Rt → preventora triple, con tres juegos de ariete.
 - CH → conector a control remoto que conecta el cabezal o las preventoras unos con otros.
 - CL → conector de baja presión a control remoto.
 - S → carretel con conexiones de salida laterales para las líneas del estrangulador y control.

Los componentes de la columna de BOP's se indican leyendo de abajo hacia arriba por ejemplo RSRRA.

Figura 61. Algunos arreglos de preventoras

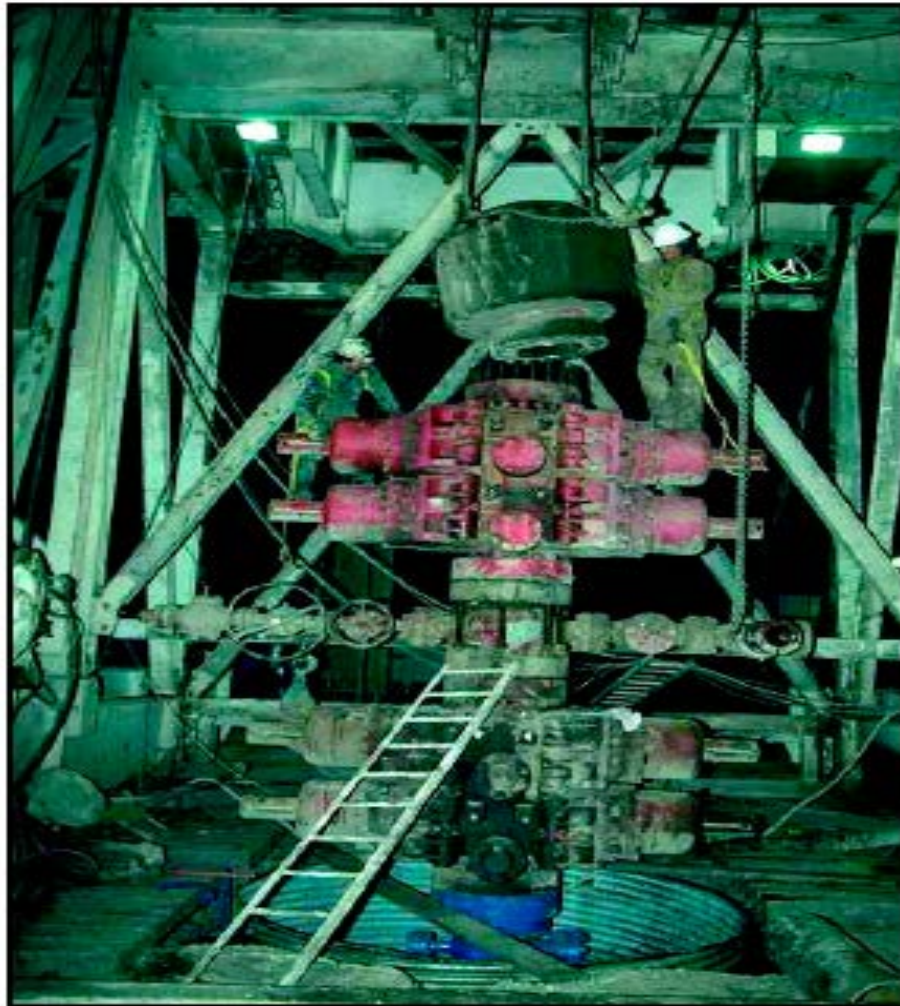


Fuente: WCS-Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.3

- **Preventoras anulares o Hydrils:** Las preventoras anulares son los dispositivos que permiten controlar la presión en cabeza de pozo, estas se usan como un sello de cierre alrededor de cualquier cosa que este en el pozo y como un cabezal de lubricación para mover o deslizar la tubería bajo presión. La mayoría cierran alrededor de la tubería de perforación, de una junta, de la sarta de trabajo, de las líneas de cable o debido alguna emergencia, el mismo pozo abierto. Un ejemplo de preventora anular se muestra en la Figura 62, estas consisten de un empaque circular hecho de goma, un pistón, un cuerpo y un

cabezal o tapa. Las presiones de operación, las características y las limitaciones varían según el modelo y las marcas, por lo que es importante verificar el manual del fabricante para encontrar las características correctas de la presión de operación y la presión de cierre recomendada.

Figura 62. Ejemplo de una preventora anular



Fuente: Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.23

Lo más importante es que el empaque debe ejercer suficiente presión contra la tubería para garantizar un buen sello, ya que si no se usa la presión correcta podría ocurrir una falla la cual podría causar gastos económicos altos y

conllevaría más tiempo la operación. Para algunas preventoras mientras más grande sea el tamaño del pozo y más pequeña sea la tubería, mayor es la presión de cierre que se requiere para asegurar el sello. Al usar una preventora anular, es conveniente usar la menor presión de operación posible ya que esto ayuda a conservar el empaque.

- **Herramienta de prueba de las preventoras:** La herramienta mostrada en la Figura 63 sirve para probar la preventora de reventones (testing tool), es un dispositivo que se sujeta a la punta de una tubería y se corre hasta el fondo de la columna de preventoras o en el cabezal de la tubería de revestimiento. Esta herramienta tiene unos aros de sellado para efectuar un sello, encima de estos hay una abertura al ID de la tubería para permitir que se bombee agua para llenar el pozo y permitir que las preventoras sean probadas a presión. En la parte superior de la unión de la tubería hay otra herramienta que permite la conexión con el manifold.

- **Arietes o esclusas:** El ariete es la preventora de reventones básico, estos vienen en varios tamaños y diferentes clasificaciones de presión, por lo general las esclusas de la mayoría de preventoras cierran por medio de pistones hidráulicos pero en caso de una falla en el sistema hidráulico, la mayoría de arietes se pueden cerrar manualmente desde que su diseño lo permita. Existen tres tipos de arietes y son:
 - *Arietes para tubería:* Estos están diseñados para cerrar alrededor de una tubería, la preventora tipo ariete es un bloque de acero que encaja con el tamaño de la tubería alrededor de la cual se cerrara, el objetivo es proveer un buen sello alrededor de esta, es de gran importancia verificar que la esclusa no se cierre sobre las roscas o uniones ya que estas pueden ser aplastadas y se puede dañar el ariete.

- *Arietes ciegos*: No tienen resorte para la tubería, estos son diseñados para usarlos cuando no hay presencia de tubería en el pozo.
- *Arietes cortadores*: Estas poseen unas hojas que permiten cortar la tubería.

Figura 63. Herramienta para probar las preventoras de reventones



Fuente: Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.18

- **Manómetros**: La medición de la presión es de suma importancia, tanto la de la bomba, como la del estrangulador, la de cierre, entre otras. Los manómetros que se usan para medir la presión de la bomba o de circulación se encuentran montados en el tubo vertical en la plataforma, los de perforación o el del *tubing* o tubería de producción están en la consola del perforador y en el panel del

estrangulador, estos se usan para controlar el pozo y realizar pruebas de sensibilidad de presión. Los manómetros que miden la presión de la tubería de revestimiento o del espacio anular se encuentran en el manifold. Un ejemplo de los manómetros de presión usados en un pozo se muestra en la Figura 64.

Figura 64. Manómetro de presión



Fuente: WCS-Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.34

- **Acumulador:** Proveen una manera rápida y confiable para cerrar las preventoras cuando ocurre un amago de reventón, utiliza un fluido de control de aceite hidráulico o una mezcla de productos químicos y agua guardados en botellas de acumuladores, allí se guarda suficiente fluido para usar bajo presión para que todos los componentes de la columna puedan funcionar con presión. La Figura 65 muestra una unidad de acumulador. Un elemento importante de este dispositivo es la precarga de nitrógeno en el botellón, ya que si los botellones pierden su carga por completo, no se puede guardar ningún fluido adicional bajo presión. Se debe tener mucho cuidado ya que el nitrógeno tiende a fugarse o perderse con el tiempo.

Figura 65. Unidad de acumulador



Fuente: Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.20

- **Desgasificadores:** Tienen una capacidad limitada para manejar volúmenes de gas, pero como el fluido arrastrado tiene un volumen de gas bajo esta herramienta es adecuada, si la viscosidad del fluido es alta o si el fluido está contaminado, el gas puede que no salga libremente. Los desgasificadores pueden separar el gas arrastrado en el fluido por medio del uso de una cámara de vacío, una cámara presurizada, una bomba de rocío, entre otros. Estos no requieren de mucho mantenimiento, las bombas deben ser lubricadas y su tamaño debe ser calculado correctamente. La Figura 66 muestra un ejemplo de desgasificador.

Figura 66. Desgasificador



Fuente: Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.26

- **Separador de gas o *poorboy*:** La Figura 67 muestra un esquema de este equipo, el cual es la primera línea de defensa del gas en campo o locación, este es un recipiente sencillo y abierto que está conectado a la punta de la línea del manifold o estrangulador, este separador permite que el gas libre que sale del fluido salga del sistema y gravite o sea empujado hacia la línea de quema. Su diseño varía desde un simple cilindro abierto que se usa con algunos manifold hasta el separador más complejo que opera con un flotador.
- **Estranguladores:** Controlan el caudal del flujo de los fluidos, ya que restringen el paso de estos creando una fricción o contrapresión en el sistema, permitiendo controlar el caudal y la presión del pozo. Cabe aclarar que los estranguladores para controlar los pozos tienen un diseño diferente que los de producción de gas

y petróleo, por lo que estos no se usan para controlar un pozo. Existen estranguladores que se pueden ajustar manualmente o a control remoto. La Figura 68 muestra un ejemplo del tipo de estranguladores.⁸²

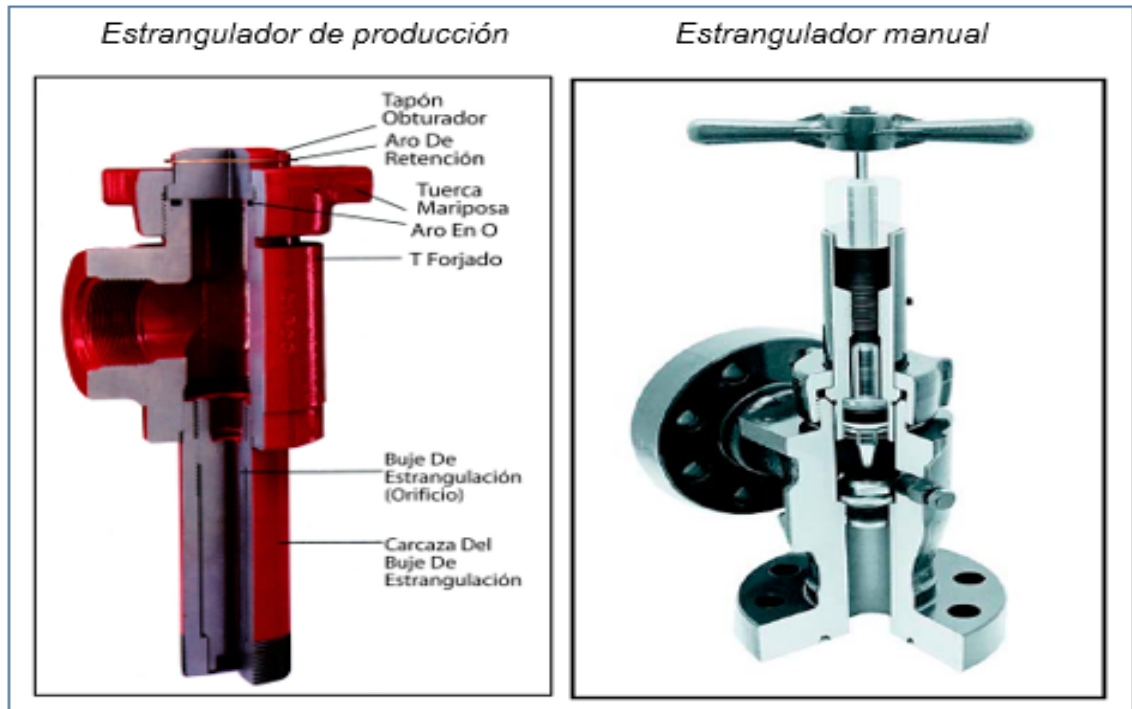
Figura 67. Separador de gas



Fuente: WCS-Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.25

⁸² Well Control School. Op. cit., p.14.2-14.34.

Figura 68. Ejemplos de estranguladores



Fuente: WCS-Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. p.23. [Adaptado por los autores]

2.5 OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN DE POZOS

La operación de estimulación en un pozo es el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirvan para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de este a la formación. Los objetivos de una estimulación son:

- Para pozos productores: Incrementar la producción de hidrocarburos.
- Para pozos inyectoros: Aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor.
- Para procesos de recuperación secundaria y mejorada: Optimizar los patrones de flujo.

La estimulación en los pozos tiene como objetivo el mejoramiento de la productividad o inyectabilidad de los mismos, el éxito de esta operación depende de las condiciones en las que se encuentren los pozos, por lo que es de gran importancia conocer los parámetros que controlan la productividad de los pozos antes de decidir si es conveniente o no realizar una estimulación para mejorar la producción. Para que exista un pozo petrolero se requiere de tres condiciones: que exista hidrocarburo, que la formación que lo contenga permita el paso del mismo a través de la roca y que se tenga energía suficiente para propiciar su flujo hacia el pozo. Las características inmersas en las condiciones anteriores son los parámetros que controlan la productividad de los pozos y si se conocen con precisión se podrá determinar si es conveniente o no realizar una estimulación.

2.5.1 Pérdida de productividad del pozo. En un pozo productor, la ecuación de Darcy en su forma más sencilla puede usarse para conocer la respuesta de un pozo, además esta representa las condiciones reales de flujo del yacimiento al pozo, donde S es matemáticamente un valor adimensional.

$$q = \frac{2\pi kh(Pws - Pwfreal)}{\mu \left[\ln\left(\frac{re}{rw}\right) + S \right]} \quad (\text{Ec. 122})$$

Cada uno de los términos de esta ecuación afectará la productividad de un pozo, los parámetros que pueden cambiarse en esta son la permeabilidad K y el efecto skin o daño S, por lo que estos son los principales parámetros que afectan la productividad de un pozo. Cabe aclarar que un valor bajo de permeabilidad o un valor grande del efecto skin propiciarán una baja productividad del pozo. En cuanto a:

- **La permeabilidad:** Hay una probabilidad muy baja de que esta pueda incrementarse para lograr obtener una mayor productividad, cuando esta es baja como por ejemplo menos de 10 md, la posibilidad de incrementar la

productividad es a través de una estimulación por fracturamiento, (se produce un cambio en el patrón de flujo de radial circular a lineal hacia una gran superficie dentro del yacimiento creada por el fracturamiento).

- **Un valor grande de S:** Es consecuencia de un daño causado en la cara del pozo, consecuencia de las operaciones de perforación, completamiento o cementación del mismo. Esta alteración es posible disminuirla (valores negativos) o eliminarla (obtener un valor de cero) a través de la estimulación matricial.

En cualquier caso, la estimulación reduce el efecto skin y el mejoramiento de la productividad se da gracias al incremento del radio del pozo. En la Tabla 8 se muestra una relación entre los valores de daño y la condición en la que se encuentre el pozo.

El daño a la formación puede ser causado por procesos simples o complejos y se puede presentar en cualquier etapa de la vida de un pozo. El proceso de la perforación es el primero y más importante origen del daño, el cual puede ser incrementado al momento de la cementación de las tuberías de revestimiento, en las operaciones de completamiento o reparación de pozos, hasta inclusivamente por la misma estimulación.

El contacto o invasión de materiales extraños a la formación son factores que propician el daño, al igual que alterar las características originales de los fluidos del yacimiento o la de los minerales de las rocas. Es importante prevenir o minimizar el daño para evitar costosos gastos en la búsqueda de su remoción.

a) Operaciones durante las cuales se produce daño. Entre estas se encuentran las siguientes:

- **Perforación:** Desde que la broca entra al pozo hasta que alcanza la profundidad deseada, se expone toda esta zona a los lodos de perforación (contienen

agentes densificantes y aditivos químicos, los cuales son muy dañinos) y a las diferentes operaciones que afectan la producción del pozo, ya que se presenta una interacción del lodo con los fluidos y minerales de las rocas y una invasión de sólidos tanto del fluido de perforación como de los recortes de la broca.

Tabla 8. Valores típicos de S, según la condición del pozo

Condición del pozo	Valor del daño verdadero a la formación, S
Altamente dañado	$S > + 10$
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq -4$
Masivamente fracturado	$S < -5$

Fuente: ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. p.7. [Adaptado por los autores]

- **Cementación:** Las lechadas de cemento pueden producir alto filtrado lo que conlleva a que se invada la formación con los sólidos de esta, los fluidos lavadores y espaciadores y otros productos químicos contenidos en la lechada, los filtrados de lechada con alto pH sobre todo cuando entra en contacto con las salmueras de la formación que tengan alta concentración de calcio pueden propiciar una precipitación de sales. Cada una de estas alteraciones mencionadas pueden ser fuentes potenciales de daño en un pozo.
- **Terminación:** En esta etapa se llevan a cabo operaciones como control y recementaciones (inyección forzada de fluidos y sólidos), limpieza del pozo, asentamiento del aparejo de producción, se induce el pozo para su producción, cañoneo de la zona de interés (procurar usar un fluido de control limpio que sea

libre de sólidos) entre otras. Cuando se cañonea los túneles creados por esta operación se llenan de detritos de las cargas explosivas, de la tubería de revestimiento y la propia formación.

- **Estimulación:** Esta operación debe ser diseñada con cuidado para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados contra la formación, dejen residuos por alguna precipitación o incompatibilidad con los fluidos de la formación, ya que estos efectos causan daños difíciles de remover. Los fluidos ácidos de estimulación son una de las mayores fuentes que causan daño, ya que al inyectar un ácido los productos de corrosión de la tubería se disuelven y son llevados a la formación, igualmente estos productos químicos y los surfactantes pueden cambiar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones, causar precipitaciones, entre otras.
- **Limpieza:** Los solventes y productos químicos que se usan para remover parafinas, asfaltenos, u otros materiales entran en contacto con la zona productora y alteran la mojabilidad de la roca o se pueden propiciar daños por su incompatibilidad.
- **Reparación de pozos:** El daño es originado por la misma causa que en la terminación de un pozo, exceder la presión contra las zonas de producción ocasiona pérdidas de productividad.
- **Producción:** Los túneles que se forman por el cañoneo pueden llegar a taparse con sólidos que emigran a la formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo, si es una formación de arena poco consolidada este daño se hace mayor. Se pueden presentar precipitaciones orgánicas de asfaltenos o parafinas o inorgánicas como sales y en los pozos de gas pueden ocurrir fenómenos de condensación retrograda que ocasiona bloqueos de líquidos en la vecindad del pozo.

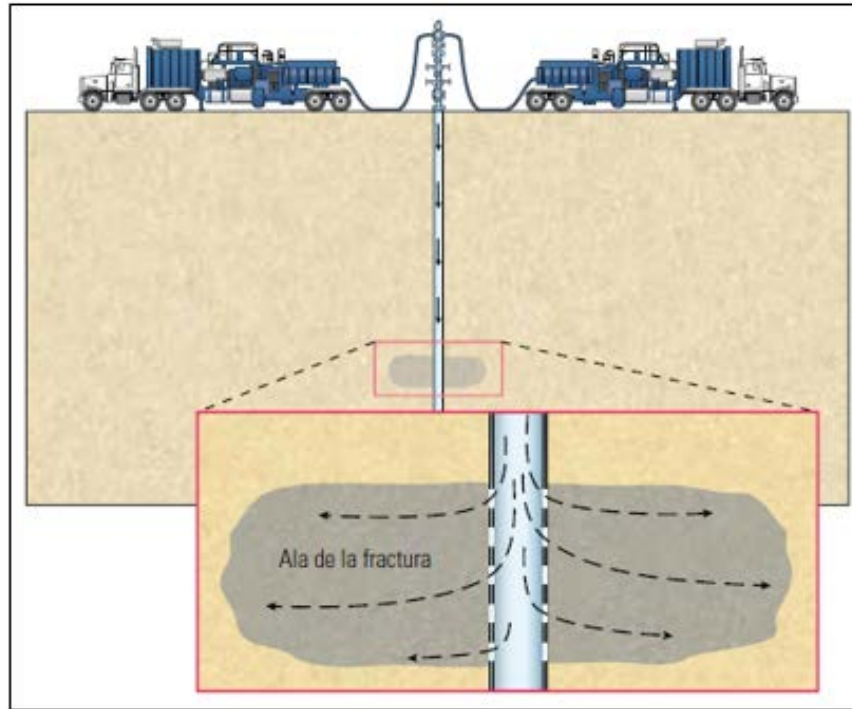
- **Inyección de agua:** Cuando el agua no se encuentra tratada puede ocasionar daños, ya que puede contener sólidos o sales que no son compatibles con el agua de formación.
- **Inyección de gas:** Debido al flujo turbulento que este ocasiona en las instalaciones esto ocasiona un efecto de barrido de la grasa para roscas, escamas de corrosión u otros sólidos que pueden taponar los poros del yacimiento, igualmente el gas que es inyectado puede contener productos químicos, residuos de lubricantes lo que conlleva a la reducción de la permeabilidad al gas y su inyectividad.⁸³

2.5.2 Fracturamiento hidráulico.

a) Definición y generalidades. La capacidad de un pozo para producir hidrocarburos o recibir fluidos de inyección es limitada por la permeabilidad natural del yacimiento y los cambios producidos en la región vecina al pozo, esto como resultado de las diferentes operaciones que se llevan a cabo en un pozo. El fracturamiento hidráulico es también conocido como estimulación hidráulica y es la encargada de mejorar el flujo de los hidrocarburos o la productividad de los pozos mediante la creación de fracturas en la formación, las cuales conectan al yacimiento con el pozo. La implementación de esta técnica mejoró la viabilidad económica de los pozos en algunos campos productores, gracias a las ventajas que esta proporciona. Esta técnica de estimulación consiste en generar en la roca reservorio una fractura induciendo presión por medio de la inyección de un fluido viscoso o fracturante, este fluido es bombeado a presiones que exceden la presión de fractura de la formación como se muestra en la Figura 69. Las líneas punteadas representan el bombeo continuo del fluido el cual hace que la fractura se extienda y forme estructuras llamadas alas.

⁸³ ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de ingenieros petroleros de México: 1991. p.1-17.

Figura 69. Propagación de una fractura



Fuente: Oilfield Review. Vol.23, No.3. Schlumberger, otoño de 2011. p.4.

Para lograr acceder a la zona que se quiere tratar, primero se colocan tapones recuperables con el fin de aislar la zona seleccionada de las demás zonas que se encuentran abiertas. Luego, esta zona se presuriza hasta alcanzar la presión de ruptura de la formación o presión de iniciación de fractura, el cual es el punto en el cual la roca se rompe y se forma una fractura. En la superficie, una caída repentina de la presión indica la iniciación de la fractura, a medida que el fluido fluye hacia la formación fracturada. Después de iniciar la fractura se presuriza la zona hasta la presión de propagación de la fractura, que es mayor que la presión de cierre de la fractura, la diferencia entre estas dos da como resultado una presión neta la cual representa la suma de la caída de la presión por fricción más la resistencia a la propagación de la punta de la fractura.

La presión neta controla el crecimiento de la fractura y mantiene separadas sus paredes, generando un ancho suficiente para permitir el ingreso de la lechada de fracturamiento compuesta de fluido y apuntalante (sólidos que mantienen abierta la fractura después de que se interrumpe el bombeo). Una vez que se detiene el bombeo, las presiones que existen dentro de una fractura decrecen a medida que los fluidos fluyen de regreso al pozo o mientras se pierden en la roca yacimiento, esta caída de presión permite que la fractura se cierre nuevamente, por lo que para asegurar que estas permanezcan abiertas se inyectan materiales adicionales, cuyo uso depende de la litología.⁸⁴

- Durante el fracturamiento hidráulico, se bombean dos sustancias principales:⁸⁵
 - *Los apuntalantes:* Son partículas que mantienen abiertas las fracturas y las preservan para facilitar la producción, entre más grandes y más esféricas sean estas partículas forman empaques más permeables o empaques con más conductividad. Los apuntalantes evolucionaron de materiales crudos como las cáscaras de nuez, a arenas naturales y esferas de alta resistencia hechas de cerámica o bauxita.
 - *La otra sustancia son los fluidos de fracturamiento:* Estos deben ser lo suficientemente viscoso para crear y propagar una fractura y además transportar el apuntalante hacia el interior de la fractura. Estos fluidos pasaron de los aceites gelificados a las soluciones a base de polímeros. Los rompedores se utilizan para descomponer el polímero, reducir la cantidad de residuo de este y mejorar la conductividad.

⁸⁴ NOLEN-HOEKSEMA, Richard. Elementos de fracturamiento hidráulico. En: Oilfield Review. Vol.25, No.2. Schlumberger, verano de 2013. p. 57-58.

⁸⁵ D' HUTEAU, Emmanuel, *et al.* Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción. En: Oilfield Review. Vol.23, No.3. Schlumberger, otoño de 2011. p. 7.

El fluido utilizado se introduce por los poros y canales permitiendo que estos últimos queden abiertos, esto ocurre una vez se haya liberado la presión de inyección y así la fractura se comporta como un canal de alta conductividad entre el yacimiento y el pozo permitiendo un elevado mejoramiento en la capacidad de producción.

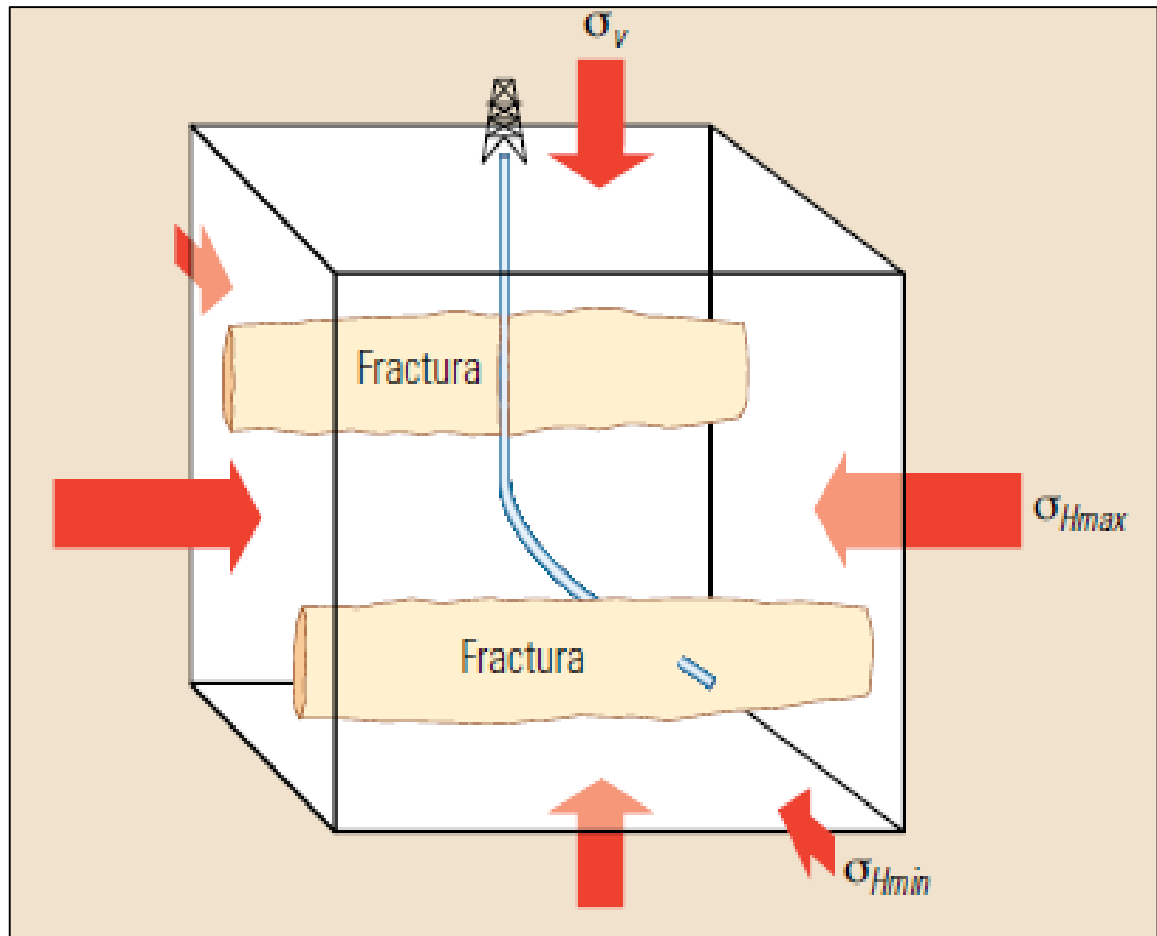
El tamaño y la orientación de una fractura y la presión necesaria para crearla se determinan por el campo de esfuerzos locales de la formación, el cual puede ser definido por tres esfuerzos de compresión principales: el esfuerzo de sobrecarga o vertical, σ_v (causado por el peso de la roca suprayacente un punto de medición), los esfuerzos horizontales mínimo y máximo (σ_{Hmax} y σ_{Hmin}) son los otros dos esfuerzos principales, los cuales se muestran en la Figura 70.

Las fracturas se abren en la dirección del esfuerzo principal mínimo y se propagan en el plano de mayor esfuerzo y de esfuerzo intermedio. La orientación de estos esfuerzos se determina por el régimen tectónico de la región y la profundidad, la presión del poro y las propiedades de las rocas, que definen como se transmite y se distribuye el esfuerzo entre las formaciones. Los esfuerzos locales son los que controlan la orientación y la dirección de propagación de las fracturas hidráulicas.⁸⁶

- Objetivos del fracturamiento hidráulico
 - Mejorar la producción
 - Desarrollar reservas adicionales
 - Sobrepasar zonas altamente dañadas
 - Reducir la depositación de asfaltenos
 - Conectar sistemas de fracturas naturales
 - Incrementar el área efectiva de drenaje de un pozo
 - Disminuir el número de pozos necesarios para drenar un área
 - Reducir la necesidad de perforar pozos horizontales

⁸⁶ NOLEN-HOEKSEMA. Op. cit., p. 57-58.

Figura 70. Esfuerzos locales y propagación de las fracturas hidráulicas



Fuente: Oilfield Review. Vol.25, No.2. Schlumberger, verano de 2013. p.57.

- Aplicaciones del fracturamiento hidráulico
 - *Aumento en la producción:* Este se da como consecuencia de la creación de una fractura, la cual se convierte en un canal de flujo donde entre mayor sea la fractura mayor será la productividad y el daño alrededor de la zona fracturada tiene un menor efecto en la producción, pero si este es dado en la cara del pozo, si representa un efecto mayor en la producción del pozo.
 - *Corrección del daño a la formación:* El daño a la formación consiste en la reducción de la permeabilidad en los alrededores de la cara del pozo, esto ocurre debido a los sólidos que se depositan en los canales de flujo y los

tapona impidiendo el flujo de los fluidos, también debido al hinchamiento de las arcillas que ocurre cuando hay presencia de filtrado con baja salinidad, lo cual conlleva a la disminución de la permeabilidad, entre otros.

- *Desarrollo comercial de yacimientos con baja permeabilidad:* En los campos donde la permeabilidad de la formación es muy baja se usa esta técnica de estimulación, lo cual implica el uso de 50.000 a 500.000 galones de fluido fracturante y de 100.000 a un millón de libras de material de soporte. A este tipo de operación se le conoce como fracturamiento hidráulico masivo y su propósito es exponer una gran área de la formación para permitir el flujo hacia el pozo.
- *Inyección de fluidos a la formación:* En yacimientos donde no hay empuje de gas o de agua, se requiere implementar pozos inyectoros para mantener la presión del yacimiento y permitir la producción, en este tipo de yacimientos las fracturas permiten incrementar la capacidad de inyección de los pozos inyectoros.
- **Evaluación de pre-fracturamiento y programa de bombeo:** El objetivo de llevar a cabo esta evaluación es definir si el yacimiento es un buen candidato para ser fracturado, lo cual implica determinar la factibilidad tanto técnica como económica para diseñar la operación del fracturamiento. En este punto es importante tener en cuenta el objetivo por el cual se aplica el fracturamiento.

El MiniFrac o Mini Fracturamiento es un fracturamiento previo de diagnóstico y evaluación, con un volumen menor pero representativo del tratamiento principal, es decir, al mismo caudal y con el mismo fluido de fractura, aunque con poca cantidad de apuntalante. Esta operación se realiza con el fin de determinar parámetros operativos como: presión de fractura, eficiencia del fluido fracturante, presión de cierre, tiempo de cierre de la fractura, estimar la altura de esta, entre

otras. Esta información permite prediseñar el fracturamiento principal ya que para llevarlo a cabo se debe tener en cuenta la selección de los fluidos a usar, el tipo y tamaño del agente apuntalante, el equipo de bombeo requerido y la preparación del programa de bombeo, el cual se describe a continuación:

- *Precolchón*: Es el fluido gelificado o no gelificado que se bombea antes del fluido de fracturamiento. Si antes de comenzar el tratamiento, la tubería contiene fluido, este será bombeado y se considerara como un precolchón.
- *Colchón*: Es un fluido gelificado que se bombea antes de agregar el agente de soporte, entre sus funciones están: generar una grieta de ancho suficiente que permita el ingreso del agente de soporte, absorber las mayores pérdidas por filtrado y reducir así las pérdidas del fluido con agente de soporte y mantener el agente alejado de la punta de la fractura para evitar arenamiento.
- *Dosificación del agente de soporte*: Es un fluido cargado con arena, el cual apuntala la fractura y la mantiene abierta.
- *Desplazamiento*: Cuando se termina el bombeo del agente de soporte, se vuelve a bombear fluido limpio con la finalidad de desplazar la mezcla fluido/agente de soporte que pueda quedar en la tubería de producción.

b) Fluidos fracturantes. Son los fluidos que permiten transmitir presión hidráulica a la formación hasta lograr su ruptura, permitiendo estimular la producción de gas y aceite. Para lograr una estimulación exitosa se deben tener en cuenta algunas propiedades como las siguientes:

- Debe ser compatible con el material de la formación.
- Debe sr compatible con los fluidos de la formación.
- Debe ser capaz de suspender el apuntalante y transportarlo en lo profundo de la fractura.

- Debe ser capaz a través de su propia viscosidad de desarrollar la fractura con el ancho necesario para aceptar el apuntalante.
- Debe ser un fluido eficiente.
- Debe ser fácil de remover de la formación.
- Debe permitir una baja fricción.
- La preparación de los fluidos debe ser simple y fácil para desarrollarla en campo.
- Debe ser estable para que pueda mantener su viscosidad a lo largo del tratamiento.
- Debe ser económicamente rentable.

Actualmente se cuenta con diferentes tipos de fluidos fracturantes, cada uno de estos tiene propiedades físicas y químicas diferentes. La magnitud en el incremento de la producción resultante de un fracturamiento hidráulico depende en gran manera del fluido seleccionado. A continuación se describen algunos de estos:

- **Fluidos base agua:** El agua por lo general es usada como base del fluido fracturante, esta clase de fluidos posee excelentes propiedades para transportar el material de soporte y controlar el filtrado, son económicos y de fácil preparación, no representan ningún riesgo por combustión, fácilmente están disponibles y son fácilmente viscosificados y controlados.

Dentro de estos fluidos encontramos los polímeros viscosificantes; se usan para espesar el agua con el fin de servir de ayuda para transportar el apuntalante, decrecen la pérdida de flujo e incrementan el ancho de la fractura, dentro de este tipo de fluidos se encuentra la goma *guar* (polímero de alto peso molecular, de cadena larga, tiene alta afinidad con el agua, al agregarla al agua se hincha y se hidrata), la hidroxietilcelulosa (HEC), la goma *xanthan*, los fluidos de nueva generación (son fluidos fracturantes ecológicos, que minimizan el daño del entorno y del yacimiento), entre otros.

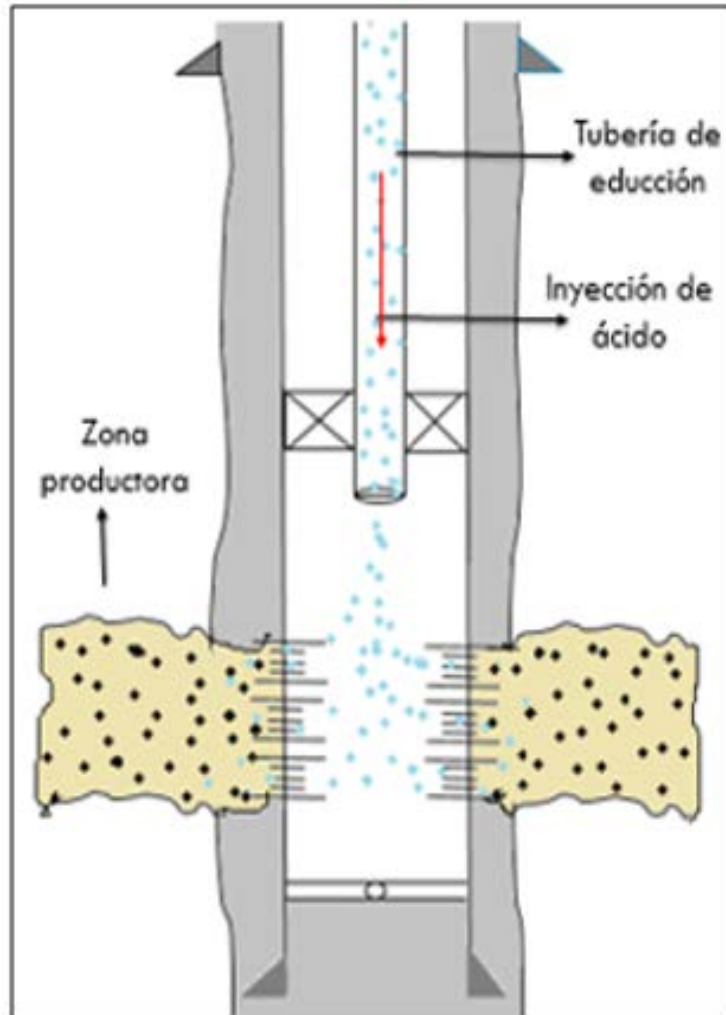
- **Fluidos base aceite:** Los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico se realizaron con fluidos base aceite, el más común y que se encuentra disponible actualmente es una reacción del esterfosfato de aluminio y una base de aluminato de sodio, esta reacción crea una asociación la cual a su vez crea una solución que produce viscosidad en diésel o en sistemas de crudos de moderada a alta gravedad específica.

Entre este tipo de fluidos se encuentran los aceites refinados los cuales ofrecieron una serie de ventajas en el fracturamiento hidráulico y por mucho tiempo fue el fluido más común para llevar a cabo esta operación, la ventaja que estos poseen es el bajo costo, la disponibilidad y su fácil remoción de la fractura. Otro fluido es el aceite crudo; el cual ofrece una viscosidad de acarreo apropiada y se puede controlar su filtrado, una desventaja de este es la disponibilidad si no se encuentra en campo, este fluido es de fácil remoción, antes de iniciar su inyección es importante realizar un estudio detallado de este ya que se puede presentar incompatibilidades con la formación y generar daños severos a esta.⁸⁷

2.5.3 Acidificaciones. Como se muestra en la Figura 71 esta técnica de estimulación consiste en la inyección a la formación de soluciones químicas a presiones inferiores a la presión de ruptura de la roca, donde estas reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños a la formación y parte de la propia roca. El objetivo de esta operación es remover el daño ocasionado en las perforaciones y en la vecindad del pozo al igual que eliminar las obstrucciones presentes en este. En las formaciones de alta productividad la acidificación no solo se emplea para remover el daño sino también para estimular la productividad natural del pozo.

⁸⁷ CASTILLO, Karina y CASTRO, Mar. Propuesta de aplicación de fluido fracturante base aceite para pozos petroleros de la zona Chicontepec, Veracruz. Trabajo de grado de Ingeniero Químico. México. Universidad Veracruzana. Facultad de Ciencias químicas. 2011. p. 7-15.

Figura 71. Estimulación por acidificación



Fuente: El pozo ilustrado pág. 186/189. [Adaptado por los autores]

a) Ácidos. Son sustancias que se ionizan en iones hidrogeno y un anión, cuando están en solución en el agua. Los iones hidrogeno son los elementos activos que reaccionan con minerales disolviéndolos. Los ácidos son sustancias conocidas por su pH menor de 7, entre más completa y rápida sea la disociación del compuesto en agua, en iones hidrogeno y un anión, mayor poder de disolución tendrá el ácido. En la estimulación de pozos se utilizan ácidos que reaccionan con los minerales que contienen las formaciones, estas reacciones son procesos de cambios químicos entre el ácido y los minerales para dar productos de reacción.

Entre los ácidos más utilizados en la estimulación de pozos están los inorgánicos: ácido clorhídrico y fluorhídrico, y los orgánicos: ácido acético y fórmico. También se emplea la mezcla entre estos ácidos, otros que son usados para aplicaciones específicas son el ácido sulfámico y el cloroacético. Estos se describen a continuación:

- **Ácido clorhídrico (HCl):** Es el ácido más usado en la estimulación de pozos, este es una solución del gas cloruro de hidrogeno en agua, el cual se disocia rápidamente en ella dándole la condición de ácido fuerte, siendo esta su característica principal. Una desventaja de este es su alto grado de corrosión que puede ocasionar daños severos a las tuberías del pozo y al equipo, por lo que su uso se restringe a la aplicación de altas temperaturas, del orden de 300°F.

Comercialmente este ácido se encuentra disponible en concentraciones del orden del 32% en peso y se le conoce como ácido muriático. Además reacciona con rocas calcáreas compuestas por la calcita y la dolomita. En campo, el ácido clorhídrico se mantiene en tanques de almacenamiento.

- **Ácido fluorhídrico (HF):** Es el único ácido que permite la disolución de minerales silicios como las arcillas, los feldespatos, el cuarzo, entre otros. Igualmente este reacciona con minerales calcáreos y con los iones positivos de la salmuera de formación, causando precipitados insolubles por lo que es importante evitar esta reacción. Sus aplicaciones se restringen a la remoción de daños ocasionados por las arcillas.

En la industria química este ácido se encuentra disponible en soluciones acuosas del 40 al 70% de concentración en peso, en la industria petrolera para llevar a cabo la estimulación de pozos el ácido fluorhídrico se utiliza en solución con ácido clorhídrico, para las formaciones de alta temperatura este puede ser mezclado con ácidos orgánicos. Para evitar el contacto del HF con material

calcáreo o salmuera de formación, se debe inyectar un volumen de este ácido que disuelva los carbonatos y desplace la salmuera de la zona en la que entrará el HF a reaccionar con los minerales, esto con el fin de evitar la precipitación.

- **Ácido acético:** Fue el primer ácido orgánico utilizado en la estimulación de pozos, su característica principal es que es un ácido débil debido a que su ionización en agua es parcial y lenta, este es usado en la remoción de incrustaciones calcáreas, en la estimulación de dolomías y calizas, con alta temperatura. Es fácil y seguro de inhibir, por lo que se usa como fluido de limpieza o de terminación antes de cañonear, también es usado como controlador de arcillas.
- **Ácido fórmico:** Igual que el anterior también es un ácido orgánico solo que es más fuerte, su empleo principalmente es en la acidificación de rocas calcáreas en pozos de alta temperatura y se encuentra disponible en forma líquida.⁸⁸

2.5.4 Fracturamiento por acidificación. Es una operación de estimulación de pozos en la cual se inyecta un ácido, por lo general HCl en una formación de carbonato a una presión por encima de la presión de fractura de la formación. La caliza y la dolomía se disuelven rápidamente en HCl, formando productos de reacción solubles en agua como cloruro de calcio y de magnesio, la tasa de disolución es limitada por la velocidad con la cual el ácido puede ser transportado hacia la superficie de la roca, este proceso de disolución produce la rápida formación de canales de forma irregular llamados agujeros de gusanos. Estos agujeros se disponen en forma radial desde los puntos en los que el ácido sale del pozo e ingresa en la formación, una vez estos se forman se convierten en los trayectos más permeables dentro de la formación y transportan el fluido durante la

⁸⁸ ISLAS. Op. cit., p. 41-52.

producción. Para que la estimulación sea efectiva los agujeros de gusano deben penetrar la zona de producción de una manera profunda y uniforme.⁸⁹

Las consideraciones de diseño para el fracturamiento ácido de formaciones de carbonatos no son diferentes a las aplicadas en el fracturamiento con fluido o apuntalante, en este último caso una cantidad de propante es seleccionada para caracterizar el tamaño del tratamiento y en particular el tamaño del tratamiento optimizado. La cantidad de ácido para ser usado en este tratamiento puede ser determinado y con esta se puede fijar la longitud óptima de la fractura. Las propiedades de los fluidos disponibles pueden ser estudiadas para determinar si la fractura deseada puede ser creada. Una vez que la composición del fluido de fractura haya sido especificada, se puede conocer el costo de su inversión y la rentabilidad de esta se puede calcular. Su diseño se puede repetir para volúmenes de ácido diferentes y el mejor se puede seleccionar utilizando algún criterio económico. Es importante tener en cuenta que la longitud, la dirección y el número de agujeros de gusanos dependen de la reactividad de la formación y de la velocidad con la que el ácido ingresa en la formación.

a) Selección de fluidos de fractura y aditivos. En un tratamiento de fracturamiento ácido, bien sea un ácido solo es inyectado dentro de la formación o un ácido precedido por un relleno de fluido viscoso para formar una amplia y profunda fractura.

- **Surfactantes rompedores de emulsión:** Estos surfactantes son útiles para evitar emulsiones que tienden a formarse cuando el ácido y el material fino de la formación se mezclan con el aceite o crudo de la formación, estas emulsiones reducen drásticamente la permeabilidad efectiva a lo largo de la superficie de la

⁸⁹ KHALID, Asiri, *et al.* Estimulación de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. *En:* Oilfield Review. Vol.25, No.3. Schlumberger, otoño de 2013. p. 4-5.

fractura. Los surfactantes deben ser compatibles con los inhibidores de corrosión, polímeros y estabilizadores de arcillas.

- **Reductores de fricción:** Son agentes de reducción de avance que pueden reducir la caída de presión por fricción para el agua, cantidades pequeñas de polímero como el poliacrilamidas pueden también reducir la pérdida de fricción de HCl.
- **Agentes secuestrantes de hierro:** En algunas formaciones, cuando el ácido reacciona puede formar un precipitado de hierro, para prevenir esta precipitación que puede dañar la permeabilidad de la formación o reducir la conductividad de la fractura, una pequeña cantidad de ácido orgánico es usualmente añadida para mantener el pH de la reacción de baja acidez. Estos agentes secuestrantes también son llamados estabilizadores, este tipo de aditivos solo se deben utilizar cuando se sabe que existe un problema de precipitación de hierro en un pozo o yacimiento.
- **Estabilizador de arcillas:** Puesto que los ácidos se utilizan en el tratamiento de formaciones carbonatadas, los problemas de estabilización de arcillas no son tan graves.

El diseño de los fluidos de fracturamiento ácido es más difícil que para los fluidos de fracturamiento, porque las reacciones químicas que se presentan son más complejas. La longitud de la fractura atacada con ácido limita la efectividad de un tratamiento de fracturamiento por acidificación, esta longitud depende de las fugas y del consumo de ácido. Si las características de pérdidas de fluido del ácido son pobres, una fuga excesiva terminará la extensión de la fractura, de manera similar si el ácido se consume con demasiada rapidez la parte atacada con ácido de la fractura será demasiado corta. El principal problema en el fracturamiento por acidificación es el desarrollo de agujeros de gusano en la cara de la fractura, porque

estos incrementan el área de superficie reactiva y causan fugas excesivas y rápido consumo del ácido. El fracturamiento por acidificación también se conoce como fractura ácida o tratamiento de fractura por ácido.⁹⁰

2.5.5 Recañoneo. Esta técnica es empleada en pozos donde existen problemas de taponamiento de los agujeros que comunican el pozo con la zona productora (daño), estas perforaciones o cañoneos suelen obstruirse con arena, arcilla y partículas que migran desde el yacimiento al pozo durante la producción, esta situación suele presentarse mucho en pozos cuya vida de producción es avanzada; cuando se identifican la presencia de daño se ve la necesidad de realizar un trabajo de remediación para lograr que la comunicación yacimiento-pozo sea eficiente, por lo cual se realizan trabajos de estimulación o recañoneo.

El recañoneo casi siempre es una de las operaciones más ventajosas y de bajo costo en la vida de un pozo; a continuación se presenta un listado propuesto por el Ingeniero George E King de las universidades de Oklahoma y Texas en el cual expone el por qué se efectúa el recañoneo de un pozo:

- Las perforaciones (o cañoneos) en el revestimiento son la única vía de salida del fluido de yacimiento hacia superficie, si estas se encuentran taponadas por ripios, lodo, fluido contaminante, etc., la manera más rápida y eficaz para restablecer la comunicación es recañonear.
- El área de flujo abierta con 12 disparos por pie de tubería, asumiendo disparos de 0,75 pulgadas de diámetro representa únicamente el 2% del área disponible; lo que es inadecuado para una alta tasa de flujo del pozo.

⁹⁰ SCHECHTER, Robert. Oil Well Stimulation. New Jersey: Editorial Prentice Hall, 1992.p.382-385. ISBN: 0-13-949934-2

- Las formaciones laminares requieren más perforaciones o una fracturamiento inmediatamente después de la perforación.
- Los pozos que han sido cerrados por un periodo de tiempo así sea de unos pocos meses, se ven muy beneficiados por la realización de un recañoneo.
- Los tratamientos de fracturamiento a menudo son más fáciles y necesitan de menos presión cuando el pozo ha sido recañoneado. Casos como el del campo Anschutz Ranch han demostrado que debido a los cañoneos pobres o con presencia de daño no ha sido posible un fracturamiento efectivo hasta que se recañonea la zona.
- El pozo rara vez sufre daño al recañonear una zona productora taponada; se sugiere usar un cañón grande.⁹¹

El procedimiento de recañoneo se lleva a cabo de la misma manera que el cañoneo convencional, este tema fue tratado en la...sección 2.3.3 ...

2.5.6 Control de arena. Este ha sido uno de los problemas que la industria petrolera ha enfrentado, el cual causa elevados gastos para su control y representa pérdidas de producción en los pozos que producen arena. El término control de arena hace referencia al conjunto de técnicas mediante las cuales se elimina total o parcialmente la producción de sólidos, que soportan cargas provenientes de la formación productora y que se producen juntamente con los hidrocarburos. Los problemas de producción de arena son presentes en formaciones no consolidadas, quiere decir formaciones que nos son capaces de soportar los esfuerzos causados

⁹¹ KING, George. Reperforating: Why and Effects. George E King Consulting. [En línea]. Texas, USA. [Consultado el 13 de marzo de 2015]. Disponible en la web en: <http://gekengineering.com/Downloads/Free_Downloads/Re-Perforating.pdf >

por el paso de los fluidos a través de ellas, lo que ocasiona un desmoronamiento de la arena que es arrastrada hacia el pozo.

Para realizar un buen trabajo de control de arena es importante conocer el tipo de formación no consolidada que se va a tratar, lo cual permite determinar el proceso de control a usar. Existen varios tipos de formaciones no consolidadas, entre ellas tenemos:

- **Las arenas movedizas:** En ellas no existe material cementante el cual permite que los granos de arena estén unidos entre sí, por tanto estos pueden estar fácilmente suspendidos en agua y en aceite. En este tipo de formación existe mayor dificultad para controlar la producción de arena.
- **Arenas no consolidadas con débil cementación:** En este tipo de formación los granos se encuentran en contacto uno con el otro pero el material cementante que los mantienen unidos es muy débil.
- **Arenas cuasi-competentes:** Aquí los granos de arena están bien consolidados pero no tienen la suficiente firmeza para soportar las fuerzas de arrastre que se presentan por la producción de fluidos, puede que al inicio de la producción la formación soporte estas fuerzas, pero cuando inicia la producción de agua esta se disuelve y da paso a la producción de arena debido a las tasas altas de flujo o presiones altas de arrastre.

Uno de los problemas que interfieren en el control de arena es la presencia de arcilla y lutitas en las formaciones productoras, debido a que la producción de arena de la formación permite que las lutitas y las arcillas se mezclen con la arena remanente provocando una reducción en la permeabilidad efectiva de la formación, por lo que es necesario el uso de un estabilizador de arcilla para evitar que se lleve a cabo esta mezcla.

La producción de arena en los pozos puede ocasionar algunos inconvenientes como el arenamiento del pozo lo que impide la productividad del mismo, se puede llegar a producir grandes cantidades de arena que debilitan la formación causando que esta se derrumbe y se rompa el revestimiento, como también que debido a la abrasividad de la arena se presente deterioro del equipo de fondo y de superficie.

Existen dos métodos para controlar la producción de arena y son:

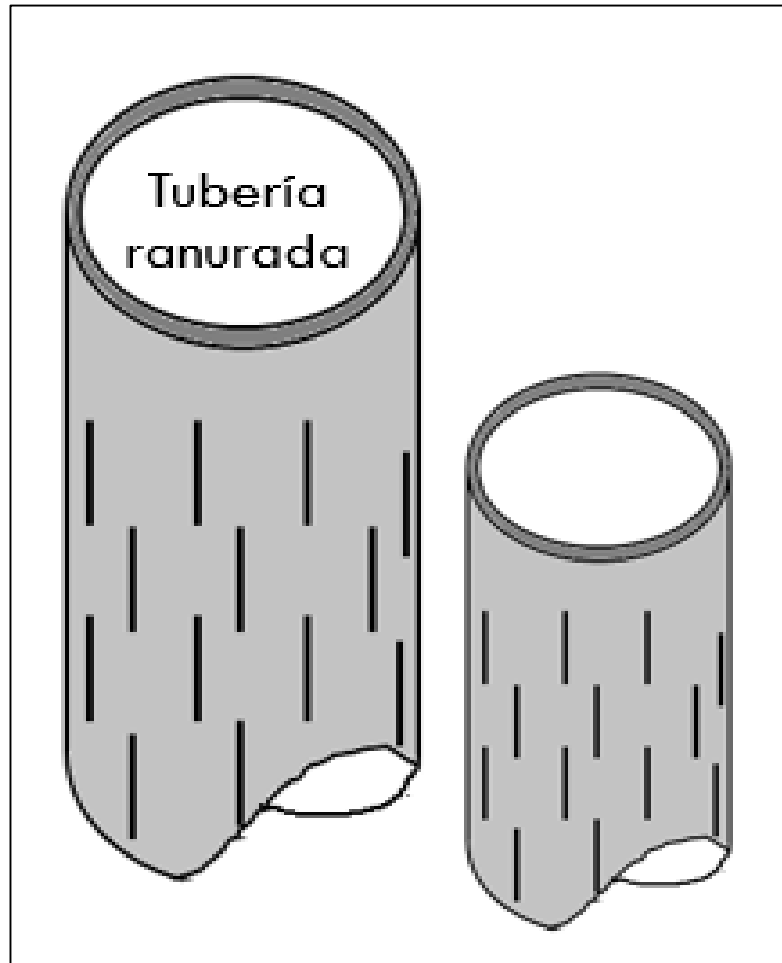
- **Métodos mecánicos:** Se basan en la formación de puente o filtro y consiste en colocar rejillas o tuberías ranuradas y empaquetamientos con grava, este último ha sido el método más efectivo para el control de arena, por lo cual la selección del tamaño de grava a usar se debe hacer con mucho cuidado.
- **Métodos químicos:** Se basan en la consolidación de los granos de arena de la formación y consiste en inyectar resina para cubrirlos y permitir la unión de los mismos, cuando esta se encoge da como resultado la permeabilidad necesaria para mantener la producción. Un buen tratamiento químico debe garantizar una alta resistencia a la formación, que permita soportar los esfuerzos del flujo de los fluidos a través de ella y no debe restringir la productividad del pozo.

a) Algunas técnicas de control de arena. Entre estas se encuentran las siguientes:

- **Uso de forros ranurados:** Entre los cuales se encuentran las siguientes técnicas de control de arena:
 - *Colocación de tubería ranurada o liners:* Consiste en colocar un tubo ranurado frente a la zona productora o zona de interés, esta tubería puede tener ranuras horizontales (no son usadas frecuentemente porque reducen la resistencia a la tensión de los tubos) y ranuras verticales en forma sesgada (en ellas los granos más finos atraviesan las ranuras evitando que estas se

taponen), esta tubería dispone de poca área de flujo limitando así la producción de los fluidos. Un esquema de esta se muestra en la Figura 72.

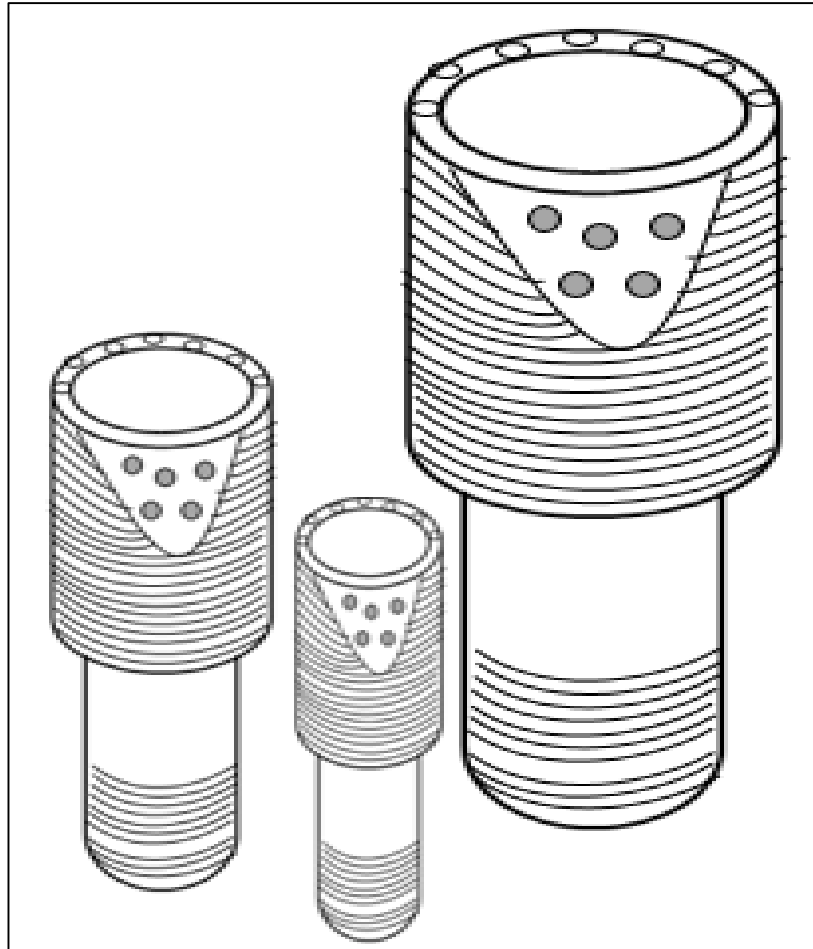
Figura 72. Tubería ranurada



Fuente: CIED, Completamiento y reacondicionamiento de pozos.p.358. [Adaptado por los autores]

- *Colocación de mallas o rejillas:* Las mallas como las mostradas en la Figura 73, son tubulares API que han sido ranurados o perforados y luego envueltos con alambre en forma de espiral dejando cierta separación menor o igual a la de los tubos ranurados. La ventaja de este tipo de forro es que posee mayor área de flujo, solo que su fabricación aumenta su costo por lo cual se usan intervalos cortos o donde se requiere mayor capacidad de flujo.

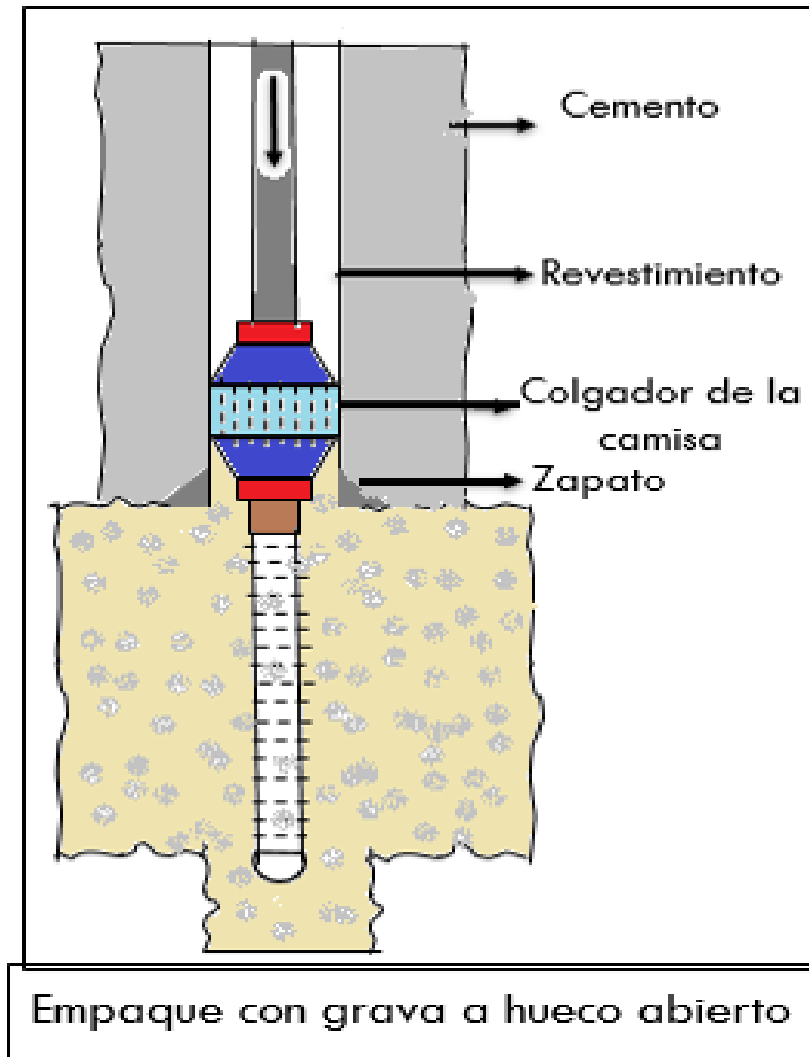
Figura 73. Mallas o rejillas



Fuente: CIED, Completamiento y reacondicionamiento de pozos.p.359. [Adaptado por los autores]

- **Empaquetamiento con grava:** Esta técnica de control de arena es de mayor uso en la actualidad, según el tipo de completamiento al que este asociado el empaque se puede clasificar en interno y en hueco abierto. En ambos casos la operación consiste en colocar grava a manera de filtro, para adecuar el espacio anular entre el tubo ranurado y el revestimiento o entre el tubo ranurado y las paredes del pozo, esto se hace con el fin de que la grava soporte las paredes de la formación evitando que esta se desmorone. Un ejemplo de esta técnica se muestra en la Figura 74 y en una sección más adelante se profundizará en este tema.

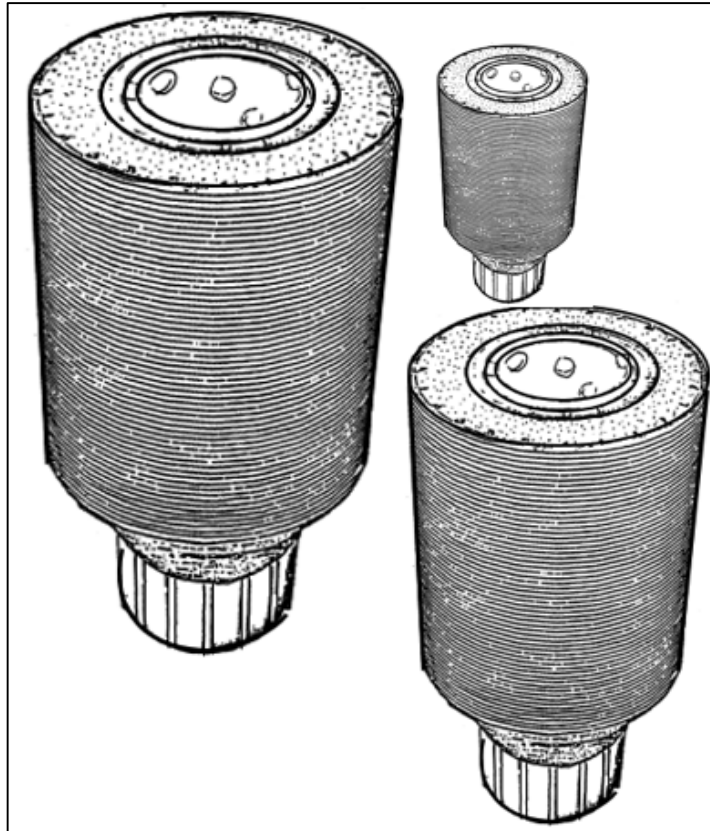
Figura 74. Ejemplo de empaquetamiento con grava



Fuente: CIED, Completamiento y reacondicionamiento de pozos.p.420. [Adaptado por los autores]

Forros pre-empacados: Consiste en el uso de una rejilla la cual ha sido empacada con una combinación de grava y resina, la cual actúa como un empaque armado que puede bajarse sin necesidad de realizar un empaquetamiento con grava. Esta técnica se usa en casos especiales debido a que es muy costoso, como por ejemplo en yacimientos con arena fina o intervalos cortos de producción (menos de 10 ft) y un ejemplo de este forro se muestra en la Figura 75.

Figura 75. Forro pre-empacado



Fuente: CIED, Completamiento y reacondicionamiento de pozos.p.362. [Adaptado por los autores]

- **Otros tipos de técnicas:** Entre estas se encuentran las siguientes.
 - *Forzamiento arena-petróleo o arena-agua:* Consiste en forzar grandes volúmenes de grava a altas presiones a través de las perforaciones y así formar un filtro de alta permeabilidad, reduciendo las posibilidades de arenamiento del pozo.
 - *Consolidación de arenas:* Consiste en precipitar resina en la arena cerca a la cara del pozo, con el fin de aumentar la resistencia de la formación mediante la consolidación plástica de los granos de arena. Esta técnica es adecuada para completamientos múltiples, se puede aplicar en pozos de presiones

anormales, funciona bien en arenas finas donde es difícil controlar la producción de arena mediante el empaquetamiento con grava, pero este método puede reducir la permeabilidad de la arena de formación.

b) Empaquetamiento con grava. Como se mencionó anteriormente la técnica de empaquetamiento con grava es la más usada actualmente, ya que esta actúa como un filtro evitando que los granos de arena de la formación productora y otros sólidos entren al pozo. Para controlar el movimiento de la arena es importante obtener un bloqueo efectivo de la formación contra el empaque logrando así que solo pasen los fluidos limpios. Para obtener un exitoso empaquetamiento con grava se debe seleccionar de manera correcta el tamaño de grava para evitar restringir el paso del flujo, además se debe colocar apropiadamente la grava alrededor de la tubería ranurada o de la malla, con el fin de evitar la producción de arena de formación.

El Instituto Americano del Petróleo – API, ha fijado las siguientes normas que debe cumplir la grava usada para el control de arena y además estas sirven como control de calidad de la misma:

- **Análisis mineralógico:** Este se hace por medio de difracción de rayos X y consiste en determinar el contenido de cuarzo en la grava, ya que este representa la resistencia de la misma. Una grava de gran calidad debe tener un contenido de cuarzo del 98%, esto quiere decir que la grava no debe generar más del 2% de finos cuando se somete a fuerzas compresivas (debido a que mayor contenido de cuarzo se debe generar menor cantidad de finos).
- **Análisis granulométrico:** El API recomienda que en una grava de buena calidad no debe haber más de 2% de granos finos y 2% de granos más gruesos, lo que quiere decir que el mínimo material tamizado debe ser del 96%.

- **Redondez y esfericidad:** La primera es la medida del grado de tersura o igualdad de superficie del grano y la segunda es el aspecto del grano que se aproxima a una esfera. Estas propiedades son de gran importancia ya que son responsables de la degradación mecánica que sufre la grava durante su transporte y bombeo.
- **Solubilidad en ácido:** Según el API una grava de calidad no debe disolver más del 2% de ella en soluciones ácidas como el ácido clorhídrico y el ácido fluorhídrico (soluciones usadas para indicar la cantidad de impurezas en la grava como carbonatos, feldespatos, hierro, arcillas, etc.), después de una hora de exposición a temperatura ambiente.

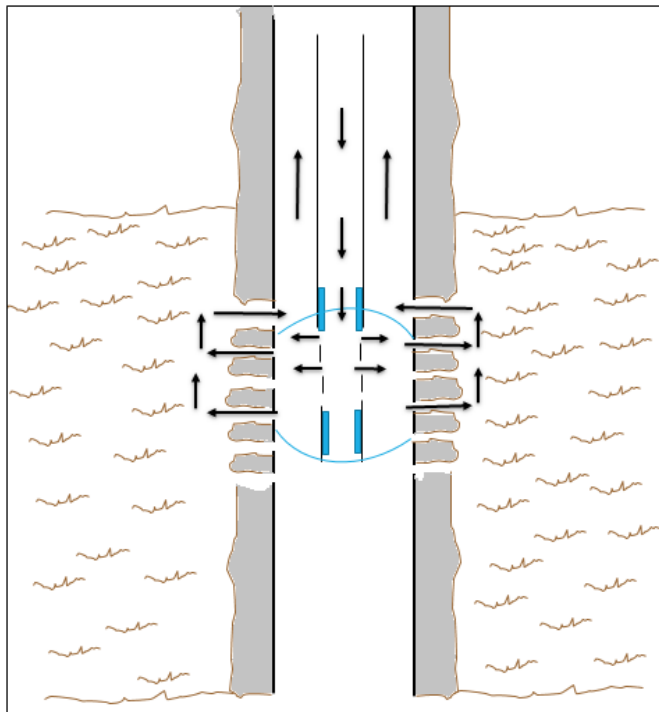
La selección del forro ranurado a usar también es de gran importancia por lo que hay algunos parámetros que se deben tener en cuenta como el diámetro externo de este, el tamaño y la densidad de las ranuras (estas deben impedir el paso de la arena de formación a través de ellas y disminuir el taponamiento), la longitud, el grado de la tubería (por lo general se usan las J-55, N-80 y P-105, las dos últimas son resistentes a fuerzas de compresión y tensión y la primera es más fuerte a la corrosión).

El empaque con grava puede ser de dos tipos: en hueco revestido o en hueco abierto, como se muestra a continuación:

- ***Empaque con grava en hueco revestido y cañoneado:*** Este tipo de empaque se usa principalmente en yacimientos con empuje activo de agua o gas, en arenas intermedias en contactos con zonas de gas o agua y en arenas de poco espesor. Hay diferentes técnicas que se llevan a cabo en este tipo de empaque, las cuales varían de acuerdo a las condiciones y necesidades de las formaciones sometidas al tratamiento y de los equipos usados en ese proceso, algunas técnicas son:

- *Técnica de limpieza de túneles de cañoneo*: Se hace con la finalidad de remover los posibles daños causados a la formación o arenas productoras durante la perforación, cementación y durante el cañoneo. Por lo general se usan los tres siguientes:
 - **Limpieza de perforaciones**: Consiste en usar la herramienta (wash-tool) con petróleo limpio, agua o gel para garantizar una buena limpieza del túnel cañoneado y así lograr: determinar si el cañón perforo el revestimiento, remover o sacar parte del lodo, cemento y residuos del cañón que obstruyen el túnel y lograr una cavidad detrás del revestimiento que permita un mayor grosor de grava y a la vez permita obtener muestras de arena de la formación. Un ejemplo de esta técnica se muestra en la Figura 76.

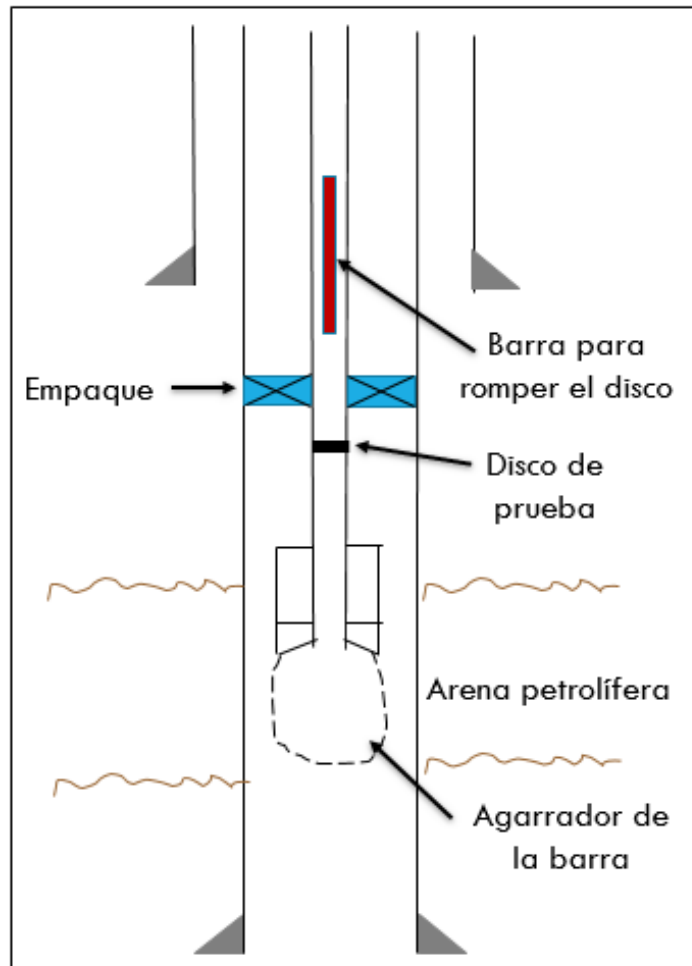
Figura 76. Limpieza de perforaciones



Fuente: CIED, Completamiento y reacondicionamiento de pozos.p.403. [Adaptado por los autores]

y el fluido regresa a través de las ranuras por la tubería lavadora y sube hasta la herramienta de cruce, la cual lo desvía hacia el espacio anular saliendo a la superficie.

Figura 77. Rompiendo el disco



Fuente: CIED, Completamiento y reacondicionamiento de pozos.p.404. [Adaptado por los autores]

- *Técnica de empaquetamiento con grava a alta densidad (slurry-pack):* Consiste en usar un fluido de transporte altamente viscoso ya que esta condición permite usar una mayor concentración de grava (hasta 15 lb/gal), por lo que el fluido actúa como una mezcla de cemento que desplaza la arena

de formación, reduciéndose así la mezcla de grava con la arena. La grava es inyectada de manera que las cavidades que hay detrás del revestimiento se vayan llenando. Esta técnica también disminuye la pérdida de fluido hacia la formación y el hinchamiento de arcillas.

- **Empaque con grava a hueco abierto:** Estos son usados donde las características de la formación permiten completar a hueco abierto y donde la instalación de control de arena debe permitir la producción máxima de tal forma que se obtenga un alto aprovechamiento.

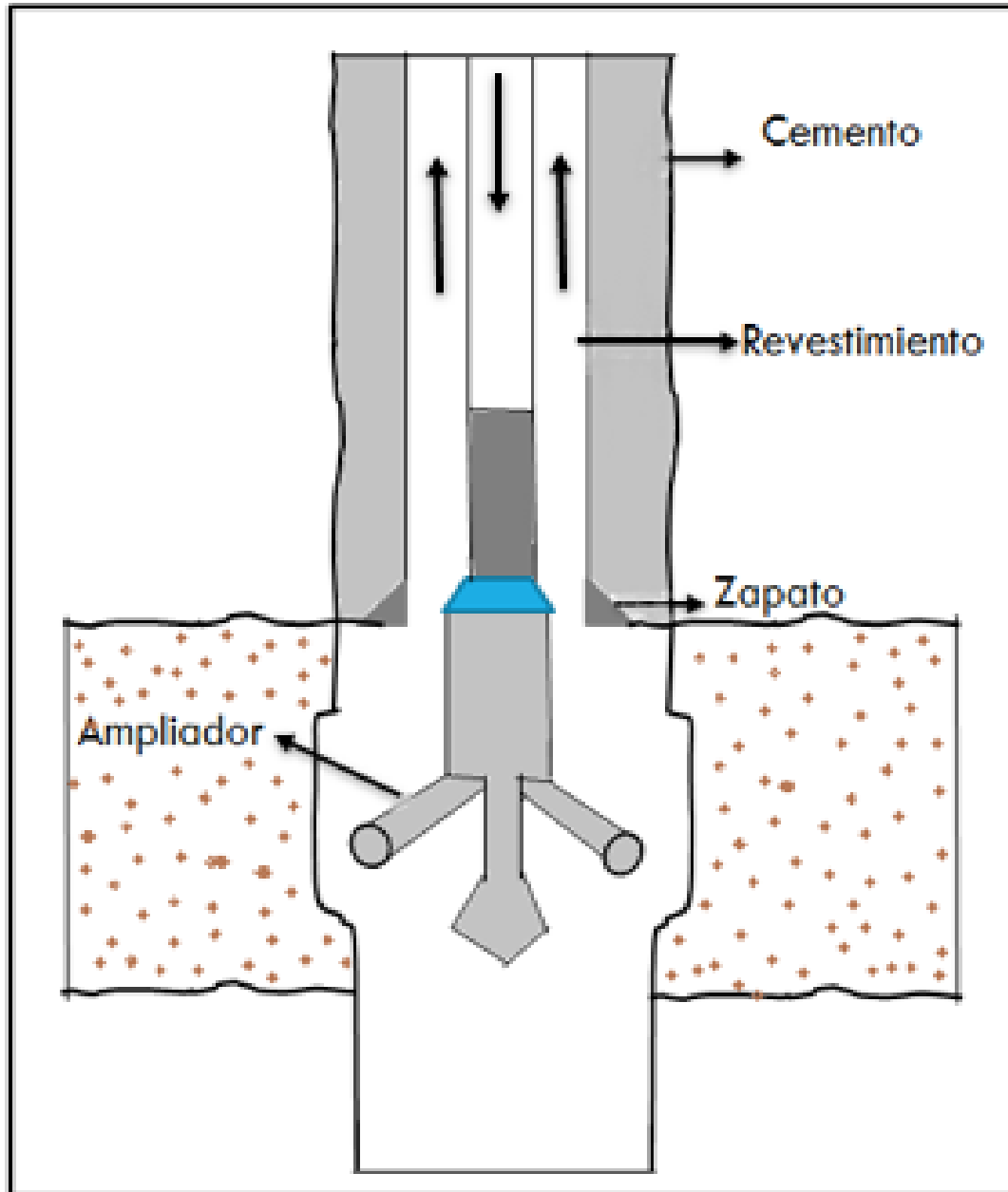
Aun cuando los métodos de empaque para hueco revestido se apliquen en hueco abierto para intervalos cortos o zonas productoras simples, no hay que dejar de lado que también existen algunos métodos que se pueden usar para situaciones alternas como los completamientos en zonas simples y en zonas múltiples.

Los pasos a seguir en un empaque con grava en hueco abierto para estas situaciones son:⁹²

- *Ampliación del hueco:* Esta operación se muestra en la Figura 78 y se lleva acabo luego de revestir el pozo y haberlo perforado hasta la profundidad total, la ampliación del hueco consiste en bajar un ensanchador hasta la zona de interés y ampliar el hueco por lo menos dos veces el diámetro original, se recomienda usar un fluido de bajo gel y alta viscosidad, bajo filtrado para minimizar los daños y garantizar la remoción de ripios, ya que un fluido de completamiento económico puede dañar la formación y comprometer el aprovechamiento y productividad del pozo.

⁹² CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. COMPLETAMIENTO Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS. Venezuela: CIED, 1996. p.345-425.

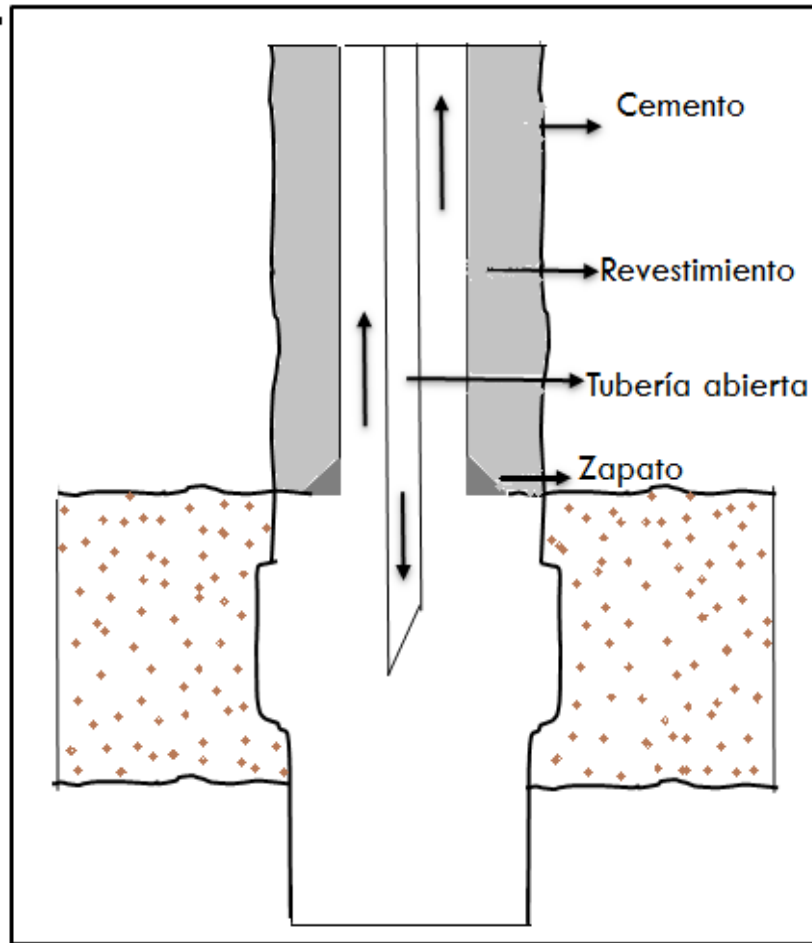
Figura 78. Ampliación del hueco



Fuente: CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.417. [Adaptado por los autores]

- *Limpieza del hueco*: Consiste en bajar una tubería abierta (un extremo de ella parece un casco) hasta la profundidad total, circulando hasta superficie ripios o basura que se encuentre dentro del hueco, como muestra la Figura 79.

Figura 79. Limpieza del hueco

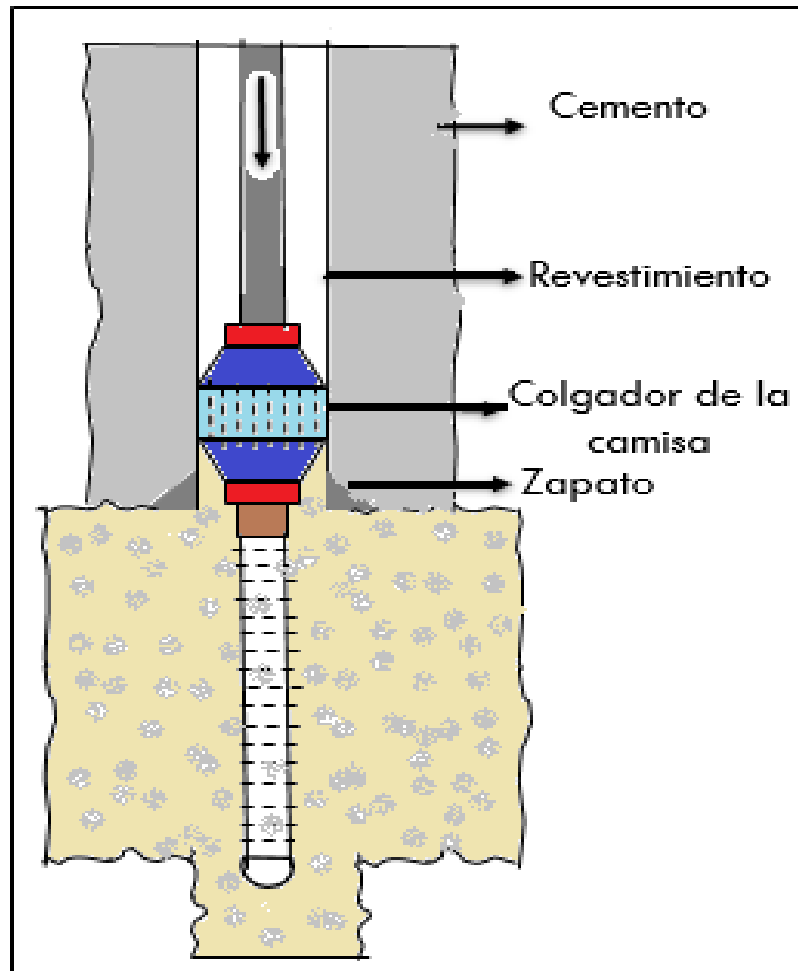


Fuente: CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.419. [Adaptado por los autores]

- *Ubicación de la tubería ranurada y bombeo de grava:* Se baja el tubo ranurado, los centralizadores, un tubo indicador, uno liso, un colgador y una herramienta de cruce o tubos lavadores (esta va en la parte interna del tubo ranurado). Después de que el tubo ranurado se encuentre frente a la zona de interés se bombea la grava (depende del tipo de empaque o herramienta que se esté usando), la cual sale al espacio anular entre el hueco y el tubo ranurado formándose así un filtro de grava, como lo muestra la Figura 80. Cuando se llena el espacio anular se observa un incremento de presión lo que indica que la grava alcanzó el tubo indicador, luego se bombea un fluido

limpio para ejercer presión sobre esta y permitir que quede bien compactada o apretada.

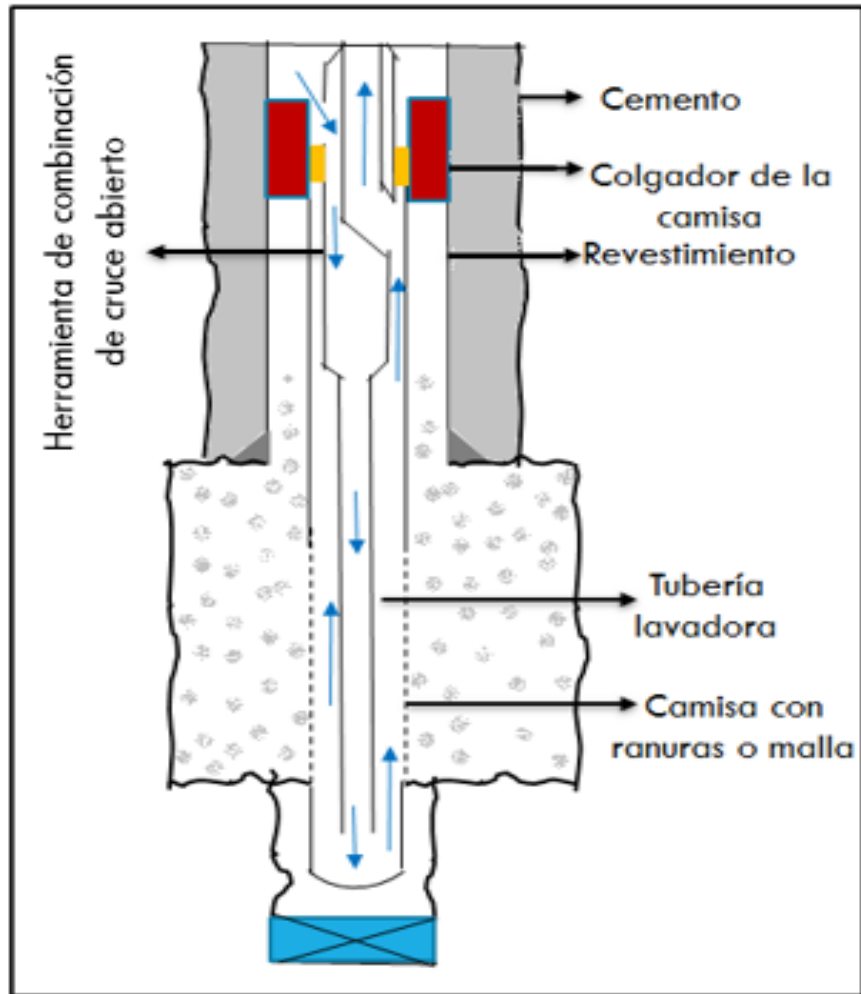
Figura 80. Bombeo de grava



Fuente: CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.420. [Adaptado por los autores]

- *Fijación del colgador y limpieza interna de la tubería ranurada:* El asentamiento del colgador se realiza después de bombear la grava y luego se bombea un fluido limpio para limpiar la parte interna del tubo ranurado, cabe recordar que la herramienta de cruce o lavadores se encuentran dentro de esta tubería, como se muestra en la Figura 81.

Figura 81. Proceso de empaquetamiento con grava a hueco abierto



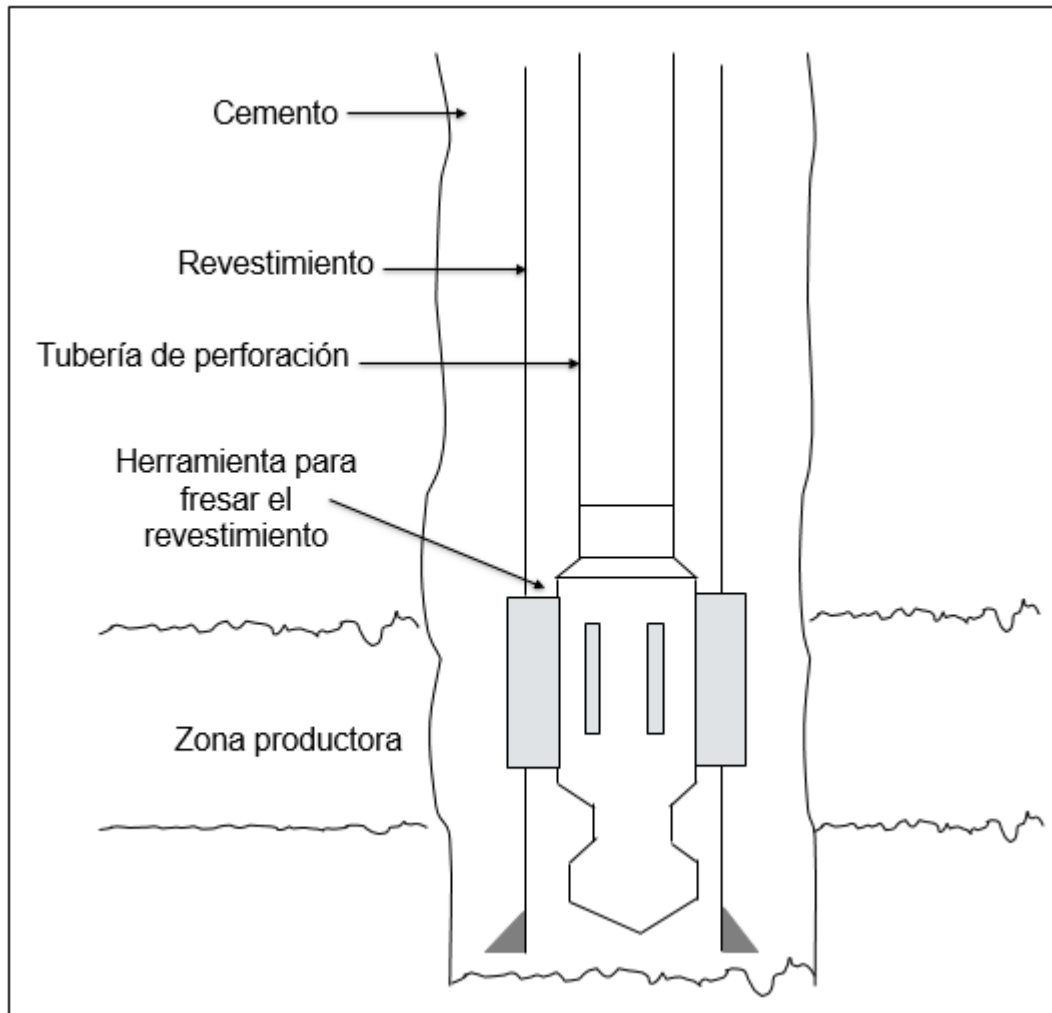
Fuente: CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.422. [Adaptado por los autores]

Es posible usar las técnicas de empaquetamiento usando un completamiento múltiple como se explica a continuación:

- **Para completamiento múltiple:** Este tipo de completamiento consiste en bajar la tubería de revestimiento y cementar hasta la profundidad total, luego se baja un cortador de tungsteno hasta la zona de interés como se muestra en la Figura 82, al ejercer presión sobre este se abren las cuchillas con las cuales se va

cortando el cemento, el revestimiento y la formación a medida que este va rotando y bajando.

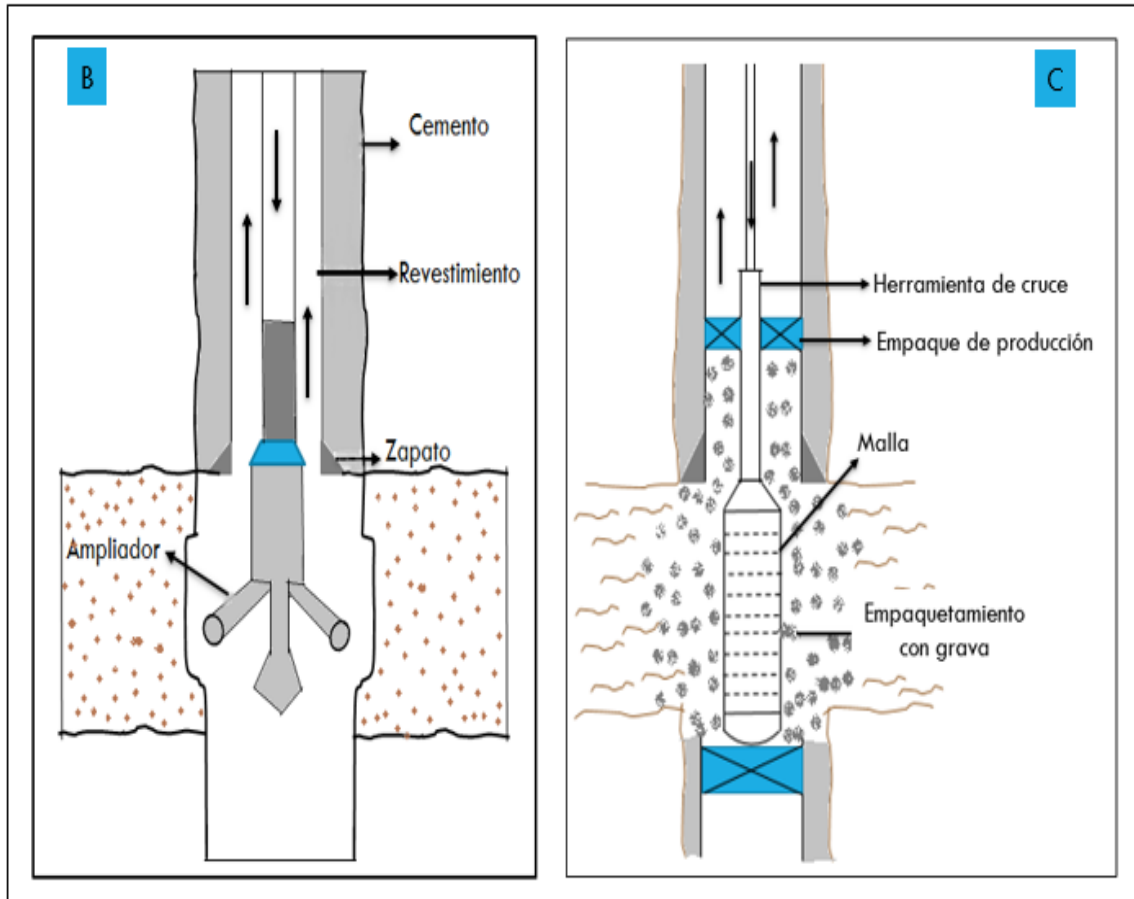
Figura 82. Cortador del revestimiento en la zona productora (abrir ventana)



Fuente: CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.423. [Adaptado por los autores]

Después se quita presión y se saca la herramienta, luego se baja un ensanchador con el cual se amplía el hueco como lo muestra la Figura 83-B, terminada esta operación este se saca y se baja la herramienta de empaquetamiento para bombear la grava igual como se explicó en el caso de arriba, pero sin asentar el colgador, según la Figura 83-C.

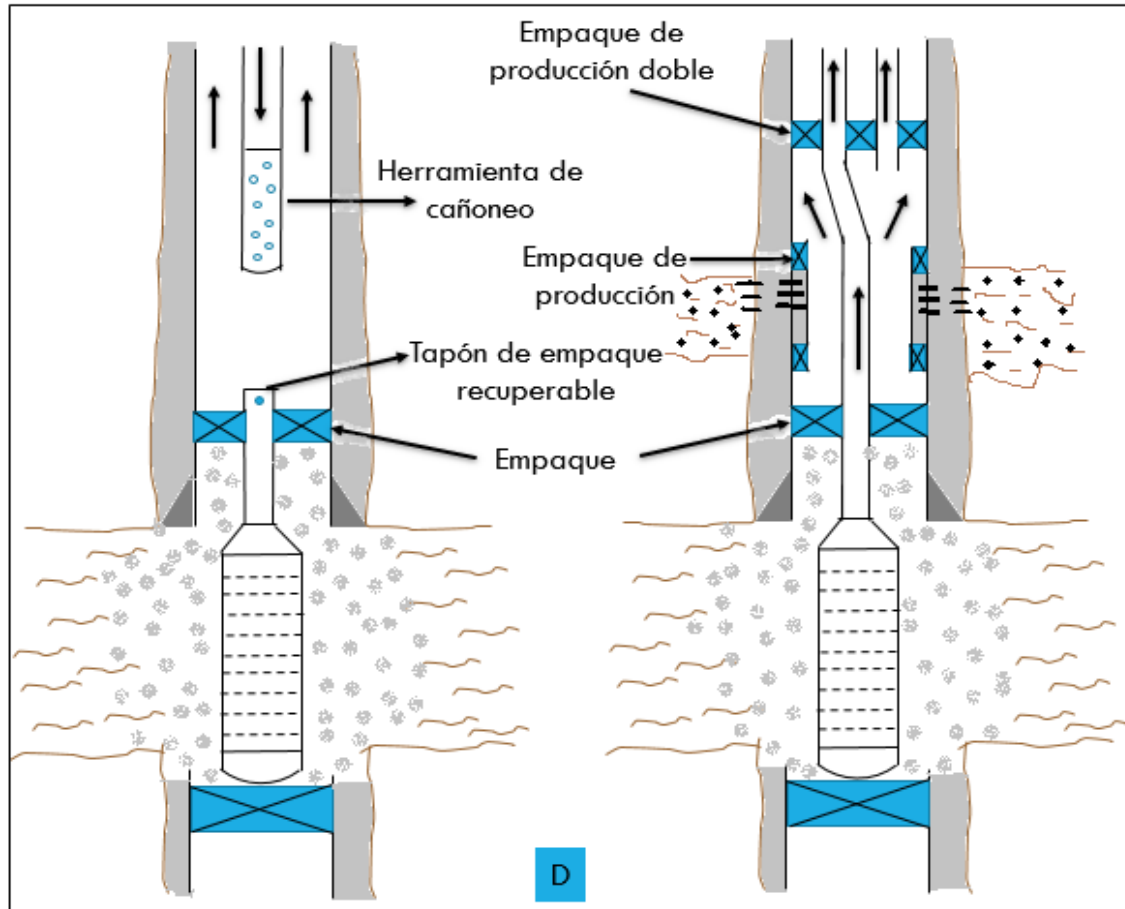
Figura 83. Ampliación del hueco para empaquetamiento con grava en un completamiento múltiple



Fuente: CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.424. [Adaptado por los autores]

Se saca la sarta y se deja ensamblada la tubería ranurada, luego se baja y se asienta un empaque con tapón recuperable donde tanto el tapón como la grava son para aislar la zona de interés inferior y evitar que cualquier basura generada de la zona superior dañe la tubería ranurada. Se cañonea la zona superior y se empaca con grava como se muestra en la Figura 84, en ella también se ve que el pozo es completado con un empaque de producción doble, donde la sarta larga se conecta con el empaque inferior y la sarta corta se conecta al empaque de producción doble.

Figura 84. Empaquetamiento con grava en un completamiento múltiple



Fuente: CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.425. [Adaptado por los autores]

2.5.7 Otro tipo de estimulaciones. Como en el periodo de terminación o de producción de un pozo se presentan situaciones en las que la zona productora no produce con facilidad los fluidos hacia el pozo, se pueden llevar a cabo otras operaciones de estimulación como las siguientes:

- **Succión:** La técnica de estimulación más sencilla es la succión, mientras dura la perforación y terminación del pozo, el fluido de perforación impone una presión contra la pared del pozo siendo esta mayor a la de los estratos, por tanto esta diferencia de presión hace que el fluido (líquido) así como las pequeñas partículas sólidas contenidas en este, se filtren hacia el pozo. Si esta invasión se

hace severa y extensa la permeabilidad de la zona productora se deteriora, por tanto el flujo de fluidos no se logrará por lo que la solución es tratar de inducir el pozo a fluir succionándolo.

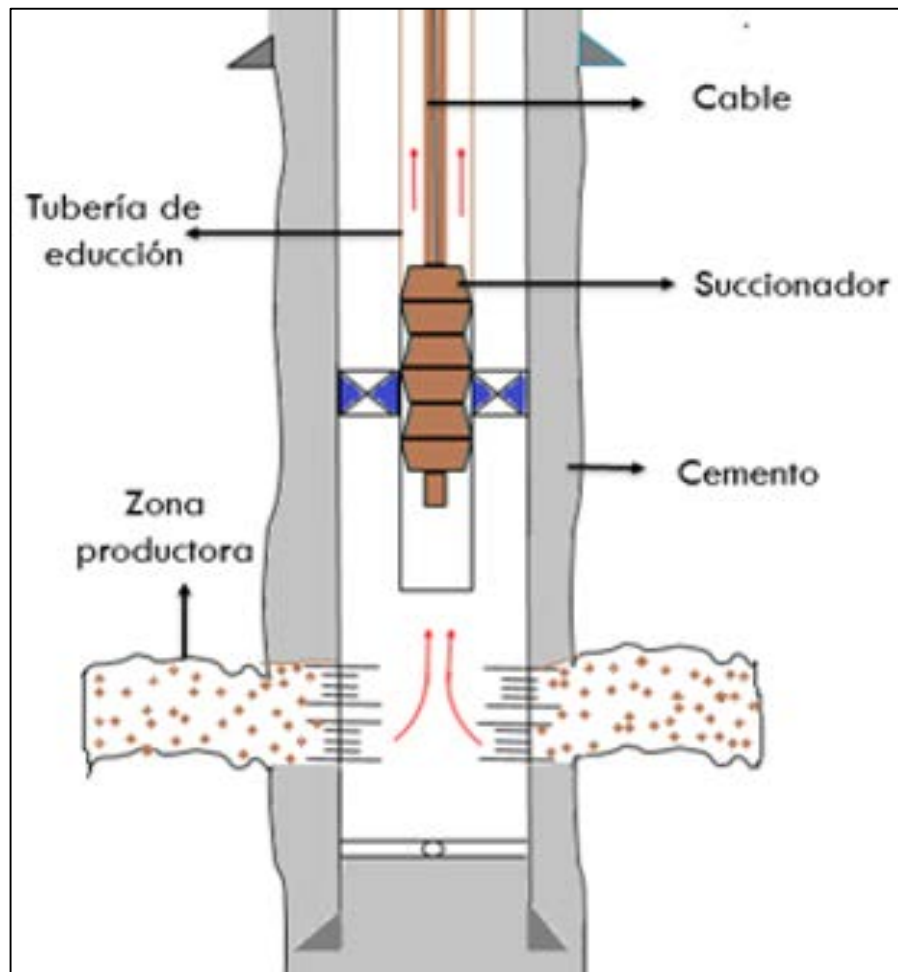
Para llevar a cabo esta operación se utiliza la misma tubería de educción y un cable en cuyo extremo va colgado un embolo especial de succión, como se puede ver en la Figura 85, este embolo se introduce a una cierta profundidad en la tubería y al sacarlo este facilita la extracción de cierto volumen de fluido de la tubería y a la vez impone una fuerza de succión a la zona de producción. La succión en esta zona se va haciendo más fuerte a medida que el embolo va achicando el pozo a mayor profundidad, el objetivo de esta técnica es limpiar la zona invadida del pozo, establecer la permeabilidad e inducir el flujo del pozo haciendo uso de la energía natural del yacimiento.

- **Fracturamiento de estratos:** La inyección de fluidos a la zona de interés o productora se realiza con el fin de fracturar estos estratos, abriendo canales de flujo de mayor amplitud y penetración alrededor de la periferia y más allá del pozo, esto se lleva a cabo debido a que el fluido no puede fluir libremente de manera natural por el pozo. Para realizar el fracturamiento se debe tener en cuenta la viscosidad, peso y composición del fluido a usar, también la presión de fractura que debe ser aplicada al intervalo, tener en cuenta que la cementación entre la formación y el revestimiento sea dura y fuerte para evitar la canalización y fuga del fluido, ya que este puede fracturar intervalos que no han sido escogidos.

Esta técnica consiste en que el fluido inyectado a alta presión penetra en la zona abriendo canales de flujo, pero con esta técnica los canales se pueden asentar a medida que la presión de fractura disminuye, lo cual conlleva a que los canales se cierren impidiendo el flujo de los fluidos. Por lo cual existe otra modalidad de fracturamiento la cual consiste en agregar al fluido un material solido por lo

general arena con determinadas especificaciones con respecto al tamaño del grano, esfericidad, distribución del agregado, resistencia, densidad y calidad. Al inyectarse la mezcla a la zona de interés, la arena se va depositando en los canales como una cuña estable, porosa y permeable, que impide que el intervalo se asiente cuando la presión de fractura disminuye, manteniendo así los canales de flujo siempre abiertos. Un ejemplo de este tipo de estimulación se muestra en la Figura 86.⁹³

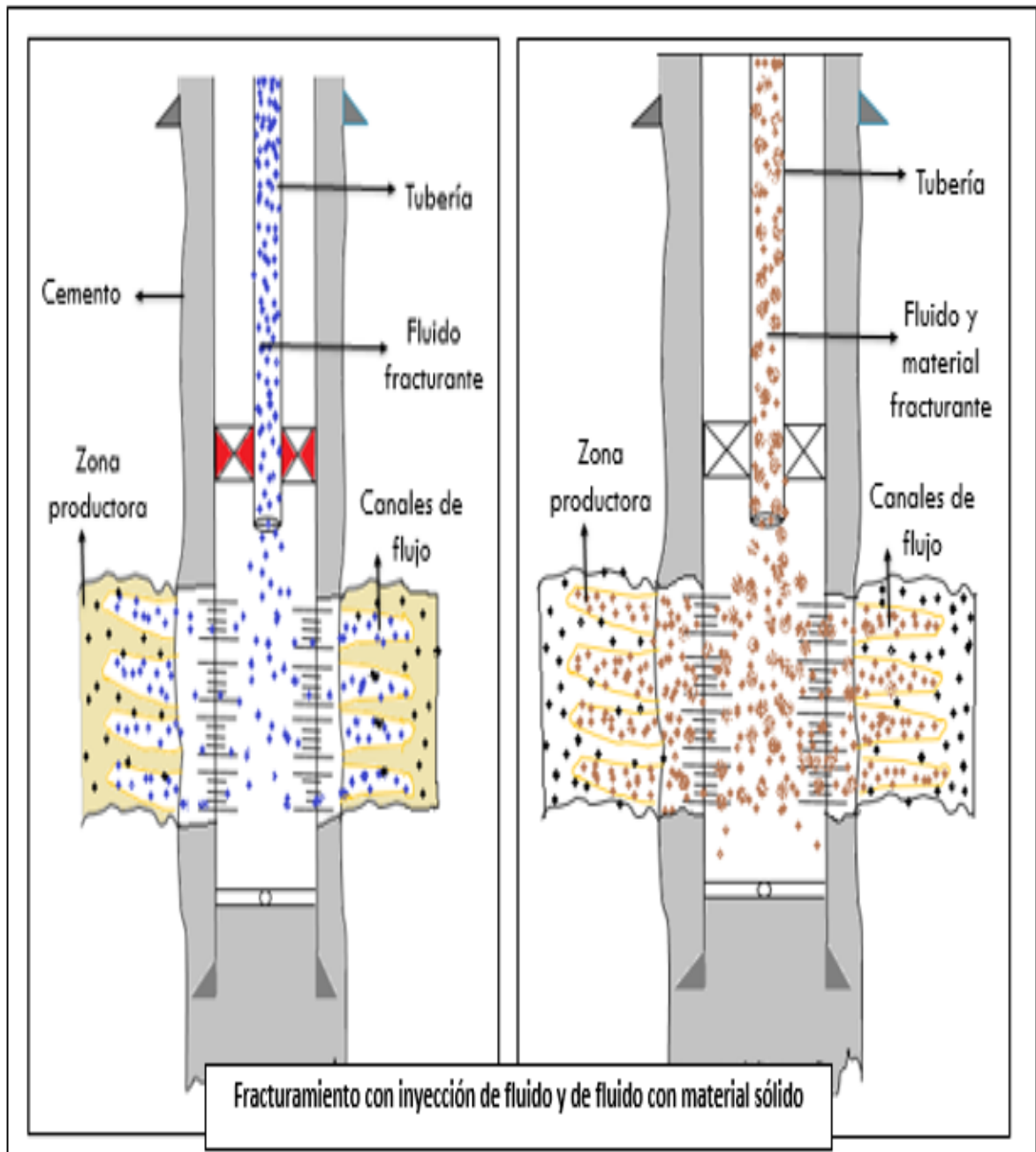
Figura 85. Estimulación por succión



Fuente: El pozo ilustrado pag. 186/189. [Adaptado por los autores]

⁹³ BARBERII, Efraín. El pozo ilustrado. Cuarta edición. PDVSA. Caracas: Editorial Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación, FONCIED, 1998. p.186-189

Figura 86. Fracturamiento de estratos



Fuente: El pozo ilustrado pág. 186/189. [Adaptado por los autores]

2.6 OPERACIONES DE SERVICIO A POZOS Y *WORKOVER*

2.6.1 Introducción. La rentabilidad de un pozo como una empresa de inversión depende de cuánto tiempo esté produciendo y de que cantidad produzca. Su vida útil y su rendimiento son naturalmente debidos a las características iniciales del yacimiento. Sin embargo, también son dependientes de mantener en buen estado el funcionamiento del pozo y de adaptar adecuadamente el completamiento a las condiciones variables que prevalecen en el yacimiento y alrededor del pozo.

El término servicio a pozo se refiere a todas las operaciones que pueden ser realizadas en el pozo con uno de estos dos objetivos: averiguar el estado del propio pozo o como está involucrado el yacimiento, y el mantenimiento o adaptación del pozo para mantener las mejores posibles condiciones operacionales.

Por el propio pozo nos referimos a la conexión entre el hueco y la zona productora, sus inmediaciones y todo lo que se encuentra en este incluyendo la cabeza de pozo. Adicionalmente cabe recordar que las operaciones que puedan o deban ser hechas en la vida del campo mantendrán los pozos en buenas condiciones de funcionamiento y rentabilidad, esto en gran medida es influenciado por el tipo de sistema de completamiento que fue elegido.

Las operaciones que deben ser llevadas a cabo en un pozo son numerosas y se pueden descomponer en mediciones, mantenimiento y *workover*. Las mediciones pueden involucrar el estado del equipo, la calidad de la conexión entre el hueco y la zona productora o el estado del yacimiento en la vecindad del pozo. Las operaciones de mantenimiento y *workover* afectan principalmente a los equipos o a la conexión entre el hueco y la zona productora.

La operación de mantenimiento es relativamente simple, puede ser realizada con el pozo aun en producción, es decir bajo presión, con equipos livianos tales como unidades de wireline. En contraste, las operaciones de *workover* implican el uso de

equipos más pesados; en ocasiones pueden llevarse a cabo con el pozo bajo presión usando unidades de *coiled tubing* o *snubbing*, pero generalmente requiere que se haya matado el pozo, es decir, que se haya circulado un fluido de control en el pozo cuya presión hidrostática es más grande que la presión del yacimiento.

Las operaciones de servicios se pueden realizar por:

- Consideraciones operacionales tales como caída de producción anormal, o equipos desgastados prematuramente u obsoletos.
- Consideraciones de yacimiento tales como conocer como se está desarrollando este o como se adapta mejor a su comportamiento.
- Problemas que han surgido cuando se han realizado las operaciones por las razones antes mencionadas, por ejemplo para recuperar un pescado (una herramienta o pieza de un equipo u otro artículo que se haya perdido o caído accidentalmente al pozo).

2.6.2 Operaciones de medición. Las operaciones de medición se pueden llevar a cabo en diferentes secciones de un pozo, estas se describen a continuación:

- **En la cabeza del pozo:** En este punto se miden parámetros principales como lo son la presión y la temperatura o también se pueden tomar muestras del fluido ya sea en cabeza o en el choke. La variación de alguno de estos significa que se ha presentado una modificación en las condiciones de producción como caída de la presión de yacimiento, taponamiento, variación en el porcentaje de agua o gas, obstrucciones, etc.

Para encontrar la causa de algún problema es posible usar información adicional tomada de otros lugares o incluso de fondo de pozo. Es posible adecuar los pozos con sensores de presión en fondo que permitan obtener lecturas instantáneas en superficie, también monitoreada la presión en el espacio anular para verificar la integridad del revestimiento, los empaques o la tubería de

producción. Durante la limpieza del pozo o cuando se aumenta la tasa de flujo por encima de una tasa anterior, el anular debe ser purgado.

Para pozos produciendo con bombeo mecánico, se usan mediciones dinamométricas para monitorear la presión sobre las varillas y las condiciones de funcionamiento de la bomba; para medir el nivel de fluido en el anular y para comprobar la inmersión de la bomba o la presión de fondo de la misma se usa un ECHOMETER, este también es usado en levantamiento artificial con gas lift para medir igualmente el nivel del fluido en el anular, así como es de gran ayuda en el inicio o durante la producción para comprobar la inyección de gas a través de las válvulas. También se realizan pruebas de la válvula de seguridad en superficie y fondo, aunque esto pueda considerarse como mantenimiento.

- **En el *tubing*:** Las mediciones en el *tubing* principalmente consisten de calibraciones, para comprobar si es posible un trabajo con wireline como por ejemplo correr un registro, o relacionado con problemas de corrosión o depósitos de parafinas o asfaltenos. En un pozo que produce por gas lift, es posible tomar un registro de temperatura para para comprobar el trabajo apropiado de las válvulas.
- **En fondo de pozo:** Las mediciones pueden ser una verificación del tope de los sedimentos con o sin muestreo, esto con el fin de estar seguros al momento de correr una herramienta en el pozo. Se pueden realizar para tomar mediciones de presión o temperatura al momento de realizar una prueba de producción a una profundidad específica por ejemplo.

Las mediciones también se refieren a diferentes tipos de registros, como los ya mencionados de presión, temperatura, producción, tasa de flujo, variación en las propiedades de los fluidos, etc., los registros son usados cualitativamente y en algunos casos cuantitativamente para determinar la producción y el tipo de fluido

que aporta cada zona, es decir, puede ser usada para diferenciar en casos particulares si un corte de agua proviene de todas las zonas productoras o de una en especial, con esto se pueden tomar decisiones que mejoren la productividad del pozo como aislar una zona productora de agua.

2.6.3 Operaciones de mantenimiento. Del mismo modo que las operaciones de medición, las operaciones de mantenimiento también se dan en diversos lugares del pozo los cuales se explican a continuación:

- **En la cabeza de pozo:** Además de las operaciones de rutina que se realizan en cabeza como abrir o cerrar el pozo o regular la tasa de flujo, también se realiza la lubricación de las válvulas, reemplazo de partes averiadas corriente abajo de las válvulas maestras y una verificación periódica del sistema de control de válvulas de seguridad tanto de superficie como de fondo.
- **En el *tubing* y su equipo:** Existen operaciones asociadas a problemas con depósitos y/o corrosión como la limpieza de *tubing* con raspadores, inyección de un dispersante de parafinas, inyección de inhibidores de corrosión o de formación de hidratos, entre otros; también se incluye la inyección en fondo de químicos tales como desemulsificantes, agentes anti-espumantes y otros que hacen más fácil el tratamiento en superficie. Estas operaciones pueden también realizar cambio de equipos en operaciones con wireline tales como una válvula de seguridad del tipo wireline recuperable (WLR), o válvulas de gas lift o la pesca de un artículo que se ha caído accidentalmente al pozo durante una operación de wireline u otra.
- **En el fondo de pozo y la zona productora:** Se llevan a cabo operaciones por wireline, como limpieza de arena en fondo de pozo, realizar nuevos cañoneos, entre otros, y por bombeo desde superficie como lavado ácido de las perforaciones cañoneadas. En la actualidad, estas operaciones requieren de

equipos y materiales más complejos como la tubería flexible o *coiled tubing* por ejemplo.⁹⁴

2.6.4 Operaciones de *workover*. Un pozo en su etapa de producción requiere de una serie de operaciones de mantenimiento que permitan garantizar el flujo de los fluidos a producir, estas son conocidas como las operaciones de *workover*, las cuales son intervenciones realizadas en un pozo con el fin de mantener o mejorar la producción de los hidrocarburos. Algunas de ellas son:

- El reacondicionamiento de los pozos para aprovechar de manera correcta la energía del yacimiento.
- Eliminar problemas mecánicos los cuales se interponen en la eficiencia de la producción y de la inyección
- La estimulación del yacimiento para reactivar o mejorar el flujo de los fluidos.
- Operaciones de limpieza de sólidos indeseables que restringen el flujo.
- Reparación o cambios en el sistema de levantamiento artificial.

De acuerdo al objetivo de la intervención el trabajo de *workover* puede ser mayor o menor:

- **Trabajo de *workover* mayor:** Implica todas aquellas modificaciones substanciales y definitivas en las condiciones y características de la zona de producción o inyección, este tipo de trabajo comprende intervenciones como cambios de intervalos de producción debido a la invasión de fluidos no deseados; esto por medio de tapones de cemento para aislar las zonas involucradas, la profundización del pozo si este es completado por encima de la zona productora y el taponamiento definitivo del pozo si es necesario su abandono.

⁹⁴ PERRIN, Denis. Well Completion and Servicing. Paris: Editorial Technip, 1999. p. 254- 255. ISBN: 2710807653

- **Trabajo de *workover* menor:** Hace referencia a la corrección de fallas en el estado mecánico del pozo y a la restauración u optimización de las condiciones de flujo del pozo, pero sin modificar definitivamente la zona de producción o de inyección.

En este tipo de trabajo se encuentran intervenciones como el reacondicionamiento de los sistemas de levantamiento artificial, el cambio de las bombas de subsuelo, la limpieza del pozo, el cambio de las tuberías o varillas, la estimulación de los yacimientos, los fracturamientos, las acidificaciones, la inyección de fluidos y por último las reparaciones de las conexiones en la cabeza del pozo.⁹⁵

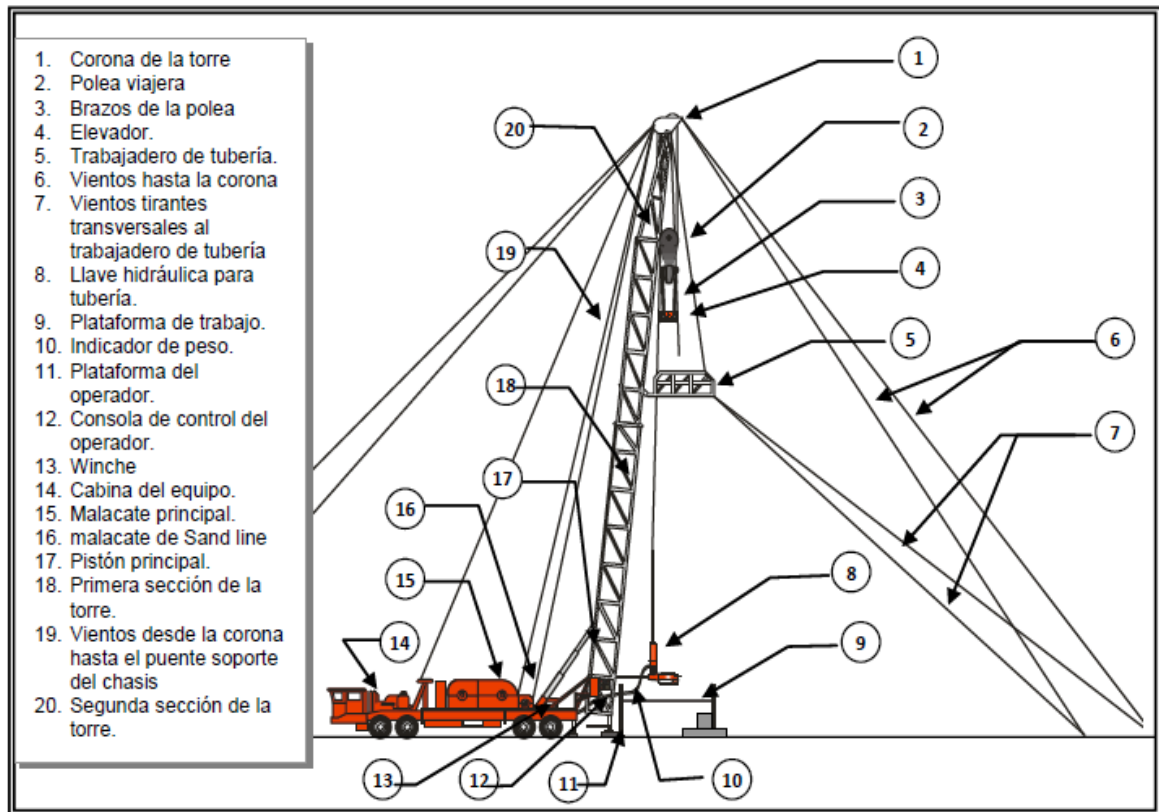
En la Figura 87 se presenta un ejemplo de un equipo de *workover* con sus componentes.

Las operaciones de *workover* se pueden dar por diversas razones, algunas de ellas son:

- **Fallas de equipo:** Presentadas en diversas partes del pozo, por fugas en cabeza en la válvula maestra o en el colgador de la tubería, por daños en el sistema de la válvula de seguridad de superficie, por fallas en el sistema de seguridad en el anular, si el revestimiento o la tubería están agujereados por corrosión u otro motivo, por taponamiento total o parcial del *tubing*, por fallas o fugas en los empaques o equipos de fondo, entre otras situaciones.

⁹⁵ DELGADO MARTÍNEZ, Herney. Planeación de trabajos de *workover*. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos de Bucaramanga: 2011.p. 3-10.

Figura 87. Equipo de *workover* y sus componentes



Fuente: DELGADO, Herney. Planeación de trabajos de *workover*.p.13

- Modificaciones en las condiciones de producción:** Con el fin de obtener la velocidad suficiente para transportar las fases pesadas, como el condensado o agua en un pozo de gas o solo el agua en un pozo de aceite después de una disminución en la tasa de flujo, puede ser necesario reducir el diámetro de la tubería de producción por medio de un cambio de *tubing* o por la instalación de una tubería concéntrica, de otro modo si se deja acumular la fase pesada en la tubería, esta podría ejercer demasiada presión a la zona productora.

Cuando la capacidad de flujo de un pozo no es suficiente para transportar los fluidos hasta superficie, es necesario implementar un sistema de levantamiento artificial o modificar uno existente, si por el contrario, el yacimiento presenta una

capacidad de flujo mucho mayor a la esperada, esto puede involucrar un aumento del diámetro de la tubería de producción o una modificación en el sistema de levantamiento artificial instalado.

- **Restauración o modificación de la zona productora:** Se justifican para realizar un trabajo que intervenga con el fin de mejorar las condiciones de la zona productora como una estimulación por acidificación o un fracturamiento, una implementación o restauración de un control de arena, poner en producción una nueva zona, tratar de limitar el influjo de un fluido no deseado mediante un trabajo de cementación remedial, o reparar una cementación para evitar la comunicación entre zonas, etc.
- **Cambio de propósito del pozo:** Al pasar del tiempo un pozo va cambiando sus condiciones, debido a esto es necesario realizar un análisis minucioso de que tan rentable es mantener dicho pozo en producción, se debe evaluar que tanto está aportando, que fluidos no deseados se están produciendo, la viabilidad de poder cambiar el propósito de este pozo, es decir, poderlo convertir en un pozo inyector o un pozo de observación (o viceversa) que aportaría mejores condiciones a la formación de interés, incluso, se considera sellar la zona productora actual para poder drenar una zona anteriormente ignorada o una nueva mediante un sidetrack, o finalmente abandonarlo temporal o permanentemente.
- **Pesca:** Cuando se ejecutan las operaciones de medición, mantenimiento y *workover* pueden caer artículos accidentalmente en el pozo ya sea un hueco abierto o revestido, estos elementos son denominados “pescados”, en estos casos se realizan operaciones de pesca con el fin de recuperarlos, estas operaciones suelen ser problemáticas por el tamaño de las herramientas que se

van a pescar.⁹⁶ Las operaciones de pesca pueden ser necesarias en cualquier momento de la vida productiva de un pozo, desde la fase de perforación hasta su abandono. Durante la perforación una operación de pesca se le atribuye a fallas mecánicas (la tubería de producción, revestimiento o la de perforación pueden aplastarse por exceso de la presión externa, también pueden estallar si la presión interna es excesiva o se pueden romper por un exceso de torsión, un ejemplo de una falla de la sarta de perforación se muestra en la Figura 88) o al atascamiento de la sarta de perforación, este último también se puede presentar en operaciones de prueba o en la toma de registros con cable.

Figura 88. Falla de la sarta de perforación



Fuente: Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p. 27.

En la fase de la terminación se pueden presentar atascamiento de los cañones, se pueden fijar los empaques. En la etapa de producción, las operaciones de pesca hacen parte del proceso de mantenimiento, reemplazo o recuperación de

⁹⁶ PERRIN, Op. cit., p. 256.

equipos y tubería de fondo y durante el abandono se suele tratar de rescatar tubería de fondo, bombas y el equipo de terminación antes de taponar el pozo.

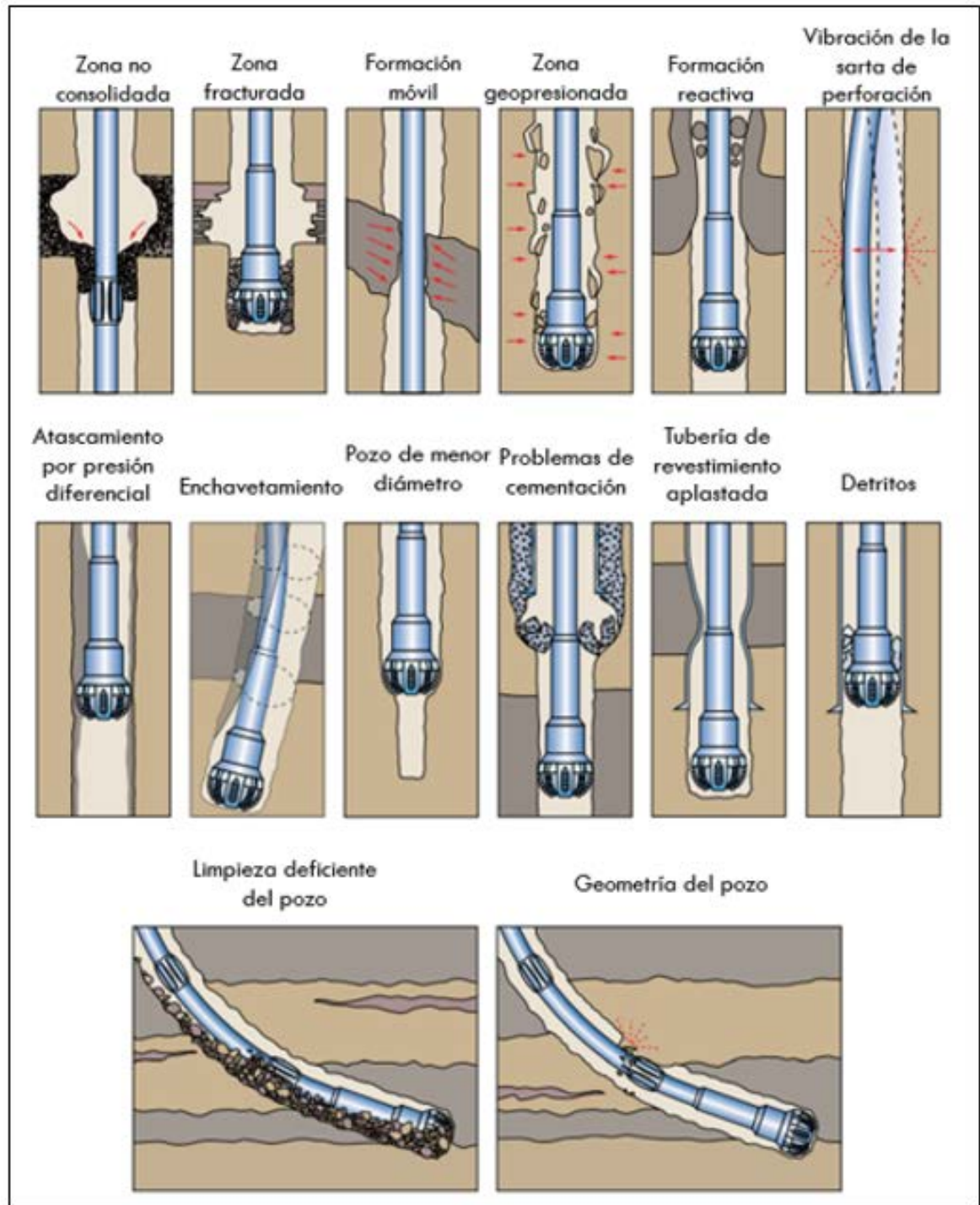
Cada caso tiene un tipo de herramienta a recuperar, esto determina como se llevará a cabo la operación de pesca. La Figura 89 muestra algunas operaciones de pesca que son provocadas por el atascamiento de la sarta de perforación, que pueden ser causados por formaciones inestables o por las prácticas llevadas a cabo en la perforación.

La mayoría de trabajos de pesca se llevan a cabo por error humano, equipo defectuoso o pozos inestables. Por lo general lo que indica que hay una pieza o herramienta en el fondo del pozo son los cambios en la velocidad de perforación, la presión del lodo y el torque.

Para llevar a cabo la recuperación de los pescados se utilizan las herramientas de pesca, las cuales se dividen en cinco categorías: canastas de pesca, herramientas de fresado, herramientas de corte, herramientas de agarre externo y por ultimo las de agarre interno. A continuación se describen algunas de estas:

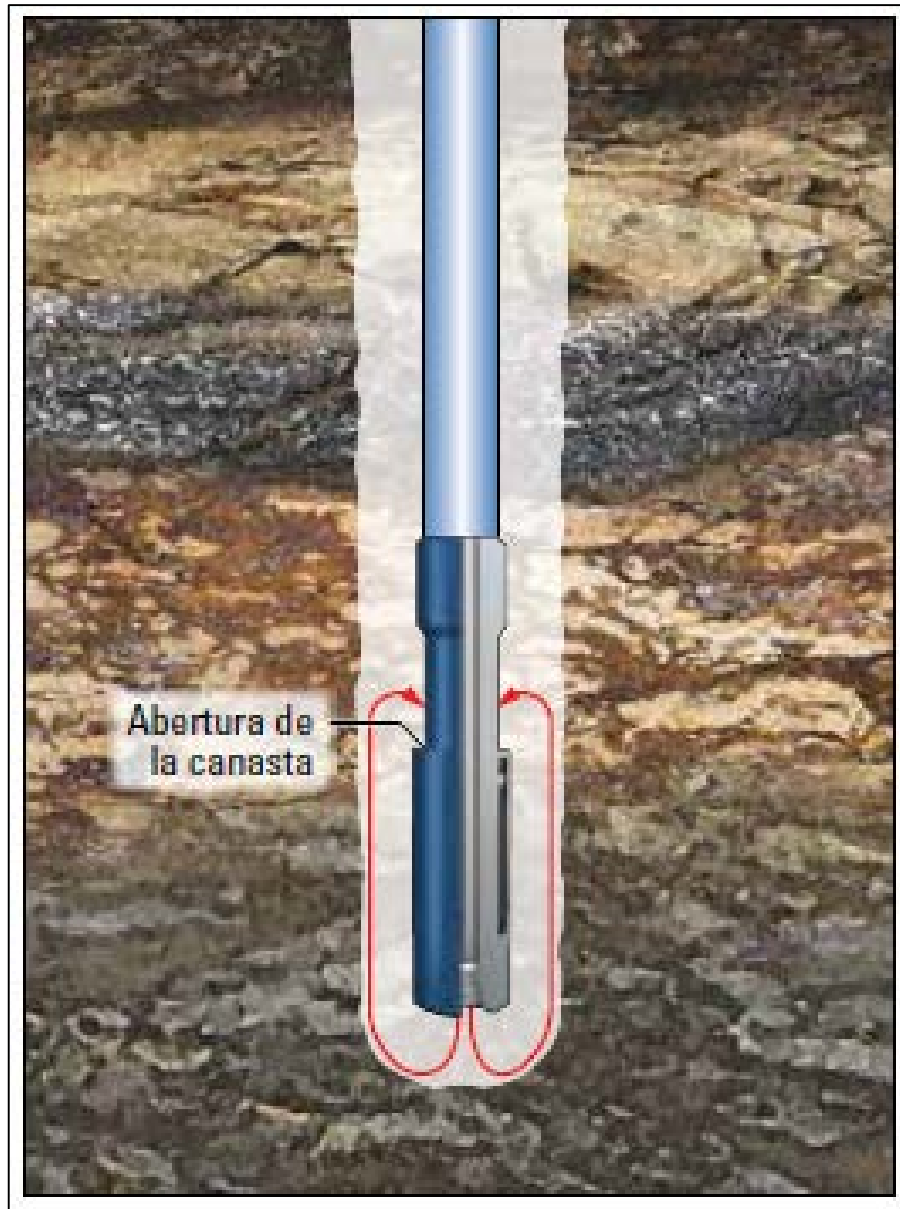
- *Canastas de pesca o boot basket:* Son las que recogen objetos o trozos pequeños que son muy pesados y no se pueden circular fuera del pozo. Estas utilizan el lodo en circulación para transportar los detritos desde el fondo, debido a que el espacio anular es más ancho por encima de la canasta, la velocidad del lodo se reduce y por consiguiente los detritos sedimentan y se asientan dentro de la canasta, como se muestra en la Figura 90. Estas herramientas están disponibles en diferentes configuraciones, por lo que cada una tiene un procedimiento diferente en el uso de pescar los objetos o piezas perdidas en el fondo del pozo.

Figura 89. Algunos atascamientos de la sarta de perforación



Fuente: Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p. 29. [Adaptado por los autores]

Figura 90. Canasta de pesca

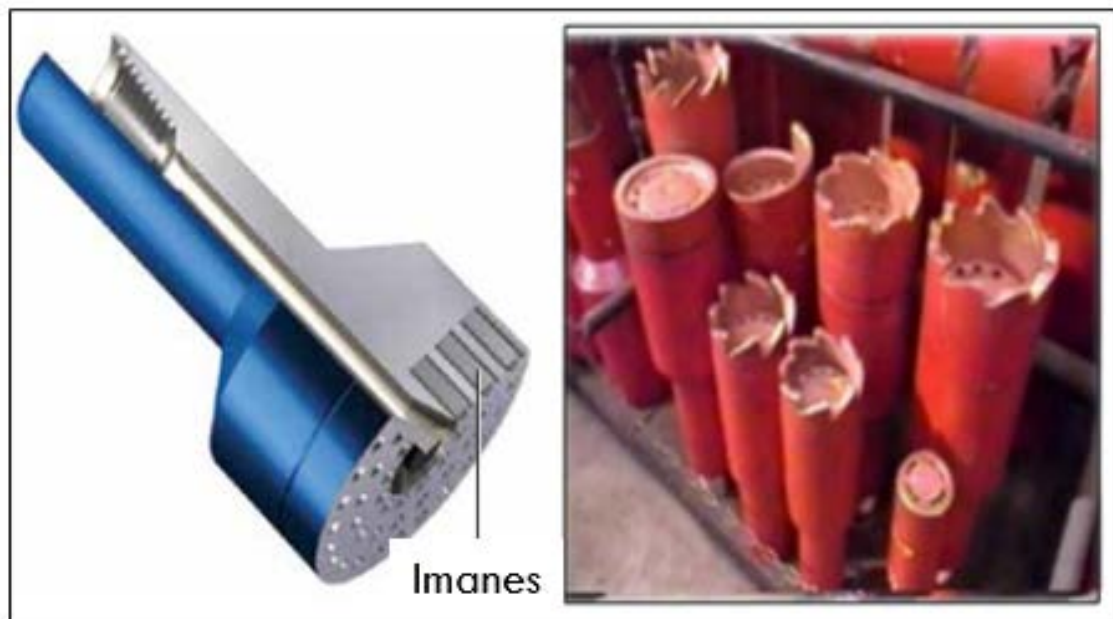


Fuente: En: Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p.31

- *Imanes o fishing magnets*: Usados para recuperar todo tipo de objetos pequeños que presentan atracción magnética, tales como conos de broca, cuñas, martillos, entre otros. Como estos no pueden ser agarrados con los métodos convencionales o no se pueden taladrar, se recuperan por atracción

magnética. El magneto consiste de un cuerpo, una carcasa, un imán permanente, una platina magnética de fondo y una guía de fondo. Esta herramienta puede bajarse con cable wireline (tiene como ventaja la rapidez y la economía) o con tubería (su ventaja es la circulación). Cuando se baja con tubería se acopla el magneto a esta y se baja dentro del pozo, se circula por un corto tiempo dejando actuar el imán, para luego recuperar el pescado.⁹⁷ La Figura 91 muestra este tipo de herramienta.

Figura 91. Imanes de pesca



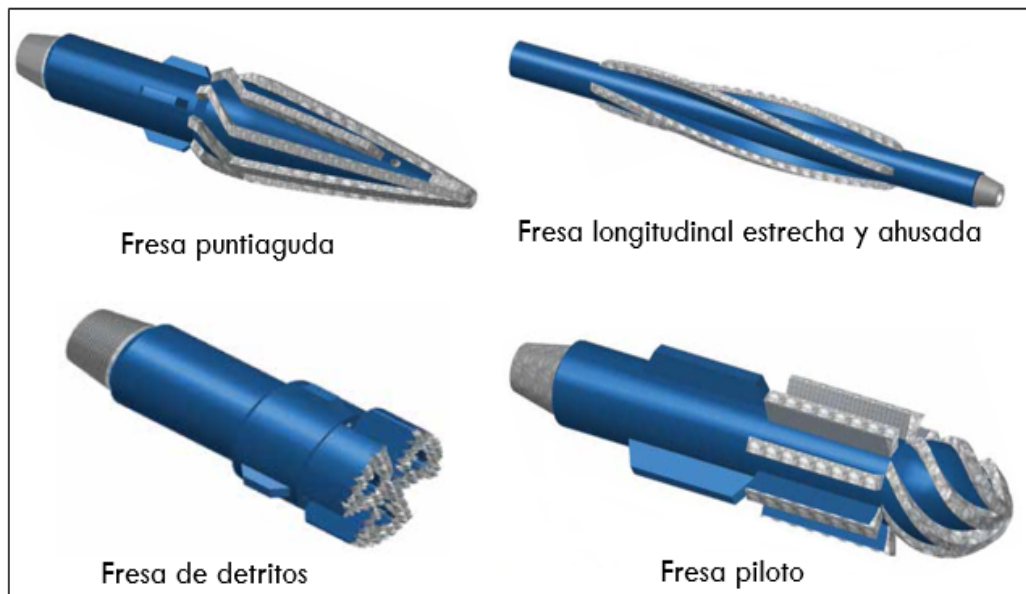
Fuente: Izq. Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p.31; Der. PORCOS, Misael. Operaciones de pesca. p.26. [Adaptado por los autores]

Herramientas de fresado o demoledoras: Son las que trituran la parte superior de un objeto, están disponibles en diferentes configuraciones y se

⁹⁷ DELGADO MARTÍNEZ, Herney. Manual de limpieza de pozos. Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos de Bucaramanga: 1982.p.75-82.

usan para limar la parte superior de una pieza de pesca para que se adapte a una herramienta de pesca, también para triturar o moler collares flotadores o tapones. Los detritos que se generen se sacan con canastas de pesca o imanes. La Figura 92 muestra algunas herramientas de este tipo como la fresa puntiaguda o taper mill (para fresar, demoler o millar a través de puntos estrechos y de tubería aplastada o deformada), la fresa longitudinal estrecha y ahusada (para limpiar las tuberías dañadas y para expandir el canal de diámetro pequeño generado en la pared de un pozo de diámetro más grande, por ejemplo un cambio angular o pata de perro en agujeros descubiertos), la fresa de detritos (tritura los detritos en trozos más pequeños), la fresa piloto (se usa para fresar secciones de detritos de tuberías), entre otras.

Figura 92. Algunas herramientas de fresado

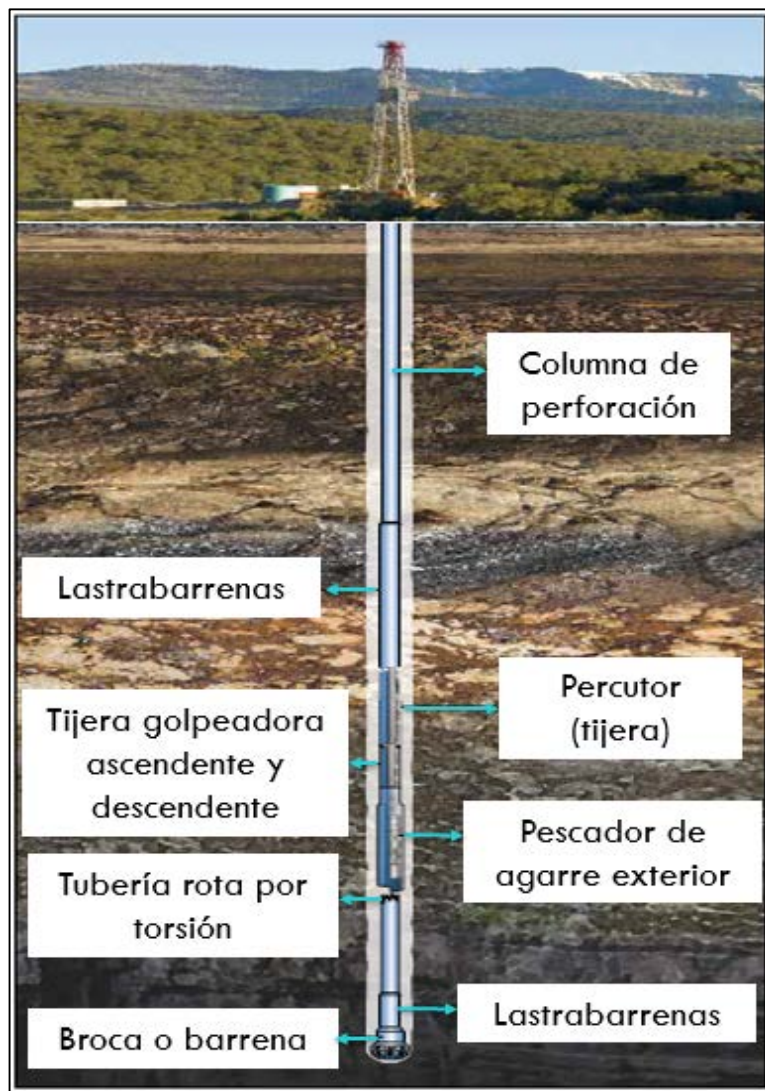


Fuente: Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p.32. [Adaptado por los autores]

- *Herramientas de agarre externo:* Son las que recuperan las piezas de pesca mediante el agarre de la superficie del objeto o pieza, estas herramientas se utilizan para recuperar piezas grandes como la sarta de perforación que se

atasca y se rompe por torsión o se desenrosca. Para lograr recuperar las tuberías se baja al pozo percutores o tijeras y un pescador de agarre externo, se engancha la pieza a recuperar, se libera la tubería y luego se extrae la pieza como se muestra en la Figura 93. Si el extremo superior de la pieza se daña se debe fresar, si es difícil enganchar o pescar esta se deben realizar varios intentos.

Figura 93. Sarta de pesca



Fuente: Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p.34. [Adaptado por los autores]

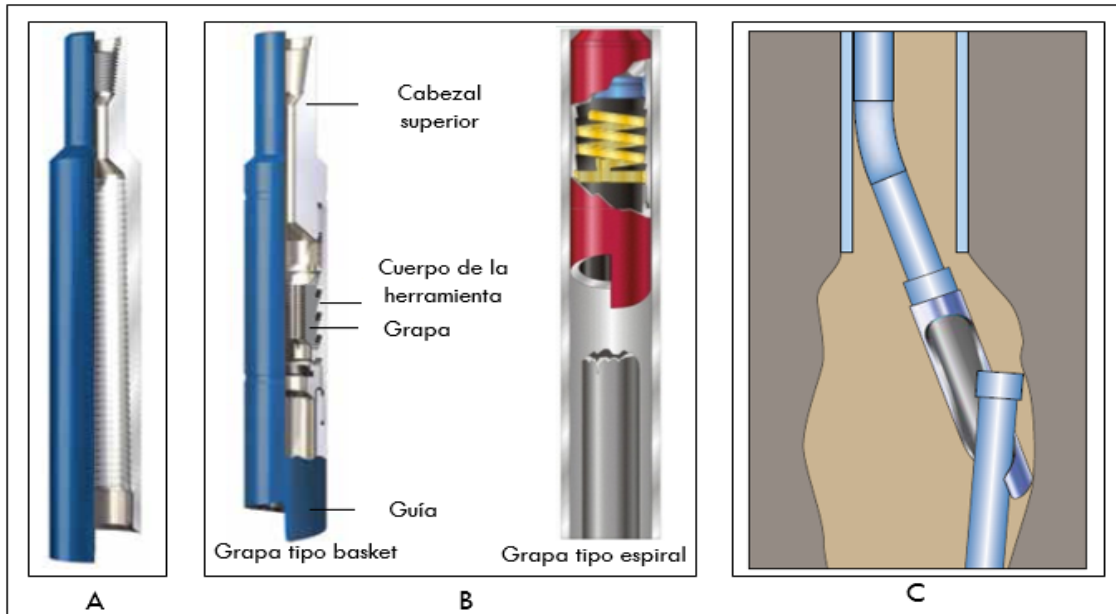
Por lo general el perforador activa los percutores para soltar la tubería a través de la fuerza s de percusión, cuando se atasca esta por presión diferencial se bombea una píldora (mezcla entre surfactantes, solventes y otros compuestos), si este método no funciona el perforador recurre a cortar la tubería y extraerla del pozo, esto se hace partiendo la sarta a la mayor profundidad posible para lograr recuperar la mayor cantidad de tubería.

El agarre externo lo proporciona una conexión hembra ahusada como el de la Figura 94-A, este usa una rosca cónica que se enrosca en la parte superior de la pieza a pescar y sirve para recuperar las tuberías que no pueden ser rotadas.

El pescador de agarre exterior overshot como el de la Figura 94-B, engancha, empaqueta y recupera columnas de perforación o collares que se han partido, el cabezal superior de este conecta el pescador de agarre exterior con la herramienta de servicio, el cuerpo de la herramienta posee una grapa la cual sostiene la pieza en su lugar y la guía ayuda a posicionar el pescador sobre la pieza que se desea pescar. Cuando el pozo se ensancha o se desmorona cerca de la parte superior de la pieza a pescar se usa la guía del overshot para pescado recostado mostrada en la Figura 94-C, esta se fija en una unión de tubería acodada o articulada hidráulica.

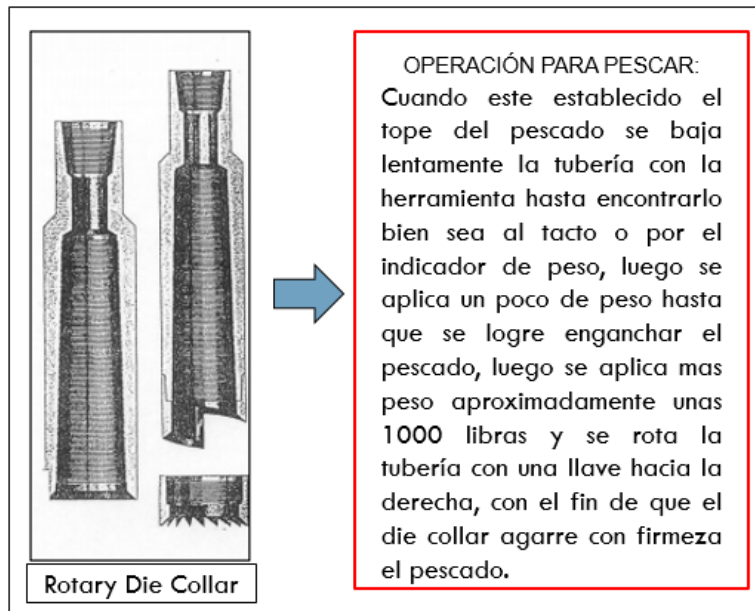
- Otra herramienta de agarre externo es el *Rotary Die Collar*. Estas se fabrican de una sola pieza, interiormente son de forma cónica y tienen roscas izquierda o derecha, existen dos tipos uno de ellos tiene la parte inferior integrada al cuerpo del pescador, mientras que el otro tipo en el extremo lleva una rosca con el fin de colocarle una guía. La Figura 95 muestra un ejemplo de esta herramienta y describe su proceso de operación.

Figura 94. Algunas herramientas de agarre externo



Fuente: Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p.33/34. [Adaptado por los autores]

Figura 95. Herramienta *Rotary Die Collar*



Fuente: DELGADO MARTÍNEZ, Herney. Manual de limpieza de pozos.p.81. [Adaptado por los autores]

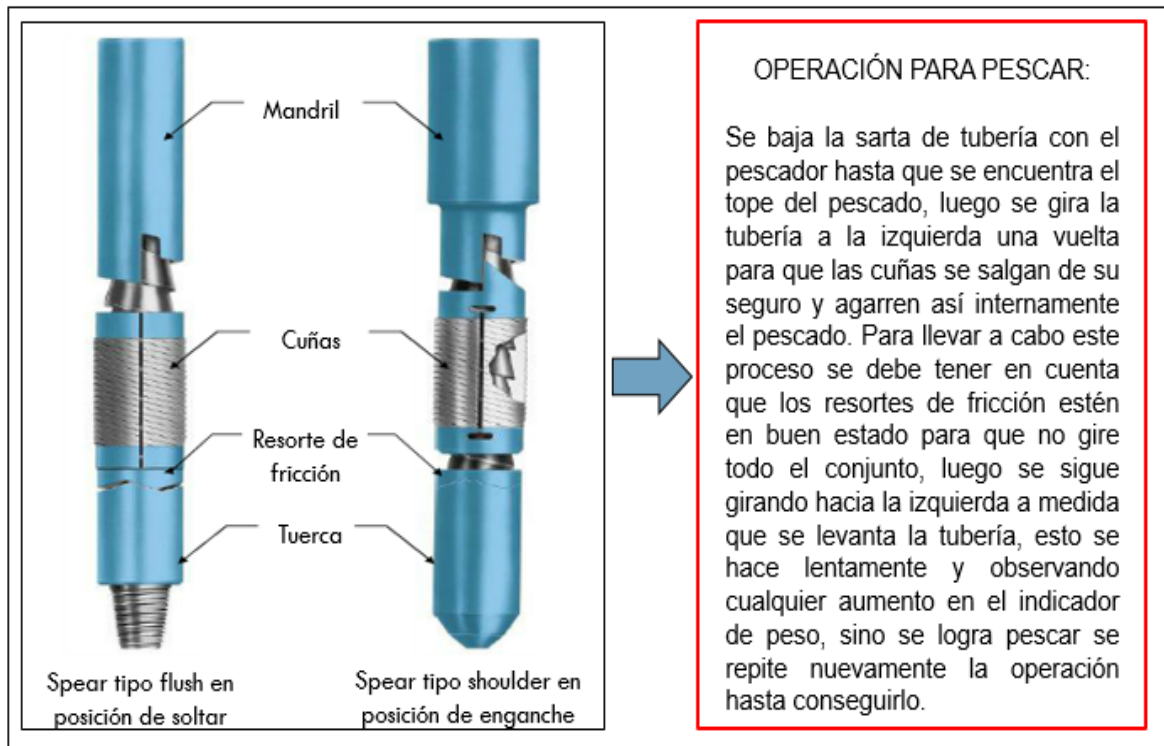
- *Herramientas de agarre interno*: Enganchan la superficie interior de la pieza a recuperar, estas se usan cuando la orientación o el estado de la pieza a pescar no permite el uso de herramientas de agarre externo.⁹⁸ Algunas herramientas de este tipo son:
 - *Pescador Bowen Spear*: Suministra un medio confiable, seguro y económico de enganchar internamente un pescado, esta se usa para recuperar tubería de todos los tamaños. Se tiene un pescador para cada tamaño de la tubería (2-3/8", 2-7/8", 3-1/2"). Esta herramienta se compone de un mandril, un juego de cuñas intercambiables, unos resortes de fricción los cuales activan las cuñas y una tuerca con un agujero en la parte inferior para permitir la circulación restringida.

Estos pescadores son fabricados con rosca izquierda o derecha (se usa esencialmente en problemas sencillos de pesca y donde no es necesario aplicar rotación para soltar tramos de tubería en el pescado). Según el diámetro del revestimiento a estos pescadores se les puede acondicionar una guía, por lo que se debe retirar el protector que cubre la rosca por debajo del collar y enroscarla en este lugar. La Figura 96 muestra un ejemplo de esta herramienta y describe su proceso de operación.

- *Taper tap* o rabo de rata: Es usada para enganchar un pescado internamente, esta herramienta puede usarse con Reversing tool para desenroscar la tubería. Esta tiene cuerpo cónico, en su exterior tiene una rosca que va en un rango de menor a mayor diámetro, con un orificio en el extremo inferior para la circulación de los fluidos.

⁹⁸ JOHNSON, Enos, *et al.* Como optimizar el arte de la pesca. En: Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p. 26-35.

Figura 96. Pescador *Bowen Spear*



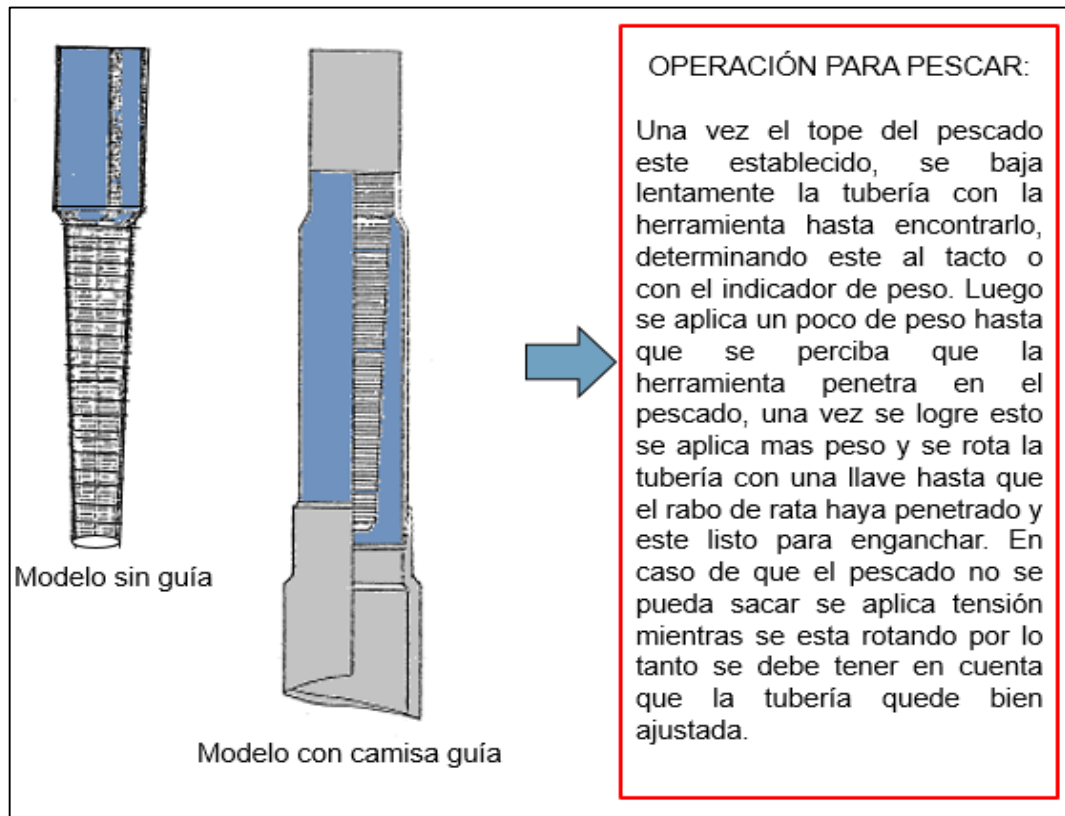
Fuente: Izq. VALBUENA, Rafael., SAZA, Edilson. Principales herramientas utilizadas en campo Catilla para operaciones de *workover*.p.22; Der. DELGADO MARTÍNEZ, Herney. Manual de limpieza de pozos.p.75. [Adaptado por los autores]

El sentido de las roscas puede ser a la derecha o a la izquierda, para su operación requieren de peso y rotación. La Figura 97 muestra un ejemplo de esta herramienta y describe su proceso de operación.

- Arpón para guaya o cable: Este es accionado mediante cable o con tubería, este se usa cuando ocasionalmente el pescado es un cable o guaya que pudo romperse inesperadamente o que se ha quedado durante las corridas de registros. Se debe tener cuidado ya que si se sobrepasa la cantidad de guaya la herramienta queda aprisionada complicando la

operación. La Figura 98, sección B muestra un ejemplo de la herramienta para pesca de cable.⁹⁹

Figura 97. Pescador Taper tap



Fuente: DELGADO MARTÍNEZ, Herney. Manual de limpieza de pozos.p.79. [Adaptado por los autores]

Para llevar a cabo una operación de *workover* se requiere seguir un programa operacional o de trabajo, el cual depende del tipo de pozo y del problema que se desea resolver, cada empresa cuenta con un manual de operaciones que bajo ciertos estándares lo que busca es minimizar accidentes, esto de acuerdo a las normas de HSE que se requieran. Igualmente se requiere conocer cierta información básica del pozo y de su estado mecánico, la cual permite analizar los

⁹⁹ PORCOS, Misael. Operaciones de pesca. [En línea]. [Consultado el 26 de marzo de 2015]. Disponible en la web en: < <http://es.slideshare.net/hives/operaciones-de-pesca> >

esfuerzos a los que se someterá tanto el pozo como el sistema de producción, así logrando seleccionar con exactitud los equipos y accesorios a utilizar. Dentro de la información básica que se debe conocer del pozo encontramos:

- Tipo de levantamiento.
- Diámetro.
- Tipo de roscas
- Longitud de las tuberías.
- Profundidad del empaque.
- Diámetros y profundidades de las válvulas de inyección.
- Características de los fluidos que se van a producir.¹⁰⁰

Figura 98. Herramienta para pesca de cable



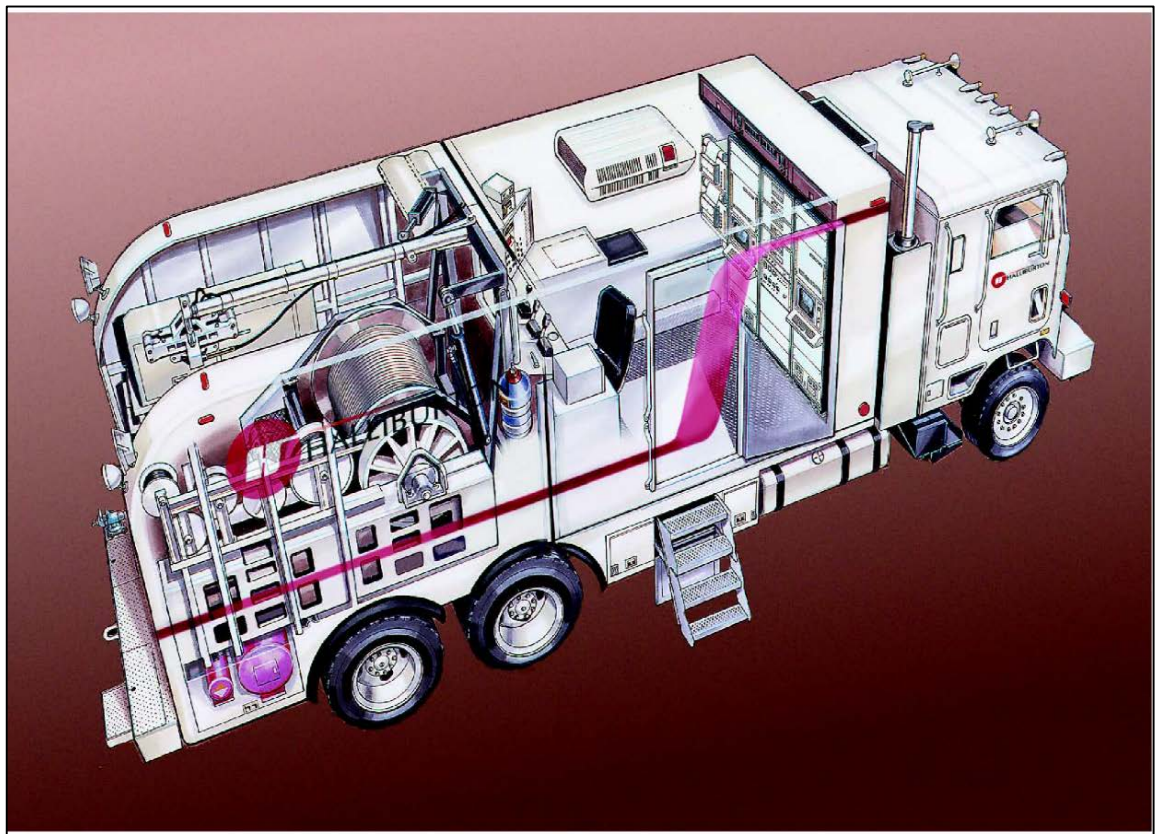
Fuente: PORCOS, Misael. Operaciones de pesca.p.28. [Adaptado por los autores]

¹⁰⁰ DELGADO MARTÍNEZ, Herney. Planeación de trabajos de *workover*. Op. cit., p. 10-13.

2.6.5 Operaciones de *wireline* y *slickline*. Las operaciones de *wireline* y *slickline* o más conocidas como operaciones con cable, son usadas desde los inicios de la perforación para realizar operaciones en pozos tanto productores como inyectores usando un cable de acero; esta técnica permite entrar, correr, configurar y retirar diversas herramientas e instrumentos de medición en el pozo.

La unidad de cable está montada en la mayoría de los casos sobre un camión (Figura 99), el cable sale de este hasta el equipo de superficie que se mantiene sostenido por medio de un poste grúa, en el equipo se encuentra un lubricador donde se introduce las herramientas a correr en el pozo, allí se conectan con el cable y se procede a realizar la operación.

Figura 99. Unidad de línea de cable (*wireline/slickline*) montada en un camión.



Fuente: WELL CONTROL SCHOOL. Operaciones con Línea de Cable. p.2.

Estas operaciones presentan algunas ventajas y desventajas, las cuales se presentan a continuación:

Ventajas

- Tiene la posibilidad de trabajar dentro de la tubería de producción si la necesidad de matar el pozo utilizando un lubricador conectado a la cabeza de pozo; es posible realizar la operación bajo presión e incluso sin la necesidad de parar la producción.
- El tiempo de ejecución de las operaciones es mucho menor comparado con otros equipos debido a que es muy liviano, de esta manera permite una mayor movilidad permitiendo ser operado solo por dos o tres operadores especializados, además del poco personal, los recursos que requiere son mínimos haciendo que la implementación tenga un bajo costo.
- Con estas operaciones la producción se detiene de manera parcial o incluso existen casos en los cuales no se detiene, situación que ofrece un atractivo económico permitiendo intervenir el pozo sin dejar de recibir ganancias en ningún momento; además, la zona productora no está expuesta a daño por invasión de fluidos ajenos debido a que no existe la necesidad de matar el pozo.

Desventajas

- A pesar de requerir poco personal, la operación requiere que los pocos que hallan estén altamente calificados.
- En pozos altamente desviados, con alta producción de arena o con un fluido muy viscoso es muy riesgoso correr este tipo de equipo; en casos en los que existan depósitos muy duros no es posible realizar la operación.

- El equipo de cable solo puede trabajar bajo tensión con cargas moderadas, lo que limita las posibilidades de uso sumándole a esto que no es posible aplicar rotación ni circulación.

a) Tipos de trabajos con cable. Pueden ser clasificados en tres grupos y son los siguientes:

- **Chequeo y limpieza de la tubería de producción y fondo de pozo:** En este grupo se encuentran operaciones como la comprobación del diámetro interno de la tubería, determinación de la existencia de corrosión en un punto, ubicar obstrucciones, encontrar el tope de los sedimentos o determinar la profundidad de cierto equipo, entre otros.
- **Mediciones:** Este grupo corresponde al muestreo y corrida de todo tipo de registros como los eléctricos, de producción, de temperatura, de presión en fondo, *gamma ray*, caliper, neutrón, de calidad del cemento, sónico, *density*, entre otros.
- **Corrida, asentamiento, manipulación y retiro de herramientas:** En este grupo se incluyen operaciones como pesca, cañoneo con *wireline*, instalación y manejo de válvulas de subsuelo, tapones de cemento, asentamiento y retiro de empaques, cortado de parafina, achique de arena, entre otros.¹⁰¹

b) Tipos de cable. Como se mencionó al inicio existen dos tipos de cable, el *wireline* o cable eléctrico y el *slickline* o línea lisa.

- **Wireline o cable eléctrico:** Utiliza un cable de acero trenzado que posee un conductor eléctrico en su interior, lo que le permite correr registros y transmitir

¹⁰¹ PERRIN. Op. cit., p. 258.

datos en tiempo real desde fondo en superficie, aislar intervalos con tapones de cemento, realizar cañoneos, hacer corte de *tubing*, entre múltiples operaciones posibles.

- **Slickline o línea lisa:** Está constituida de un cable armónico, no sirve para transmitir ninguna señal eléctrica, se utiliza para calibraciones, bajar herramientas de medición, instalar y abrir o cerrar válvulas, realizar algunas operaciones de pesca, cortar parafinas, romper puenteos de arena, y otras operaciones.¹⁰²

La unidad de tipo *wireline* es usada en todas las etapas de la vida de un pozo, mientras que la mayor parte de las operaciones con *slickline* se realiza a través de tubería; los equipos de cable pueden armarse encima tanto del árbol de navidad como del cabezal del pozo, preventoras, tubería de revestimiento o incluso con el pozo abierto.¹⁰³

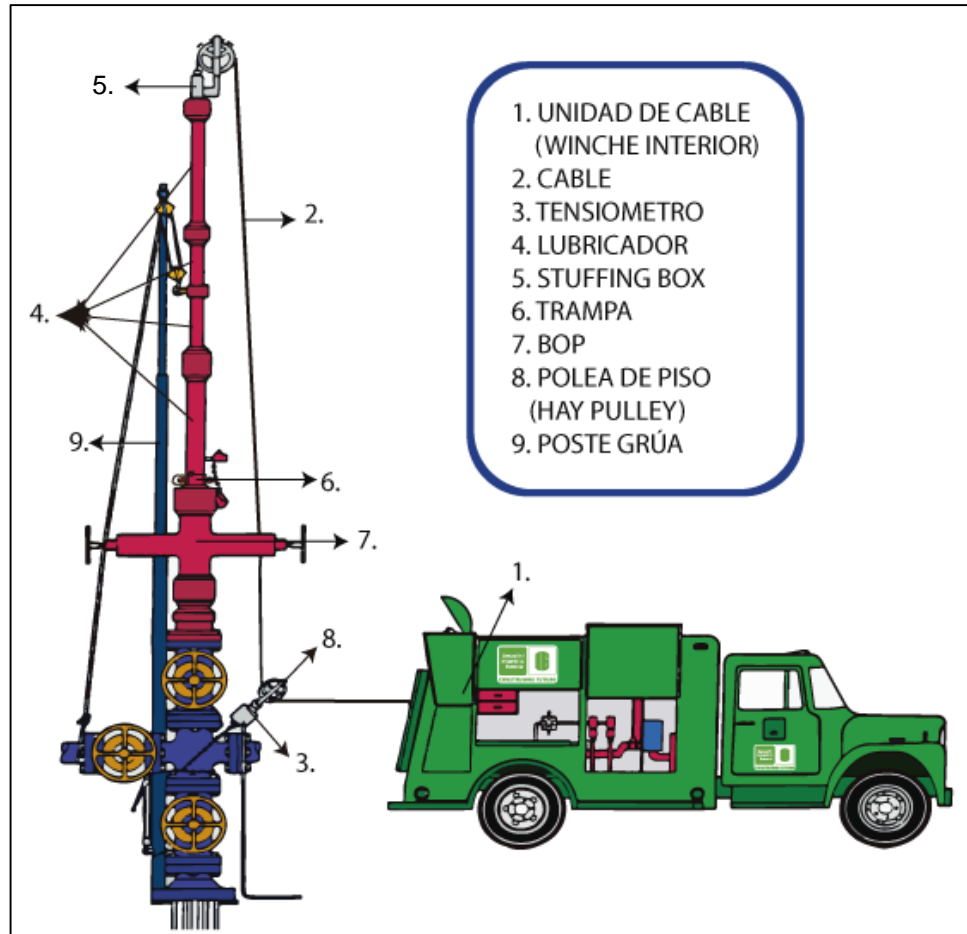
c) Componentes del equipo de superficie. Cualquier operación llevada a cabo con cable necesita un equipo de superficie (Figura 100), cabe resaltar que cada equipo puede estar compuesto de diferentes partes, sin embargo las más usadas son las siguientes:

- **Winche o malacate:** Se compone de un tambor de acero donde el cable es enrollado, la potencia se la proporciona un motor a diésel, gasolina o eléctrico, posee un indicador de profundidad para verificar cuanto cable va entrando al pozo de acuerdo a un cero de referencia ubicado casi siempre en la válvula maestra.

¹⁰² MILANESE, San Donato. *WORKOVER*: Curso de Well Control para actividades de *Workover*. Eni Group: Eni Corporate University. 2005, p. 97.

¹⁰³ WELL CONTROL SCHOOL. Operaciones con Línea de Cable. Op. cit., p. 4.

Figura 100. Equipo de superficie (Unidad *Wireline*).



Fuente: WELL CONTROL SCHOOL. Operaciones con Línea de Cable. p.3. [Adaptado por los autores]

- **Cable:** Generalmente es un cable de acero pulido de una sola pieza sin soldadura, o con una soldadura fuerte de acuerdo a los estándares de la API Especificación 9A, los diámetros más comunes son de 0.066", 0.072", 0.082", 0.092" y 0.108"; existen también líneas trenzadas de 3/16" para trabajos que requieren de mayor resistencia a la tensión, este cable necesita de un portacable (*rope socket*) y un prensaestopas (*stuffing box*) especial.

El cable es entregado en carretes de 10.000 a 25.000 pies, el peso normalmente es expresado en peso por longitud. Son usados tres tipos comunes de cable:

acero ordinario mejorado con buenas propiedades mecánicas, acero galvanizado que presenta fragilidad en un ambiente con presencia de cloro, y acero inoxidable con buena resistencia al H₂S pero rápido endurecimiento por deformación.

- **Indicador de peso:** También llamado tensiómetro, indica la tensión en el cable en todo momento por lo que provee información de valor para evitar la fatiga por sobrecarga, puede ser de tipo mecánico, eléctrico o hidráulico, donde este último es el más usado, es colgado del árbol de navidad por medio de una cadena y se transmite la señal mediante fluido hidráulico.
- **Lubricador:** Es una tubería de longitud variable equipada con un prensaestopas en un extremo y una “unión rápida” en el otro, le permite a las herramientas entrar o ser removidas del pozo bajo presión. Se ubica encima de la válvula de *swabeo* por medio de una grúa, es equipado con una válvula de alivio para purgarlo al final de la operación, entre la base del lubricador y la cabeza del pozo suele poner una válvula de seguridad B.O.P. y algunas veces una trampa para contener las herramientas en caso de que el cable falle. Cada sección consiste de un tubo normalmente de ocho pies con uniones rápidas en sus extremos que facilitan su armado y desarmado, en operaciones cuya presión sea menor a 5.000psi las uniones son roscadas y si es mayor a 5.000psi las uniones deben ser soldadas, el número de secciones y el diámetro del lubricador dependen tanto de la longitud como del diámetro externo de la sarta de herramientas a correr en el pozo.
- **Stuffing box:** También llamado prensaestopas, se ubica en la parte superior del lubricador donde sirve como punto de entrada al pozo, se usa para lograr el sellado entre este y la línea de cable cuando se encuentre entrando o saliendo, a medida que se retira el cable este dispositivo aparte de hacer sello también retira el fluido logrando que salga limpio.

Los hay en diversos tamaños y requerimientos de presión; se componen de una unión rápida inferior, una cámara con empaques que pueden ser comprimidos contra el cable por medio de una tuerca y un embolo de seguridad móvil con un elemento sellante que descansa contra el empaque principal inferior y sella en su contra si el cable llega a fallar obstruyendo la salida del mismo y de los fluidos, y una polea con su soporte que puede rotar sobre el eje del lubricador de manera que por el otro extremo se alinea con la polea de piso (hay pulley).

- **Trampa:** Es un sistema de seguridad ubicado en la base del lubricador, consiste simplemente de un dispositivo de inclinación ubicado sobre las preventoras que mantiene segura la sarta del equipo de cable evitando que caiga al pozo en caso de que este se rompa debido al impacto del porta-alambre (rope socket) contra el prensaestopas (stuffing box) al momento de sacar el cable demasiado rápido.
- **BOP:** Las preventoras de reventones están ubicadas entre el lubricador y la parte superior del cabezal, permiten cerrar el pozo en caso de emergencia durante las operaciones con cable, ya sea cerrándolo creando un sello alrededor o cortándolo; las BOP's están diseñadas para operar solo bajo condiciones estáticas manteniendo la presión solo en dirección hacia superficie. Estas contienen arietes que permiten sellar el pozo rápidamente ya sea de una forma manual o hidráulica sin tener que dañar el cable. Cuando se emplea cable trenzado es necesario usar preventoras de doble ariete con sistema de inyección de grasa entre estos para sellar los espacios entre cada filamento.^{104,105,106}

d) Herramientas de la sarta con línea de cable. Una sarta de herramienta de cable se compone de todos aquellos equipos ubicados encima de las herramientas especializadas usada para realizar diversas operaciones en el pozo, por seguridad

¹⁰⁴ PERRIN. Op. cit., p. 261-265.

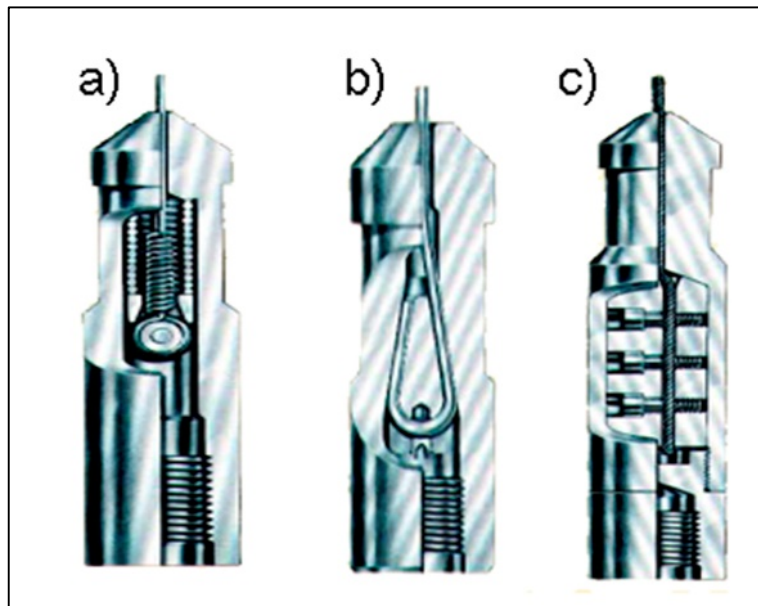
¹⁰⁵ WELL CONTROL SCHOOL. Operaciones con Línea de Cable. Op. cit., p.4-7.

¹⁰⁶ HYDROCARBON SERVICES. Manual de operaciones *slickline*. Versión 3, 2008. p. 11-19.

las sarta de cable poseen una sección de pesca estándar en caso de sufrir algún tipo de atasco dentro del pozo, a continuación se presentan algunos componentes comunes de una sarta de cable:

- **Porta-alambre (rope socket):** Provee el medio de comunicación entre el cable y la sarta de herramientas, en la Figura 101 se muestran diferentes tipos, a) Tipo de carrete o disco, b) Tipo de cuña o lágrima y c) Tipo de grapa, en cada uno el cable ingresa por un orificio en la parte superior y es sujetado por un mecanismo interno que le da resistencia para aguantar la sarta, en la parte inferior posee una rosca que permite la conexión con las demás herramientas.

Figura 101. Porta-alambres o *Rope Sockets*.

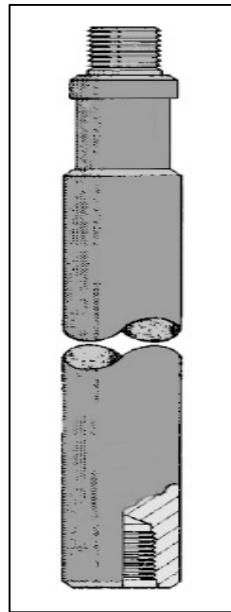


Fuente: WELL CONTROL SCHOOL. Operaciones con Línea de Cable. p.9.

- **Barras de peso (stems):** Como su nombre lo dice, le proveen peso a la sarta venciendo la presión de cabeza y la fricción de los empaques y la tubería, además, son usadas para transmitir fuerza de impacto hacia arriba o hacia abajo, ya sea para asentar o retirar empaques, o darle fuerza a los martillos en una

operación de pesca; el peso y el tamaño lo determina la operación a realizar, normalmente se usa una o dos barras de 1 ½" ó 1 ¾" de diámetro por cinco pies de longitud (Figura 102).

Figura 102. Barras de peso o *Stems*.

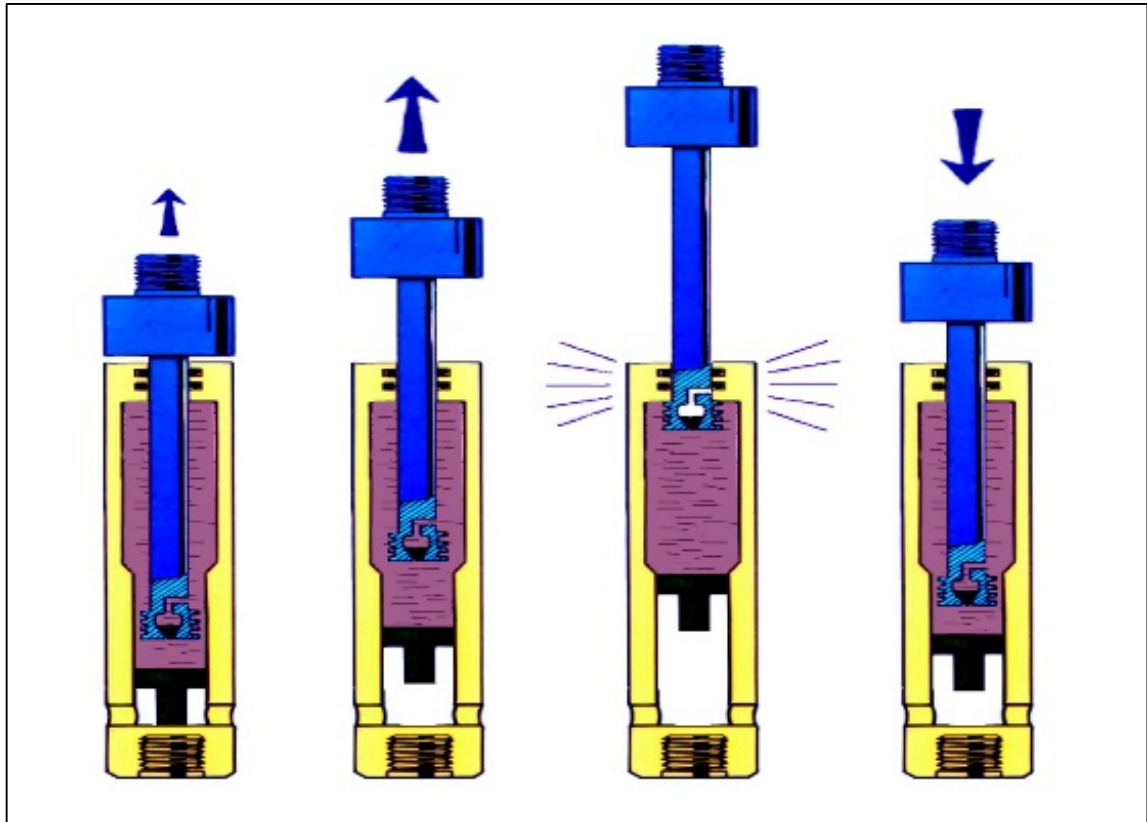


Fuente: PERRIN, Denis. WELL COMPLETION AND SERVICING. p.267.

- **Martillos (*jars*):** Estas herramientas permiten generar impactos fuertes hacia arriba o hacia abajo para liberar la sarta de un atasco o para recuperar herramienta o tubería, existen diversos tipos: hidráulico, mecánico, tubular y articulado que se usan de acuerdo a la necesidad y circunstancia específica; el hidráulico se usa para proporcionar impactos muy fuertes permitidos por la acción de un fluido (hidráulico) que detiene el pistón para aumentar la potencia (Figura 103), van ubicados por encima de los martillos mecánicos y se usan a profundidades mayores a 5000 pies o en pozos con una inclinación pronunciada; la fuerza de impacto de los de tipo mecánico depende estrictamente del peso proporcionado por las barras y la velocidad de la línea de cable; los de tipo tubular trabajan de forma similar que los de tipo mecánico con la diferencia que

se usa en tuberías de gran tamaño especialmente en operaciones de pesca; los de tipo articulado son similares a los tubulares con la diferencia que estos permiten la articulación del martillo para acceder a zonas en las que los otros no pueden acceder.

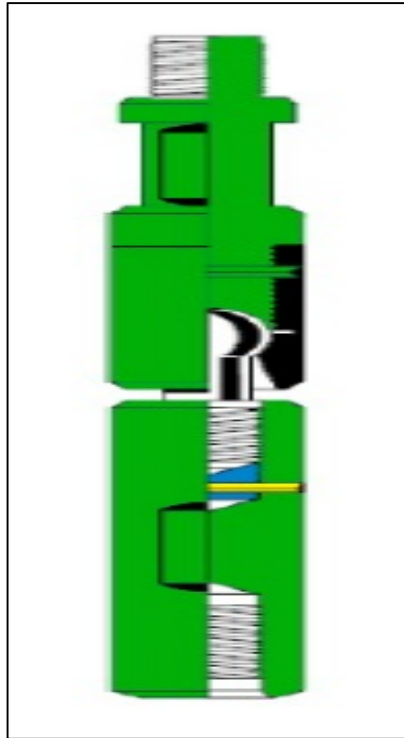
Figura 103. Martillos o *Jars*.



Fuente: WELL CONTROL SCHOOL. Operaciones con Línea de Cable. p.11.

- **Unión articulada (*knuckle joint*):** Se usan para darle flexibilidad a la sarta de herramientas especialmente en pozos desviados, además mantiene protegido al cable de torcerse debido a los esfuerzos que pueden generar las distintas herramientas tendientes a girar; posee un diseño especial con una esfera dentro de una camisa como se muestra en la Figura 104 que le permite realizar movimientos angulares, normalmente se colocan debajo del martillo mecánico.

Figura 104. Junta articulada o *Knuckle Joint*.



Fuente: HYDROCARBON SERVICES. Manual de operaciones *slickline* .p. 25.

2.6.6 Operaciones de *coiled tubing* y *snubbing*. Estas se describen a continuación:

a) El sistema *coiled tubing*. La técnica de tubería flexible (CT, por sus siglas en inglés) cualquier operación que se realice con el fin de remediar o de realizar mantenimiento a un pozo es un evento importante en la vida productiva de este, por lo que para evitar problemas de producción y costos asociados con estas actividades se recurre al uso de la tubería flexible o CT. Esta tecnología permite bajar herramientas y materiales a través de la tubería de producción o revestimiento, mientras el pozo continúa produciendo.

La unidad de tubería flexible es un sistema de servicio portátil con fuerza motriz hidráulica, diseñado para inyectar y recuperar una sarta continua de tubería. El

término de tubería flexible hace referencia a los tramos continuos de tubería de acero, el equipo de superficie relacionado y las técnicas de reparación, perforación y terminación de pozos asociadas. Una unidad de tubería flexible o *coiled tubing* se muestra en la Figura 105.

Figura 105. Unidad de tubería flexible o *coiled tubing*



Fuente: Oilfield Review. Vol.20, no.4. Primavera de 2009.p.26.

- **Usos de la tubería flexible**

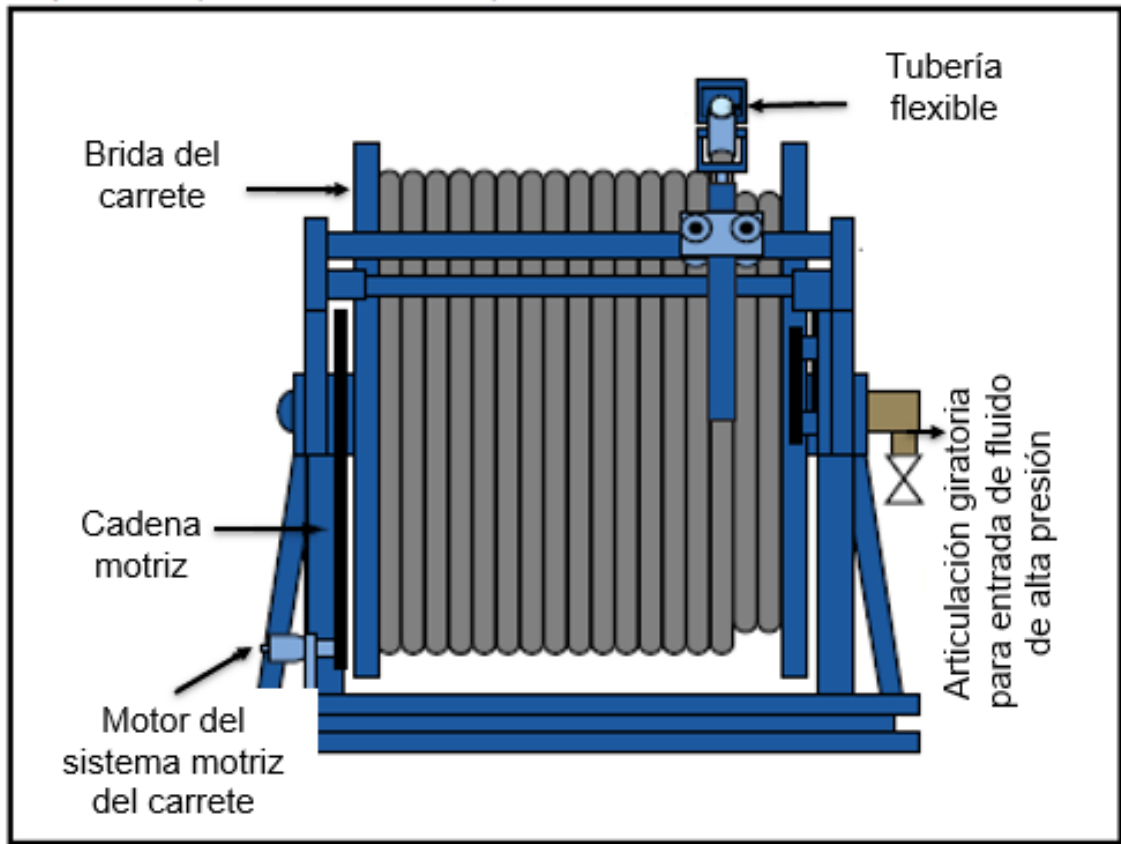
- Lavado de arena y sólidos
- Limpieza de parafina y asfaltenos
- Descargado del pozo e inicio de la producción
- Estimulación de formaciones (acidificación)
- Cementación
- Consolidación de arena
- Servicios de fresado a través de la tubería

- Perforación
 - Pesca y herramientas de colocación
 - Sartas de inyección de productos químicos
 - Tubería de producción
- **Componentes y funcionamiento del sistema CT:** La tubería flexible es una tubería electro-soldada que se enrolla en un carrete (un ejemplo de este se muestra en la Figura 106) para poder conservarla y transportarla, las sartas de tubería pueden tener una longitud de 9450m (31000 pies) o más, según el tamaño del carrete y los diámetros de los tubos que se encuentran aproximadamente entre 1 y 4 ½ pulgadas. La tubería almacenada en un carrete se desenvuelve dentro del pozo a la profundidad designada y luego se recupera de regreso al carrete.

La vida útil de trabajo de la tubería flexible puede ser definida como la duración del servicio que puede brindar una sarta de tubería cuando se somete a factores como: ciclo de fatiga por doblado, carga de presión interna, carga axial aplicada, corrosión y los daños mecánicos. El carrete de servicio sirve como un mecanismo de almacenamiento de la tubería flexible durante el transporte y como el dispositivo de bobinado durante las operaciones con tubería flexible, normalmente tiene un diámetro de 2.5 m, y es hidráulicamente operado por un motor que lo mantiene siempre en tensión.

Una unidad motriz hidráulica controlada desde una consola instalada en una cabina de control central acciona el cabezal del inyector para desplegar y recuperar la tubería flexible. La tubería continua pasa por encima de un cuello de cisne o arco guía de tubería; el cual está ubicado encima del inyector como se muestra en la Figura 107, el arco guiador soporta la tubería a lo largo de todo el radio de doblado (90°) y guía la tubería flexible del carrete hacia las cadenas inyectoras.

Figura 106. Carrete de servicio de la tubería flexible

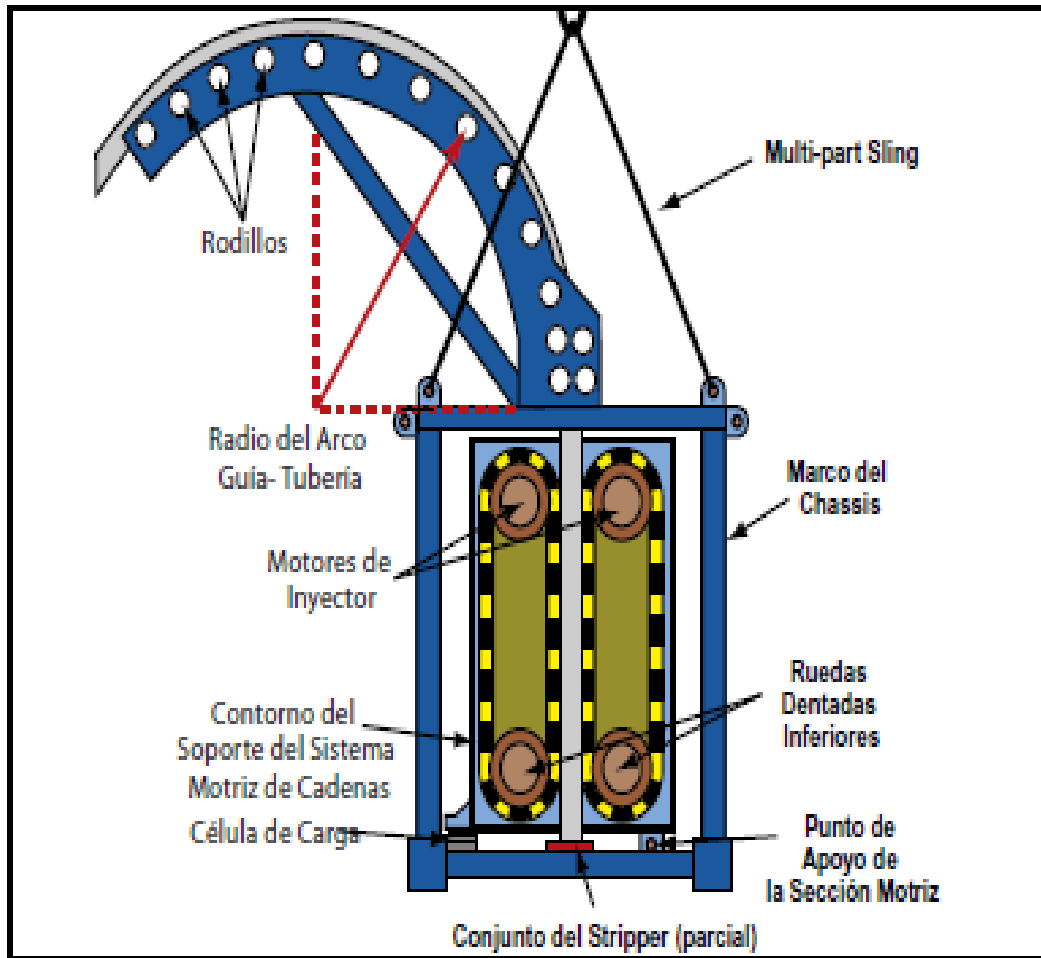


Fuente: Well Control School. Tubería flexible. p.5. [Adaptado por los autores]

Luego la tubería pasa a través de un cabezal inyector de tubería; este es el componente usado para agarrar la tubería y proveer las fuerzas necesarias para desplegarlo y recuperar el tubo dentro y fuera del pozo. El conjunto del inyector mostrado en la Figura 108 está diseñado para efectuar tres funciones básicas:

- Proveer el empuje requerido para insertar la tubería dentro del pozo contra la presión o para vencer la fricción del pozo.
- Controlar la velocidad de descenso de la tubería dentro del pozo, bajo varias condiciones de pozo.
- Soportar todo el peso de la tubería y acelerarlo a la velocidad de operación, cuando se esté extrayendo este del pozo.

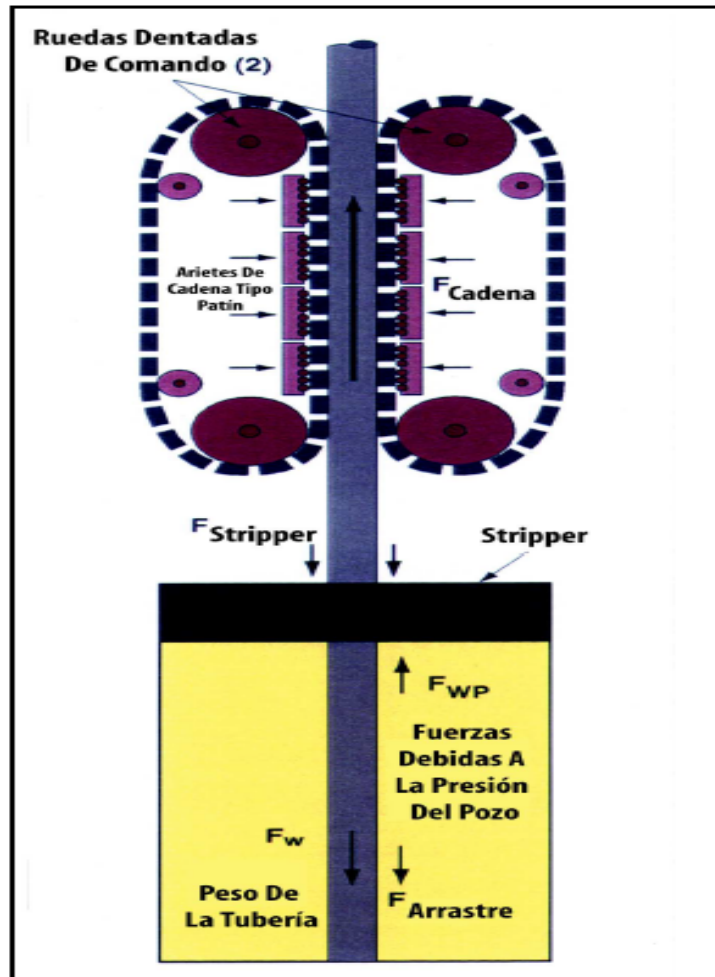
Figura 107. Componentes básicos del conjunto del inyector



Fuente: Well Control School. Tubería flexible. p.17. [Adaptado por los autores]

Es de gran importancia que el inyector tenga un indicador de peso que mida la carga de tensión de la tubería flexible justamente por encima del stripper, también debe existir un indicador que mida la fuerza de compresión en la tubería flexible debajo del inyector cuando se inserta la tubería a presión dentro del pozo. Antes de la inserción de la tubería al pozo, esta también atraviesa el equipo de control que se encuentra sobre el cabezal de este donde se encuentra ubicado el sistema de preventoras de reventones, el cual está compuesto por el conjunto del *stripper* y los arietes operados hidráulicamente.

Figura 108. Inyector de tubería y fuerzas que actúan sobre la tubería flexible

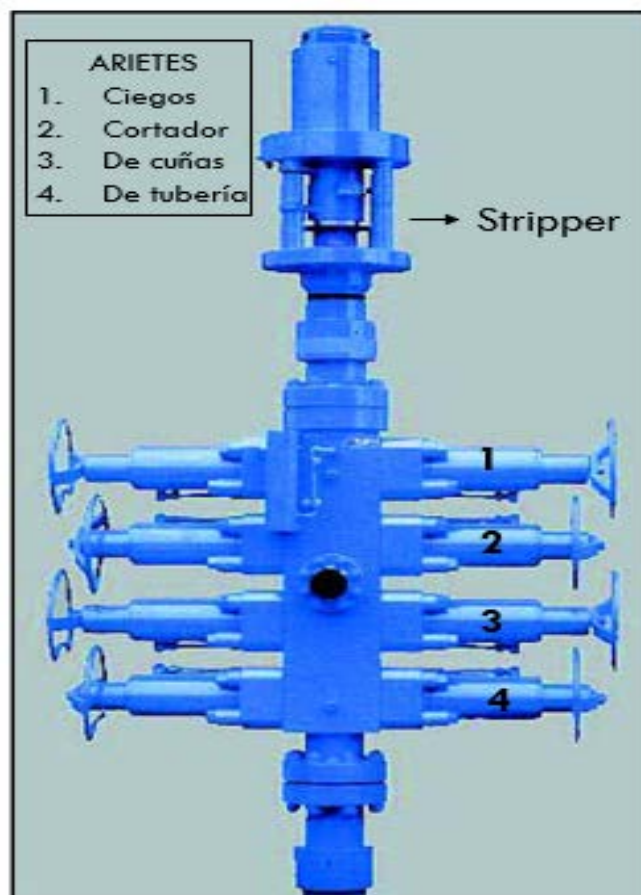


Fuente: Well Control School. Tubería flexible. p.9. [Adaptado por los autores]

El *stripper* provee un sello de presión o empaque alrededor de la tubería flexible cuando esta se corre o se extrae del pozo con presión en la superficie, los arietes necesitan efectuar cuatro funciones: sellar el orificio abierto, cortar la tubería, sujetar la tubería y sellar alrededor de la tubería. La columna de tubería flexible más común es la columna cuádruple, la cual se muestra en la Figura 109, está compuesta por arietes múltiples que permiten facilidad de armado y mantenimiento. Las preventoras de reventones se encuentran debajo del *stripper* y contienen un arreglo de cuatro arietes el primero son los arietes ciegos (sellan el pozo en la superficie cuando se pierde el control del mismo), los

segundos son los cortadores (rompen, cortan o parten la tubería flexible si se traba dentro de la columna de preventoras y para retirar del pozo el equipo de superficie), el tercer juego de arietes son los de cuña (aseguran e impiden el movimiento en caso de que por amenaza de la presión exista el riesgo de que la tubería sea expulsada del pozo) y el cuarto son los de tubería o de stripping (aíslan la presión del espacio anular del pozo debajo de los arietes).

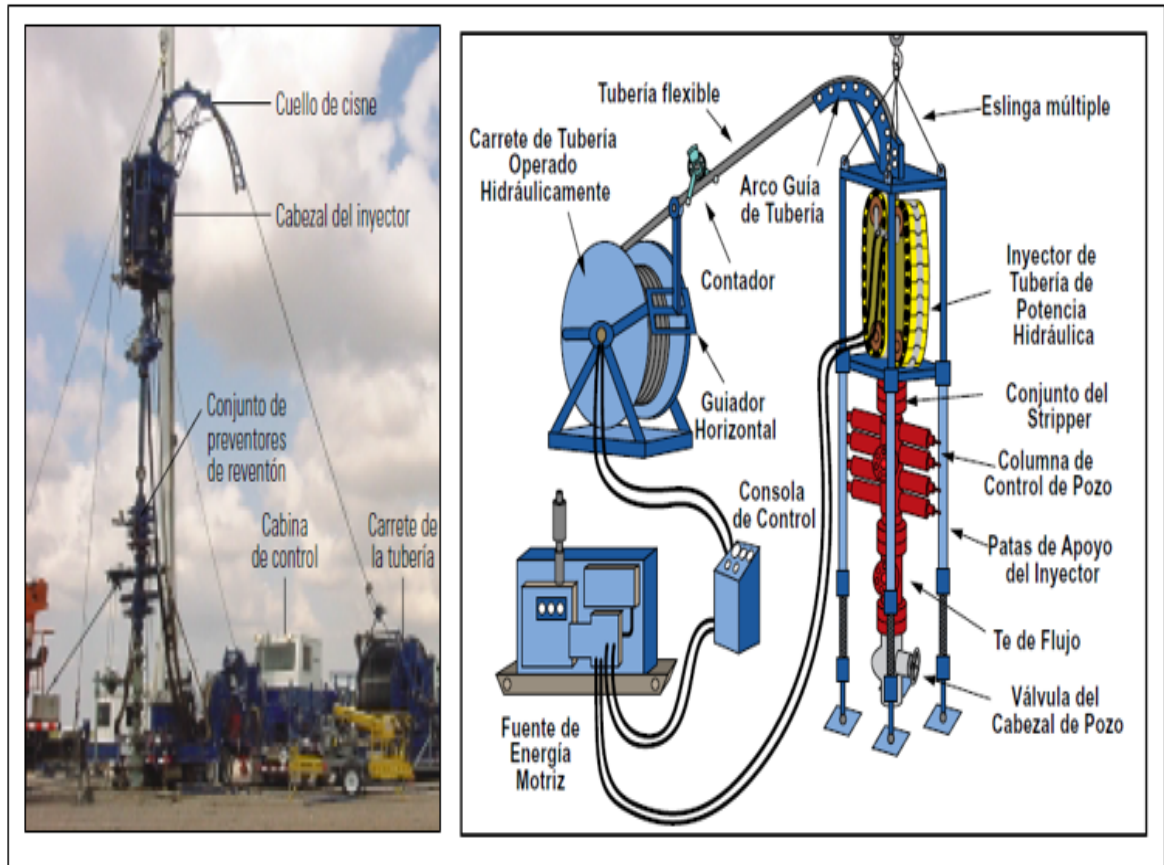
Figura 109. Preventora de reventones cuádruple con *stripper*



Fuente: Well Control School. Tubería flexible. p.27. [Adaptado por los autores]

El sistema *coiled tubing* y sus componentes se muestran en la Figura 110, a continuación se mencionan algunas ventajas y desventajas de este sistema.

Figura 110. Tubería flexible y sus componentes



Fuente: Izq. Oilfield Review. Vol.16, no.2. Verano de 2004.p.41. ; Der. Well Control School. Tubería flexible. p.13. [Adaptado por los autores]

Ventajas

- La tubería flexible puede ser bajada y recuperada mientras se están circulando los fluidos en forma continua.
- Habilidad para trabajar con presión de superficie presente, no se necesita matar el pozo.
- Por el cuerpo de la tubería flexible no es necesario realizar conexiones y desconexiones.
- Se aumenta la seguridad del personal debido a las necesidades reducidas de manipulación.

- El tiempo de servicio es reducido en comparación con el equipo de tubería por tramos.
- Las unidades son móviles y compactas y se necesitan de cuadrillas no tan numerosas.
- El daño a la formación se minimiza cuando la terminación o reparación se realiza sin matar el pozo.
- La ausencia de conexiones de tubería o uniones, provee mayor holgura o amplitud en el espacio anular y permite correr tamaños mayores de tubería flexible.

Desventajas

- La tubería flexible es susceptible a torcerse y enroscarse, lo cual causa fatiga de esta (debilitamiento) y requiere de frecuente reemplazo.
- Tiene un espesor más delegado que la tubería convencional por tramos, lo que la limita a la resistencia a la carga de tensión de la tubería.
- Debido a las características de transporte en carretes (altura y peso), se tiene una longitud limitada de tubería flexible que puede envolverse en un carrete.
- Los tamaños de tubería flexible disponibles para servicios son limitados, los más comunes son los de 2 3/8 "y los de 2 7/8 ".
- Debido a los pequeños diámetros y longitudes considerables de sarta, las pérdidas de presión son muy altas cuando se está bombeando fluido a través de la tubería. Los caudales de circulación a través de la tubería flexible son típicamente bajos, comparados con los tamaños de las tuberías por tramos.¹⁰⁷

b) La unidad de inserción de tubería contra presión o sistema *snubbing*. Un sistema de *snubbing* es un sistema de servicio a pozos capaz de correr tubería en pozos vivos, lo que quiere decir que esta unidad fue diseñada para correr tubería hacia adentro o hacia fuera de un pozo bajo presión, por ejemplo cuando las

¹⁰⁷ WELL CONTROL SCHOOL. Tubería flexible. Op. cit., p. 1-27.

preventoras de reventones o BOP's se encuentran cerrados y la presión está contenida en el pozo. Este sistema puede dividirse en cuatro categorías de componentes principales: la unidad básica de *snubbing*, los componentes de la sarta de trabajo, el sistema de control de pozo y el equipo auxiliar.

- **La unidad básica de *snubbing*:** Es el mecanismo hidráulico o mecánico utilizado para generar y transmitir las fuerzas compresivas, de tensión y torsionales a la sarta de trabajo. Las primeras unidades se desarrollaron en la década de 1920 y eran mecánicas o asistidas por el equipo, luego en 1950 se desarrollaron las unidades de gatos hidráulicos las cuales se usan con más frecuencia hoy en día. Las unidades de inserción de tubería o *snubbing* se han convertido en una alternativa viable de los métodos de terminación convencionales, ya que estos tienen como ventaja:
 - La tubería a usar es de menor diámetro.
 - Las unidades de terminación son más livianas que los equipos de terminación convencional.
 - Son más rápidas de armar.
 - Previenen daños por fluidos a la formación.
 - Maneja tareas de manera eficiente y segura, que no se pueden efectuar con equipos convencionales, trabajando bajo presión.

Igualmente estas unidades presentan desventajas, entre ellas están:

- Las cuadrillas de personal deben ser entrenados para esta operación.
- Es un proceso más lento comparado con las unidades de tubería flexible y los equipos convencionales de terminación.
- Los procedimientos generales son más complicados, y requieren de más planificación.

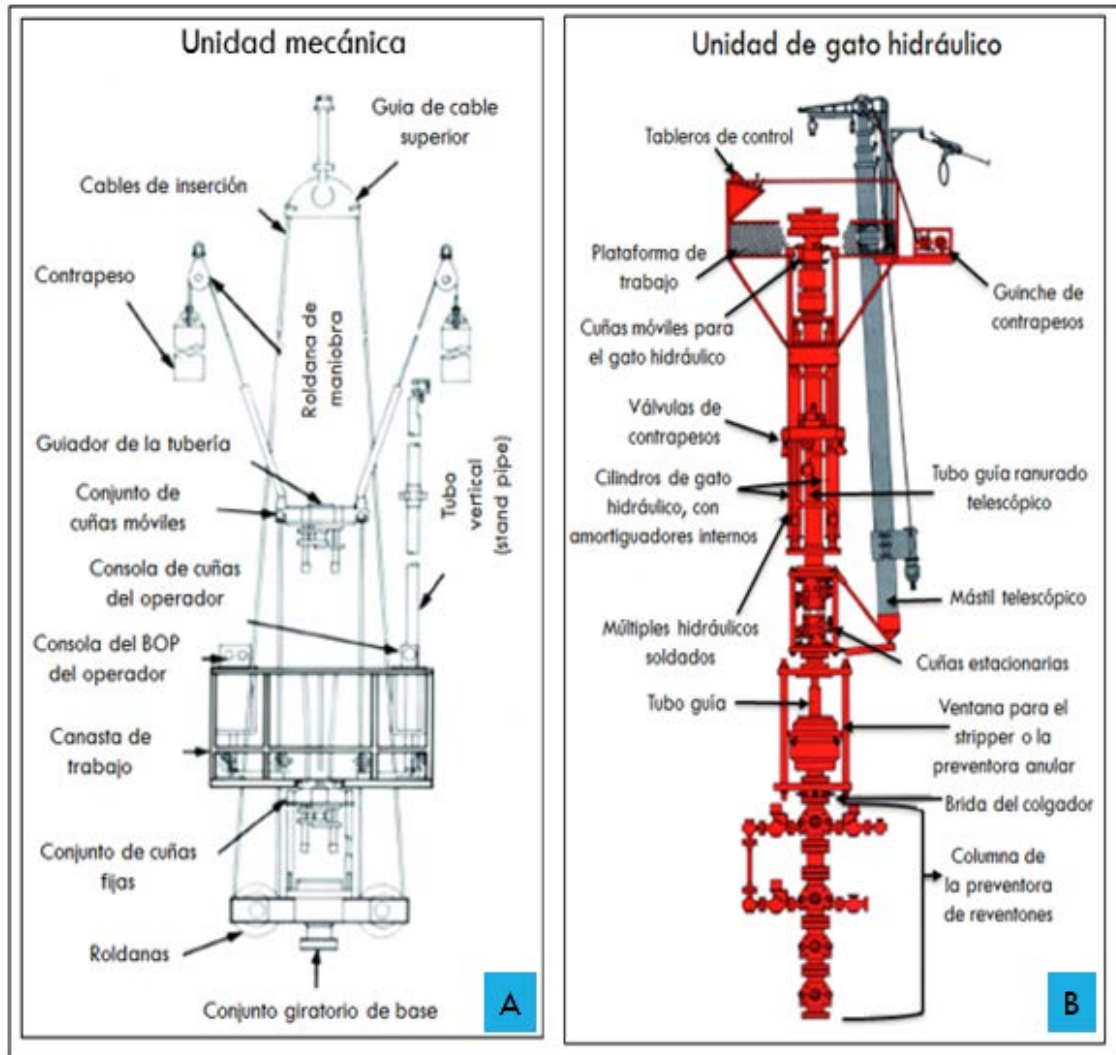
Las unidades de *snubbing* pueden efectuar varias tareas como:

- Control de presión
- Limpieza de obstrucciones en la tubería
- Pesca y fresado
- Perforación de cemento y tapones puente
- Lavado de materiales de fractura
- Acidificación y lavado
- Circulación
- Consolidación de arenas
- Inyección forzada de cemento y taponamiento
- Taponado de cierre y abandono
- Colocado o retirado de tapones para equipo selectivo
- Retirado de sarta usada para matar el pozo
- Reasentar empaques
- Correr herramientas de punzado

Tipos de unidades de inserción: dentro de las unidades de inserción se encuentran algunos tipos como:

- *Unidades Convencionales (Mecánicas)*: No son usadas con frecuencia hoy en día, estas fueron las primeras unidades que se usaron. También se les conoce como unidades de cable o asistidas por el equipo, esta se usa por lo general para introducir hasta el fondo o extraer una sarta de perforación del pozo, una de sus ventajas es la facilidad de transporte, de armado, los costos por alquiler diario son mínimos en comparación con las unidades hidráulicas. Además las unidades mecánicas usan la potencia del equipo para energizar las preventoras, no tienen un sistema de guía para la tubería lo que puede causar un pandeo en esta. Un ejemplo de esta unidad se muestra en la Figura 111-A.

Figura 111. Unidad de inserción de tipo mecánica y de gato hidráulico



Fuente: Well Control School. Inserción de tubería contra presión (*Snubbing*). p.2. [Adaptado por los autores]

- *Unidad de carrera larga:* Conocida también como unidad de inserción de línea multiplicadora, se desarrolló alrededor de 1969, es la unidad de inserción más rápida y es capaz de hacer viajes ida y vuelta de 1000 a 1500 pies por hora, aproximadamente un 30% más rápido que las unidades de gato hidráulico.

- *Unidad hidráulica de inserción “Ahorradora de espacio” (Space Saver):* Se diseñó para reemplazar las unidades convencionales y mecánicas, su diseño compacto o ahorrador de espacio se logra teniendo las preventoras dentro del marco de la unidad de inserción, minimizando así los tiempos de armado y desarmado.

- *Unidad de inserción de tubería de gato hidráulico o de carrera corta:* Tiene una carrera de 8 a 14 pies, puede manejar presiones de hasta 20.000 psi y es una unidad compacta que aporta la ventaja de poder armarse en plataformas satélite. Dentro de sus desventajas se encuentra que es muy lenta y se arma sobre el cabezal del pozo o de la columna de preventoras, donde todas las fuerzas se ejercen sobre estos. Además el área de trabajo se encuentra sobre la preventora de reventones y el cabezal. Aproximadamente el 90% de las unidades de inserción son de este tipo hoy en día, la Figura 111-B muestra un ejemplo de esta unidad la cual está compuesta por:
 - Conjunto del gato hidráulico: Son una serie de uno o más cilindros hidráulicos, que viajan hacia arriba y hacia abajo, para mover la tubería dentro o fuera del pozo, entre más cilindros se usen se genera mayor fuerza de elevación o de inserción.

 - Tubo guía: Evita el pandeo de la tubería, este se coloca en el interior del gato y se conecta debajo de las cuñas viajeras, viaja hacia arriba y hacia abajo junto con el equipo viajero para evitar el movimiento lateral de la tubería.

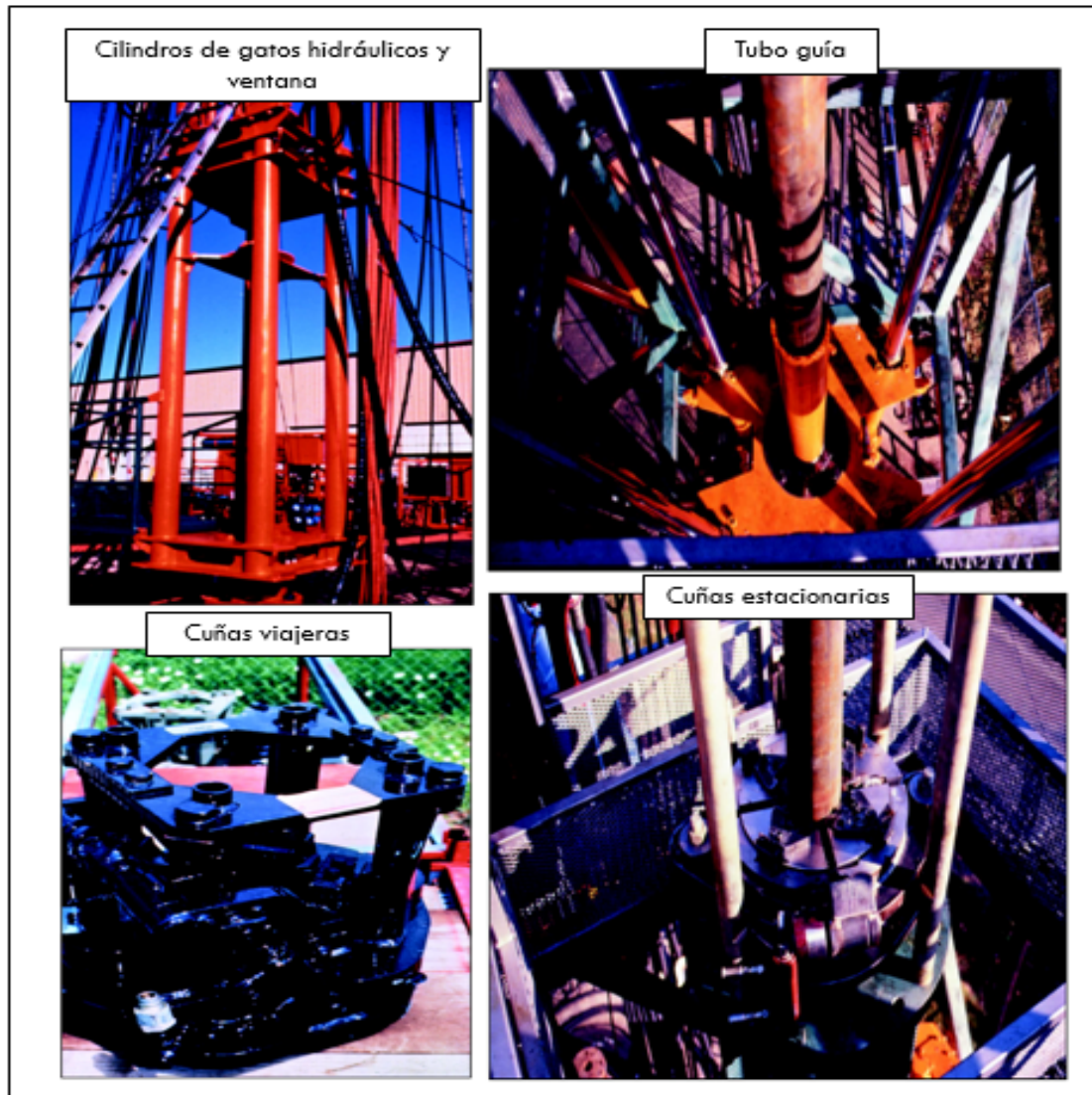
 - Ventana: Situada en la base del gato, debajo de las cuñas estacionarias y encima del *stripper*, estas tienen como propósito proveer un acceso al

cambio o instalación de herramientas que tengan un diámetro exterior demasiado grande para el tubo guía.

- Cuñas viajeras o insertadores (snubbers): Ubicadas en el conjunto viajero y se mueven con el mismo, estas sujetan la tubería y transmiten fuerza para levantarla fuera del pozo o para forzarla hacia abajo.
- Cuñas estacionarias: Están sujetas a la base del gato, con ellas se sujeta la tubería cuando las cuñas viajeras no están enganchadas, la unidad típica tiene dos juegos opuestos de cuñas estacionarias, uno para inserción (para prevenir que la tubería viaje hacia arriba en la posición de tubería liviana) y una en posición de tubería pesada (para evitar que la tubería viaje hacia abajo).
- Mesa rotaria: Está conectada al conjunto viajero y le da a la unidad de inserción la capacidad de efectuar tareas de perforación y fresado.
- Llaves hidráulicas: Se usan para enroscar y desconectar conexiones en tuberías de diámetros mayores, están instaladas en la canasta de trabajo.
- Canasta de trabajo o canasta viajera: Está ubicada encima de los gatos hidráulicos y es la plataforma de trabajo de la unidad de inserción.
- Contrapesos: Están acoplados con una guía telescópico y se controlan desde la canasta de trabajo, su función es la de elevar o bajar la tubería a la canasta o hasta donde se encuentren los ayudantes a nivel del suelo.
- Mangueras hidráulicas: Contienen y transportan fluido hidráulico a presión y permite que todas las líneas y accesorios de la unidad de gatos reciban la máxima presión hidráulica.

- Otros componentes de la unidad de *snubbing* son: Bombas, Manguera Kelly, cabezal giratorio de circulación, columna de preventoras, unidad motriz y el panel del control. En la Figura 112 se muestran algunos de los anteriores componentes. ¹⁰⁸

Figura 112. Componentes de la unidad de *Snubbing*



Fuente: Well Control School. Inserción de tubería contra presión (*Snubbing*). Arriba p.7. Abajo p.8.
[Adaptado por los autores]

¹⁰⁸ WELL CONTROL SCHOOL. Inserción de tubería contra presión (*Snubbing*). Op. cit., p. 1-11.

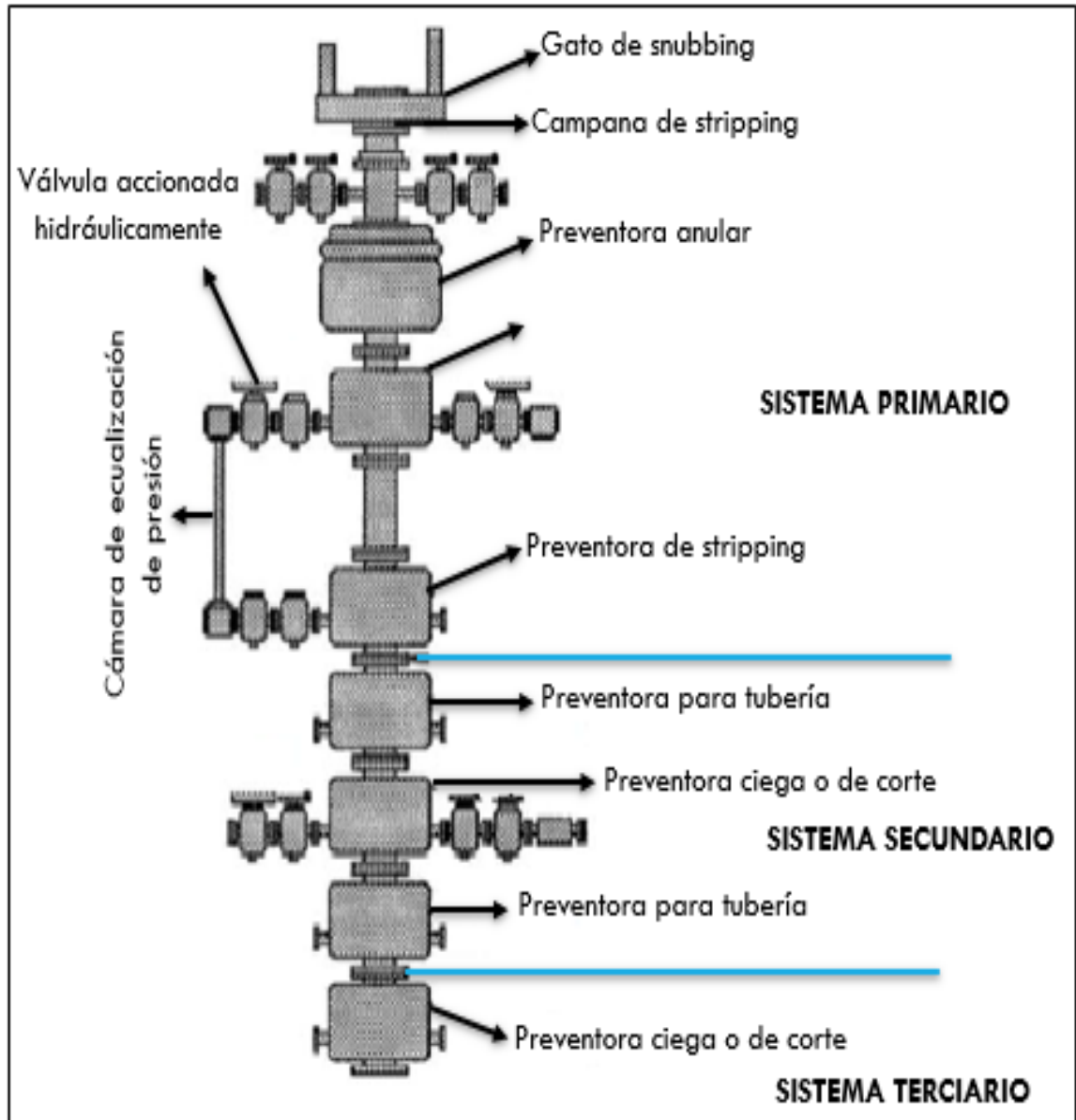
- **Componentes de la sarta de trabajo:** La sarta de trabajo que se usa para las operaciones de *snubbing* es comparable con la que se usa en las operaciones de perforación o *workover* convencionales, estas unidades pueden manejar tubería desde los 3/4 de pulgada hasta las 10 3/4 pulgadas. Por lo general el trabajo en pozos vivos requiere de inspección adicional y el uso de tubería grado premium. Algunas herramientas necesarias para prevenir un reventón a través de la sarta son:
 - *Válvula de seguridad para tubería de perforación (Kelly Cock):* Esta es una válvula de bola que se instala en el extremo de la Kelly, la posición de esta determina si se denomina válvula inferior o superior, esta sirve como medio para cerrar la sarta de tubería en caso de una fuga o ruptura en el swivel, el cuello de ganso o el stand pipe mientras se circula para eliminar el influjo.
 - *Válvula flotadora:* Es una válvula de contrapresión que permite bombear dentro del pozo, pero no permite el flujo del pozo hacia afuera por la tubería, protegiendo la sarta del contraflujo o de los reventones dentro de la tubería. Estas válvulas pueden ser de tipo resorte o de bisagra.
 - *Preventoras internas o inside BOP's:* Es similar a una válvula flotadora ya que permite bombear el fluido adentro del pozo solo que la misma presión del pozo las cierra automáticamente. Estas pueden ser de tipo dardo o de bombeo hacia abajo.
- **Componentes del sistema de control de pozos:** El control del pozo es un aspecto importante que se debe considerar en una operación de *snubbing*, el sistema de control usado es similar al que se usa en operaciones de *workover* o perforación convencionales. En las operaciones de *snubbing* no se contrarresta la presión con fluidos de control, sino que se realiza un manejo no convencional de las BOP's en superficie para trabajar con presión en el cabezal del pozo,

igualmente se añaden otros componentes en la sarta de trabajo con el fin de permitir que se lleve a cabo el trabajo efectivo en pozos vivos. El control de pozos en operaciones de snubbing se compone de tres sistemas:

- *Sistema primario:* Mientras se llevan a cabo operaciones de snubbing se controla el pozo a través del arreglo de stripping el cual se compone de un empaque, una preventora y algunas válvulas para el control del pozo dentro del pozo.
- *Sistema de control de pozos secundario:* Mantiene el control del pozo si se presenta una falla o durante el mantenimiento del sistema primario, el número de preventoras y su configuración varía de acuerdo a especificaciones industriales.
- *Sistema de control terciario o de respaldo:* Controla el pozo en caso de fallas o durante el mantenimiento del sistema primario o secundario, este respalda a los otros dos sistemas por medio de una preventora ciega o de corte. La Figura 113 muestra un esquema de un arreglo de preventoras para una operación en pozos vivos.¹⁰⁹

¹⁰⁹ EBRATTH SALGADO, Oscar A. Características operacionales y metodología de la perforación y completamiento de pozos con unidades de *snubbing*. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. 2012. p.41-45.

Figura 113. Arreglo típico de preventoras para pozos vivos



Fuente: EBRATTH SALGADO, Oscar A. Características operacionales y metodología de la perforación y completamiento de pozos con unidades de snubbing.p.44. [Adaptado por los autores]

3. DISEÑO DEL MATERIAL Y ACTIVIDADES DEL CURSO



Una parte fundamental en el desarrollo del presente trabajo de investigación es elaborar una propuesta para el desarrollo de la asignatura Completamiento de Pozos, el resultado final depende en gran manera del material que se encuentre disponible para consulta así como de las actividades a desarrollar a lo largo del curso.

Con base en los dos primeros capítulos se definió trabajar en seis (6) unidades principales en las cuales los estudiantes deben adquirir diferentes competencias basadas en los subtemas de cada unidad, para poder lograr esto los educandos dispondrán de diversos tipos de materiales de consulta como presentaciones, documentos de texto, videos, hojas de cálculo y talleres que estarán disponibles en la plataforma Moodle; así mismo se plantea una serie de actividades que fortalecen su proceso de aprendizaje y en las cuales tendrán la oportunidad de desarrollar conocimiento, compartir ideas y aclarar dudas.

Por medio de la interacción en el aula virtual el educador no solo creará un espacio de comunicación y confianza con el estudiante sino que también podrá evaluar los conocimientos impartidos durante el curso viendo reflejado el apoyo que brindan las TIC en los procesos de enseñanza y aprendizaje.

A continuación se presentan seis formatos para el diseño de experiencias en línea en los cuales se plantean las competencias a desarrollar o logros que deben alcanzar los estudiantes, se describen los recursos y actividades que se suministrarán a estos para llevar con éxito el desarrollo del curso y así mismo alcanzar los logros propuestos, también se plantean ciertas actividades de compromiso con el curso que deben tener tanto el educando como el educador, esto con el fin de adquirir responsabilidad y orden permitiendo alcanzar los temas contemplados en el contenido de esta asignatura.

Tabla 9. Formato para el diseño de experiencias en línea

 	Formato para el Diseño de Experiencias en línea Facultad de Ingenierías Físico- Químicas Escuela de Ingeniería de Petróleos
Nombre de la asignatura:	COMPLETAMIENTO DE POZOS
URL aula virtual	http://tic.uis.edu.co/ava/

PROPÓSITO DE LA ASIGNATURA
<p>El propósito de esta asignatura es buscar que el estudiante desarrolle competencias sobre los procesos y operaciones de completamiento de pozos. Los temas a tratar comprenden: el diseño, la operación y evaluación de las diferentes actividades necesarias para estabilizar la perforación efectuada y entregar el pozo al área de producción, las diversas operaciones de estimulación que se efectúan para mejorar la productividad de los pozos y las operaciones de reacondicionamiento más comúnmente realizadas luego de completar el pozo.</p>

3.1 UNIDAD 1 – INTRODUCCIÓN AL COMPLETAMIENTO DE POZOS

Tabla 10. Formato para el diseño de experiencias en línea; Unidad 1

Unidad o Tema	UNIDAD 1 – INTRODUCCIÓN AL COMPLETAMIENTO DE POZOS
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Comprende los conceptos fundamentales de la ingeniería de completamiento y servicio a pozos. ✓ Identifica los componentes del sistema de producción de petróleo. ✓ Define con claridad los factores que influyen en el diseño del completamiento de pozos. ✓ Entiende el concepto de capacidad de flujo de un pozo. ✓ Describe las distintas configuraciones del completamiento de pozos.

Tabla 10. (Continuación)

Recursos (Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del recurso		Tipo (video, documento, animación...)	
Archivo PDF "CONTENIDO DE LA ASIGNATURA"		Documento	
Presentación PPT y PDF "PRESENTACIÓN UNIDAD 1"		Documento	
Archivo PDF "GUÍA UNIDAD 1"		Documento	
Archivo PDF "TALLER EN CLASE UNIDAD 1"		Documento	
Video de cuatro partes "VIDEO OVERVIEW WELL COMPLETION"		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 cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Escritura de textos	Elaboración de un resumen del video "Overview Well Completion", este será mínimo de 2 páginas y máximo 4. 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 puntualidad de entrega del resumen, este debe ser elaborado a mano (no se aceptan hechos a computador) y escaneado para luego ser cargado a Aula virtual a la hora y día estipulado (al finalizar la Unidad 1.

Tabla 10. (Continuación)

Estrategias	Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Lectura y comprensión	En esta actividad se llevará a cabo el desarrollo del “TALLER EN CLASE UNIDAD 1”, el cual se realizará en grupos de 2 personas durante la clase, por tanto los estudiantes de cada grupo deben llevar las ayudas necesarias para llevarlo a cabo. Está basado en los recursos PDF Y PPT de esta unidad.	Taller en clase – “Unidad 1”	Con esta actividad se evaluarán los conceptos, tipos y factores involucrados en el completamiento de un pozo. 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 de esta actividad será de cinco punto cero (5.0). Para el buen desarrollo de esta actividad debe plantearse el préstamo de una sala de cómputo con acceso a internet.
Comprensión, lógica y evaluación	En esta actividad se llevará a cabo el primer quiz teórico con el fin de evaluar los conceptos vistos durante el desarrollo de la Unidad 1. Esta actividad debe ser realizada antes de empezar la Unidad 2.	Quiz teórico – “Unidad 1”	Esta actividad se llevará a cabo por medio del uso del Aula Virtual, el quiz constará de 10 preguntas teóricas de selección múltiple, el tiempo disponible para llevarlo a cabo será de media hora.
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Subir a la herramienta virtual las presentaciones, artículos, videos, lecturas, bibliografía y demás recursos necesarios.		Consultar, leer y analizar los recursos y/o el material propuesto por el docente.	
Estar en constante comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se despejen dudas acerca de los temas y actividades de la asignatura.		Participar de estas actividades de una manera activa y constante no solo en el aula sino también usando la herramienta virtual, con el fin de retroalimentarse, aportar e involucrarse en el desarrollo de la asignatura.	

Tabla 10. (Continuación)

Actividades del profesor	Actividades de los estudiantes
Por medio de MOODLE se darán a conocer las actividades propuestas por el docente las cuales deben contener los objetivos o competencias a alcanzar, las fechas de entrega, el tipo de calificación y demás condiciones que el docente crea conveniente, para así lograr el propósito de la materia.	Desarrollar las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas para alcanzar cada objetivo planteando, así mismo respetar las fechas límite de entrega de las actividades para evitar contratiempos y bajas calificaciones.
Entregar a tiempo las calificaciones de cada actividad realizada y propiciar un espacio para aclarar inquietudes.	Revisar las calificaciones y aprovechar el espacio que da el docente para aclarar las dudas acerca de la nota obtenida, evitando así malos entendidos.

3.2 UNIDAD 2 – OPERACIONES DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN

Tabla 11. Formato para el diseño de experiencias en línea; Unidad 2

Unidad o Tema	UNIDAD 2 – OPERACIONES DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN	
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Conoce las operaciones de revestimiento y cementación realizadas durante la perforación de pozos. ✓ Comprende el objetivo de la aplicación de los distintos registros en hueco abierto. ✓ Comprende el uso, el objetivo principal y la aplicación de las operaciones de cementación. ✓ Conoce los métodos usados para realizar la evaluación de la calidad de la cementación de un pozo. ✓ Describe los tipos de cementaciones correctivas o remediales. 	
Recursos (Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)		
	Nombre del recurso	Tipo (video, documento, animación...)
	Presentación PPT y PDF "PRESENTACIÓN UNIDAD 2"	Documento
	Archivo PDF "GUÍA UNIDAD 2"	Documento
	Archivo Excel "HOJA DE CÁLCULO CEMENTACIÓN"	Documento
	Archivo PDF – "TALLER EN CLASE UNIDAD 2"	Documento
	Archivo PDF – "CAPITULO 12 Y 13 WELL CEMENTING - ERIK. B. NELSON"	Documento
	Video "VIDEO CEMENTACIÓN DE POZOS"	Video

Tabla 11. (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 cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Escritura de textos y evaluación	Elaboración de un resumen máximo de 5 páginas y mínimo de 3 del capítulo 12 y 13 del libro Well Cementing del autor Erick. B. Nelson. Esta actividad se realizará en grupos de 2 personas.	Actividad en casa – Resumen Libro Well Cementing (Cap. 12 y 13).	La nota máxima de esta actividad será de cinco punto cero (5.0). El resumen debe ser elaborado a mano para luego ser escaneado y subido al Aula Virtual a la hora y día estipulado, igualmente se evaluará por medio de un quiz teórico hecho en clase, el cual será individual, el quiz solo podrá ser presentado por los estudiantes que hayan subido el resumen al Aula Virtual. El resumen tendrá un valor del 40% de la nota total de esta actividad y el quiz el 60% restante.
Comprensión y ejercicios de aplicación	En esta actividad se llevará a cabo el desarrollo del “TALLER EN CLASE UNIDAD 2” de forma individual, el cual estará compuesto por preguntas abiertas y ejercicios de aplicación. La realización de este taller se basa en la comprensión de lectura del material PDF y PPT, al igual que en el uso de la hoja de cálculo-Excel de dicha unidad. El estudiante deberá llevar la ayuda necesaria para desarrollarlo.	Taller en clase – “Unidad 2”	Con esta actividad se evaluarán los conceptos, actividades y cálculos involucrados en las operaciones de revestimiento y cementación de pozos. El tiempo máximo para su entrega 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), en caso de no cumplir con el tiempo ni las condiciones estipuladas, no habrá posibilidad de presentarlo más adelante.

Tabla 11. (Continuación)

Estrategias	Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Comprensión, lógica y evaluación	En esta actividad se evaluarán los conceptos vistos durante el desarrollo de la Unidad 2. Esta actividad debe ser realizada antes de empezar la Unidad 3.	Quiz teórico – “Unidad 2”	Esta actividad se llevará a cabo por medio del uso del Aula Virtual, el quiz constará de 10 preguntas teóricas de selección múltiple, el tiempo disponible para llevarlo a cabo será de media hora. Cada pregunta tendrá un valor de cero punto cinco (0.5) para una nota máxima de cinco punto cero (5.0).
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Subir a la herramienta virtual las presentaciones, artículos, videos, lecturas, bibliografía y demás recursos necesarios.		Consultar, leer y analizar los recursos y/o el material propuesto por el docente.	
Estar en constante comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se despejen dudas acerca de los temas y actividades de la asignatura.		Participar de estas actividades de una manera activa y constante no solo en el aula sino también usando la herramienta virtual, con el fin de retroalimentarse, aportar e involucrarse en el desarrollo de la asignatura.	
Por medio de MOODLE se darán a conocer las actividades propuestas por el docente las cuales deben contener los objetivos o competencias a alcanzar, las fechas de entrega, el tipo de calificación y demás condiciones que el docente crea conveniente, para así lograr el propósito de la materia.		Desarrollar las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas para alcanzar cada objetivo planteando, así mismo respetar las fechas límite de entrega de las actividades para evitar contratiempos y bajas calificaciones.	
Entregar a tiempo las calificaciones de cada actividad realizada y propiciar un espacio para aclarar inquietudes.		Revisar las calificaciones y aprovechar el espacio que da el docente para aclarar las dudas acerca de la nota obtenida, evitando así malos entendidos.	

3.3 UNIDAD 3 – OPERACIONES DE REGISTRO Y CAÑONEO

Tabla 12. Formato para el diseño de experiencias en línea; Unidad 3

Unidad o Tema	UNIDAD 3 – OPERACIONES DE REGISTRO Y CAÑONEO		
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Describe los parámetros que afectan la productividad del pozo. ✓ Comprende el objetivo de la aplicación de los distintos registros en hueco entubado. ✓ Conoce la aplicación e importancia de la operación de cañoneo. ✓ Identifica los diferentes tipos de cañones y cargas. ✓ Describe las distintas operaciones y técnicas de cañoneo. 		
Recursos (Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del recurso		Tipo (video, documento, animación...)	
Presentación PPT y PDF “PRESENTACIÓN UNIDAD 3”		Documento	
Archivo PDF “GUÍA UNIDAD 3”		Documento	
Archivo PDF “TALLER EN CLASE UNIDAD 3”		Documento	
Video “Well Logging”		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 cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Lectura, escritura y evaluación	Se llevará a cabo la lectura del artículo de la revista Oilfield Review Vol. 12 No. 2 (Verano de 2000) de Schlumberger, llamado “ <i>Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad</i> ” y se realizará un resumen máximo de 5 páginas. Esta actividad es individual.	Actividad en casa – Resumen artículo	La nota máxima de esta actividad será de cinco punto cero (5.0). El resumen debe ser elaborado a mano y luego ser escaneado para subirlo al Aula Virtual a la hora y día estipulado.

Tabla 12. (Continuación)

Estrategias	Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Comprensión de lectura	En esta actividad se llevará a cabo el desarrollo del “TALLER EN CLASE UNIDAD 3” de forma individual, el cual estará compuesto por preguntas abiertas. La realización de este taller se basa en la comprensión de lectura del material PDF y PPT. El estudiante deberá llevar la ayuda necesaria para desarrollarlo.	Taller en clase – “Unidad 3”	Con esta actividad se evaluarán los conceptos y operaciones involucradas para la toma de registros y cañoneo de pozos. 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 de esta actividad será de cinco punto cero (5.0). Para el buen desarrollo de esta actividad debe plantearse el préstamo de una sala de cómputo con acceso a internet.
Evidencias y creatividad	Elaboración de mapas conceptuales, artículos, tablas, figuras y demás recursos creativos donde se muestre de una manera ordenada y explícita los temas vistos en la Unidad 1 a la Unidad 3. Esta actividad se anexará a un portafolio el cual deberá ser presentado antes de iniciar la Unidad 4. Se basará en las presentaciones PDF y PPT de dichas unidades, al igual que en la bibliografía suministrada y lo visto en clase.	Actividad en casa- Portafolio de evidencias 1	En esta actividad se evaluará la creatividad y puntualidad de entrega. La nota máxima de esta actividad será de cinco (5.0), si se presentan evidencias iguales, la nota será de cero (0.0) para los estudiantes involucrados. Además para que el portafolio tenga veracidad, este deberá subirse en un archivo PDF o PPT (pueden ser fotografías donde se especifiquen en orden las actividades) al Aula Virtual a la hora y día acordado.

Tabla 12. (Continuación)

Estrategias	Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Comprensión, lógica y evaluación	En esta actividad se evaluarán los conceptos vistos durante el desarrollo de la Unidad 3. Esta actividad debe ser realizada antes de empezar la Unidad 4.	Quiz teórico – “Unidad 3”	Esta actividad se llevará a cabo por medio del uso del Aula Virtual, el quiz constará de 10 preguntas teóricas de selección múltiple, el tiempo disponible para llevarlo a cabo será de media hora. Cada pregunta tendrá un valor de cero punto cinco (0.5) para una nota máxima de cinco punto cero (5.0).
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Subir a la herramienta virtual las presentaciones, artículos, videos, lecturas, bibliografía y demás recursos necesarios.		Consultar, leer y analizar los recursos y/o el material propuesto por el docente.	
Estar en constante comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se despejen dudas acerca de los temas y actividades de la asignatura.		Participar de estas actividades de una manera activa y constante no solo en el aula sino también usando la herramienta virtual, con el fin de retroalimentarse, aportar e involucrarse en el desarrollo de la asignatura.	
Por medio de MOODLE se darán a conocer las actividades propuestas por el docente las cuales deben contener los objetivos o competencias a alcanzar, las fechas de entrega, el tipo de calificación y demás condiciones que el docente crea conveniente, para así lograr el propósito de la materia.		Desarrollar las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas para alcanzar cada objetivo planteando, así mismo respetar las fechas límite de entrega de las actividades para evitar contratiempos y bajas calificaciones.	
Entregar a tiempo las calificaciones de cada actividad realizada y propiciar un espacio para aclarar inquietudes.		Revisar las calificaciones y aprovechar el espacio que da el docente para aclarar las dudas acerca de la nota obtenida, evitando así malos entendidos.	

3.4 UNIDAD 4 – OPERACIÓN DEL POZO EN FLUJO NATURAL

Tabla 13. Formato para el diseño de experiencias en línea; Unidad 4

Unidad o Tema	UNIDAD 4 – OPERACIÓN DEL POZO EN FLUJO NATURAL		
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Conoce las configuraciones y equipos de producción del pozo. ✓ Describe el uso y tipos de cabezales de pozo. ✓ Describe las características de las sartas de producción. ✓ Identifica los equipos de fondo y superficie usados en un pozo. ✓ Comprende las diferentes operaciones de pozo. 		
Recursos (Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del recurso		Tipo (video, documento, animación...)	
Presentación PPT y PDF "PRESENTACIÓN UNIDAD 4"		Documento	
Archivo PDF "GUÍA UNIDAD 4"		Documento	
Archivo PDF "TALLER EN CASA UNIDAD 4"		Documento	
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 cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Comprensión y aplicación de conceptos	En esta actividad se planteará el desarrollo del "TALLER EN CASA UNIDAD 4" el cual estará basado en los archivos PDF y PPT de esta unidad; el estudiante tendrá la facilidad de desarrollarlo en casa.	Actividad en casa – Taller "Unidad 4"	Esta actividad estará disponible a partir del día y hora establecido por el docente y tendrá un tiempo límite para subir el desarrollo al Aula Virtual en un archivo PDF, su nota máxima será de cinco punto cero (5.0). Nota: no habrá otra fecha de entrega distinta a la estipulada por el docente

Tabla 13. (Continuación)

Estrategias	Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Comprensión, lógica y evaluación	En esta actividad se evaluarán los conceptos vistos durante el desarrollo de la Unidad 4. Esta actividad debe ser realizada antes de empezar la Unidad 5.	Quiz teórico – “Unidad 4”	Esta actividad se llevará a cabo por medio del uso del Aula Virtual, el quiz constará de 10 preguntas teóricas de selección múltiple, el tiempo disponible para llevarlo a cabo será de media hora. Cada pregunta tendrá un valor de cero punto cinco (0.5) para una nota máxima de cinco punto cero (5.0).
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Subir a la herramienta virtual las presentaciones, artículos, videos, lecturas, bibliografía y demás recursos necesarios.		Consultar, leer y analizar los recursos y/o el material propuesto por el docente.	
Estar en constante comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se despejen dudas acerca de los temas y actividades de la asignatura.		Participar de estas actividades de una manera activa y constante no solo en el aula sino también usando la herramienta virtual, con el fin de retroalimentarse, aportar e involucrarse en el desarrollo de la asignatura.	
Por medio de MOODLE se darán a conocer las actividades propuestas por el docente las cuales deben contener los objetivos o competencias a alcanzar, las fechas de entrega, el tipo de calificación y demás condiciones que el docente crea conveniente, para así lograr el propósito de la materia.		Desarrollar las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas para alcanzar cada objetivo planteando, así mismo respetar las fechas límite de entrega de las actividades para evitar contratiempos y bajas calificaciones.	
Entregar a tiempo las calificaciones de cada actividad realizada y propiciar un espacio para aclarar inquietudes.		Revisar las calificaciones y aprovechar el espacio que da el docente para aclarar las dudas acerca de la nota obtenida, evitando así malos entendidos.	

3.5 UNIDAD 5 – OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN DE POZOS

Tabla 14. Formato para el diseño de experiencias en línea; Unidad 5

Unidad o Tema	UNIDAD 5 – OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN DE POZOS		
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Conoce los parámetros que afectan la pérdida de productividad de los pozos petroleros. ✓ Describe la operación de fracturamiento hidráulico. ✓ Conoce el objetivo por el cual se lleva a cabo una acidificación en un pozo. ✓ Comprende la técnica de fracturamiento ácido. ✓ Conoce las técnicas de control de arena. ✓ Describe otro tipo de estimulaciones. 		
Recursos (Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del recurso		Tipo (video, documento, animación...)	
Presentación PPT y PDF “PRESENTACIÓN UNIDAD 5”		Documento	
Archivo PDF “GUÍA UNIDAD 5”		Documento	
Archivo PDF “TALLER EN CLASE UNIDAD 5”		Documento	
Video “FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO VIDEO EXPLICATIVO”		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 cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Comprensión, lógica y evaluación	En esta actividad se evaluarán los conceptos vistos durante el desarrollo de la Unidad 5. Esta actividad debe ser realizada antes de empezar la Unidad 6.	Quiz teórico – “Unidad 5”	Esta actividad se llevará a cabo por medio del uso del Aula Virtual, el quiz constará de 10 preguntas teóricas de selección múltiple, el tiempo disponible para llevarlo a cabo será de media hora.

Tabla 14. (Continuación)

Estrategias	Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Comprensión de lectura	En esta actividad se llevará a cabo el desarrollo del “TALLER EN CLASE UNIDAD 5” de forma grupal, los grupos estarán conformados de 3 estudiantes máximo y mínimo de 2. Este estará compuesto por preguntas abiertas. La realización de este taller se basa en la comprensión de lectura del material PDF, PPT y lo visto en clase. Los estudiantes deberán llevar la ayuda que crean necesaria para el desarrollarlo de este.	Taller en clase – “Unidad 5”	Con esta actividad se evaluarán los conceptos, técnicas u operaciones que se llevan a cabo en la estimulación de un pozo. 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 de esta actividad será de cinco punto cero (5.0), en caso de no cumplir con el tiempo ni las condiciones estipuladas la nota será de cero punto cero (0.0). Para el buen desarrollo de esta actividad debe plantearse el préstamo de una sala de cómputo con acceso a internet.
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Subir a la herramienta virtual las presentaciones, artículos, videos, lecturas, bibliografía y demás recursos necesarios.		Consultar, leer y analizar los recursos y/o el material propuesto por el docente.	
Estar en constante comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se despejen dudas acerca de los temas y actividades de la asignatura.		Participar de estas actividades de una manera activa y constante no solo en el aula sino también usando la herramienta virtual, con el fin de retroalimentarse, aportar e involucrarse en el desarrollo de la asignatura.	
Entregar a tiempo las calificaciones de cada actividad realizada y propiciar un espacio para aclarar inquietudes.		Revisar las calificaciones y aprovechar el espacio que da el docente para aclarar las dudas acerca de la nota obtenida, evitando así malos entendidos.	

Tabla 14. (Continuación)

Actividades del profesor	Actividades de los estudiantes
<p>Por medio de MOODLE se darán a conocer las actividades propuestas por el docente las cuales deben contener los objetivos o competencias a alcanzar, las fechas de entrega, el tipo de calificación y demás condiciones que el docente crea conveniente, para así lograr el propósito de la materia.</p>	<p>Desarrollar las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas para alcanzar cada objetivo planteando, así mismo respetar las fechas límite de entrega de las actividades para evitar contratiempos y bajas calificaciones.</p>

3.6 UNIDAD 6 – OPERACIONES DE SERVICIO A POZOS Y WORKOVER

Tabla 15. Formato para el diseño de experiencias en línea; Unidad 6

Unidad o Tema	UNIDAD 6 – OPERACIONES DE SERVICIO A POZOS Y <i>WORKOVER</i>	
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Identifica las operaciones de medición. ✓ Comprende las operaciones de mantenimiento. ✓ Describe las operaciones de <i>workover</i>. ✓ Conoce las operaciones de <i>wireline</i> y <i>slickline</i>. ✓ Describe las operaciones de <i>coiled tubing</i> y <i>snubbing</i>. 	
Recursos (Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)		
Nombre del recurso	Tipo (video, documento, animación...)	
Presentación PPT y PDF “PRESENTACIÓN UNIDAD 6”	Documento	
Archivo PDF “GUÍA UNIDAD 6”	Documento	
Archivo PDF “TALLER EN CASA UNIDAD 6”	Documento	
Video “VIDEO PESCA EN PERFORACIÓN”	Video	

Tabla 15. (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 cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
<p>Mapa conceptual</p>	<p>Elaboración de un mapa conceptual del video “Pesca en perforación”, donde se muestren los tipos de herramientas de pesca y se describa brevemente el funcionamiento de cada una de ellas. Esta actividad es individual.</p>	<p>Actividad en casa – Mapa conceptual del video</p>	<p>La nota máxima de esta actividad será de cinco punto cero (5.0), se tendrá en cuenta la coherencia y puntualidad de entrega. Este debe ser elaborado a mano y escaneado, debe subirse en un archivo PDF o PPT para luego ser cargado al Aula Virtual a la hora y día estipulado. Se evaluará por medio de un quiz en clase, la nota del mapa conceptual equivale al 30% de la nota total de esta actividad y el 70% restante es la nota del quiz.</p>
<p>Comprensión y evaluación</p>	<p>En esta actividad se planteará el desarrollo del “TALLER EN CASA UNIDAD 6” el cual estará basado en los archivos PDF y PPT de esta unidad; el estudiante tendrá la facilidad de desarrollarlo en casa.</p>	<p>Actividad en casa – Taller “Unidad 6”</p>	<p>Esta actividad estará disponible a partir del día y hora establecido por el docente y tendrá un tiempo límite para subir el desarrollo al Aula Virtual en un archivo PDF, su nota máxima será de cinco punto cero (5.0). Igualmente esta actividad se evaluará por medio de un quiz individual hecho en clase. El taller tendrá un valor del 50% de la nota total de esta actividad y el quiz el 50% restante.</p>

Tabla 15. (Continuación)

Estrategias	Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Evidencias y creatividad	Elaboración de mapas conceptuales, artículos, tablas, figuras y demás recursos creativos donde se muestre de una manera ordenada y explícita los temas vistos en la Unidad 4 a la Unidad 6. Esta actividad se anexará a un portafolio el cual deberá ser presentado al finalizar la Unidad 6. Se basará en las presentaciones PDF y PPT de dichas unidades, al igual que en la bibliografía suministrada y lo visto en clase.	Actividad en casa- Portafolio de evidencias 2	En esta actividad se evaluará la creatividad y puntualidad de entrega. La nota máxima de esta actividad será de cinco (5.0), si se presentan evidencias iguales la nota será de cero (0.0) para los estudiantes involucrados. Además para que el portafolio tenga veracidad, este deberá subirse en un archivo PDF o PPT (pueden ser fotografías donde se especifiquen en orden las actividades) al Aula Virtual a la hora y día acordado.
Comprensión, lógica y evaluación	En esta actividad se evaluarán los conceptos vistos durante el desarrollo de la Unidad 6, esta se llevará a cabo después de terminar el contenido de la unidad.	Quiz teórico – “Unidad 6”	Esta actividad se llevará a cabo por medio del uso del Aula Virtual, el quiz constará de 10 preguntas teóricas de selección múltiple, el tiempo disponible para llevarlo a cabo será de media hora. Cada pregunta tendrá un valor de cero punto cinco (0.5) para una nota máxima de cinco punto cero (5.0).
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Subir a la herramienta virtual las presentaciones, artículos, videos, lecturas, bibliografía y demás recursos necesarios.		Consultar, leer y analizar los recursos y/o el material propuesto por el docente.	

Tabla 15. (Continuación)

Compromisos de los participantes	
Actividades del profesor	Actividades de los estudiantes
Estar en constante comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se despejen dudas acerca de los temas y actividades de la asignatura.	Participar de estas actividades de una manera activa y constante no solo en el aula sino también usando la herramienta virtual, con el fin de retroalimentarse, aportar e involucrarse en el desarrollo de la asignatura.
Por medio de MOODLE se darán a conocer las actividades propuestas por el docente las cuales deben contener los objetivos o competencias a alcanzar, las fechas de entrega, el tipo de calificación y demás condiciones que el docente crea conveniente, para así lograr el propósito de la materia.	Desarrollar las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas para alcanzar cada objetivo planteando, así mismo respetar las fechas límite de entrega de las actividades para evitar contratiempos y bajas calificaciones.
Entregar a tiempo las calificaciones de cada actividad realizada y propiciar un espacio para aclarar inquietudes.	Revisar las calificaciones y aprovechar el espacio que da el docente para aclarar las dudas acerca de la nota obtenida, evitando así malos entendidos.

3.7 DISEÑO DEL MATERIAL DE APOYO

Después de plantear las competencias o logros a alcanzar por parte del estudiante y las actividades que se llevarán a cabo durante el desarrollo del curso, se procedió a diseñar los recursos o el material de apoyo para cada unidad contemplada en esta asignatura, donde se diseñaron presentaciones PPT, ejercicios, talleres y guías, para luego dar paso a la implementación del material diseñado y actividades propuestas en la plataforma Moodle. A continuación se presentan algunas imágenes de las portadas usadas para los diferentes documentos que contemplan la presentación de las seis unidades a desarrollarse durante el curso y las temáticas de cada una de ellas:

Figura 114. Portada Unidad 1



Figura 115. Contenido Unidad 1



Figura 116. Portada Unidad 2



Figura 117. Contenido Unidad 2



Figura 118. Portada Unidad 3



Figura 119. Contenido Unidad 3



Figura 120. Portada Unidad 4



Figura 121. Contenido Unidad 4



Figura 122. Portada Unidad 5



Figura 123. Contenido Unidad 5



Figura 124. Portada Unidad 6



Figura 125. Contenido Unidad 6



Dentro de las actividades propuestas para cada unidad, se incluyen quices, talleres, portafolios, mapas conceptuales y resúmenes que son basados en las presentaciones, guías, libros, videos y demás materias de apoyo, a continuación se presentan algunas imágenes de los archivos diseñados para implementar en el aula virtual.

Figura 126. Ejemplo de las presentaciones diseñadas.

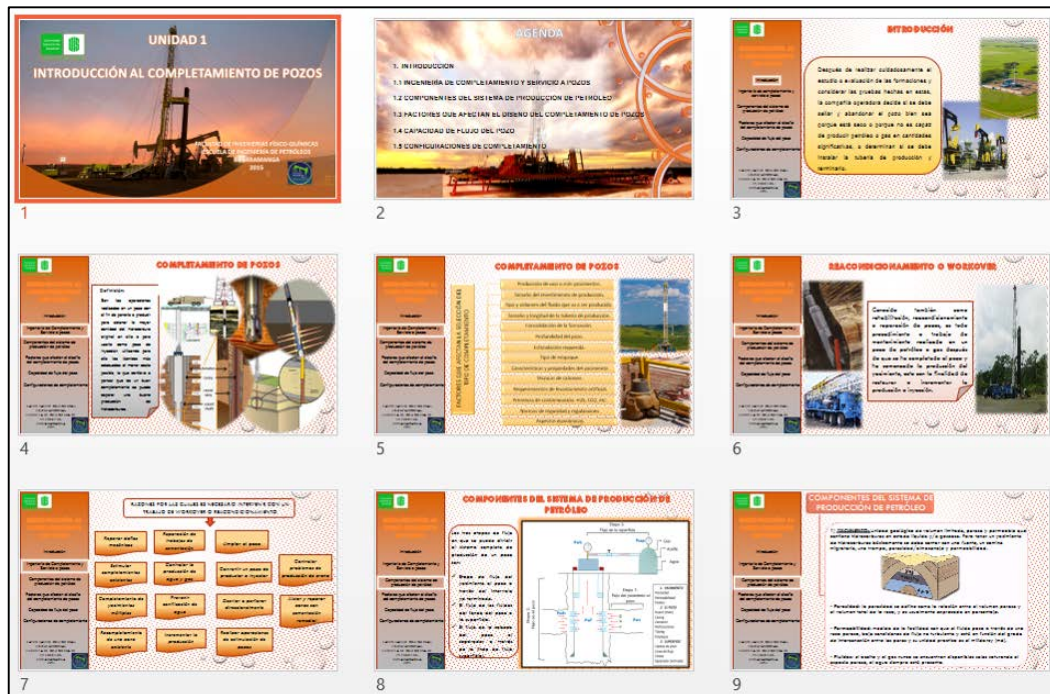


Figura 127. Ejemplo de las guías diseñadas.

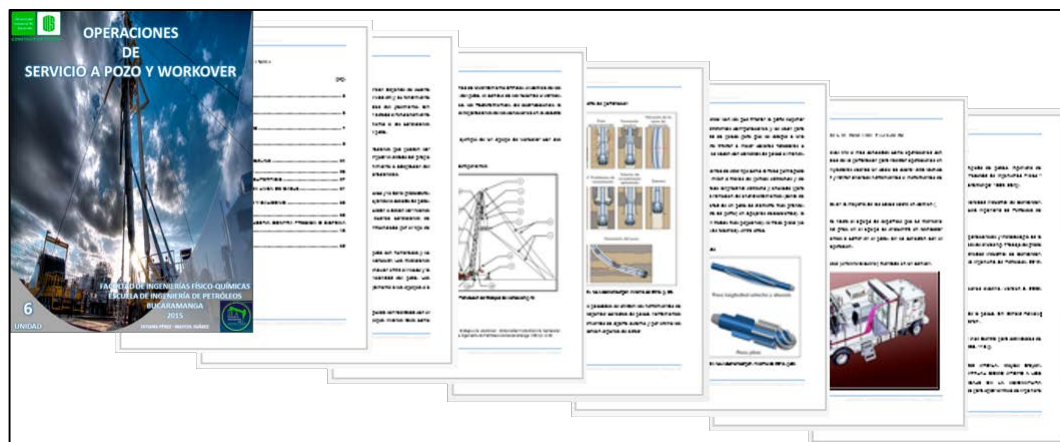


Figura 128. Ejemplo de los quices diseñados.

The figure shows three overlapping screenshots of a quiz interface. The main content is a quiz titled 'UNIDAD 1 INTRODUCCIÓN AL COMPLETAMIENTO DE POZOS'. The questions are as follows:

- 1. ¿Después de realizar un estudio a la formación o yacimiento pueden tomar las compañías operadoras finalizada la perforación?
 - a. Adelantar el pozo
 - b. Realizar un tratamiento hidráulico
 - c. **Terminar y llevar a cabo la producción**
 - d. Reafirmar
 - e. Todas son correctas
- 2. ¿Porque se abandona un pozo?
 - a. No es posible realizar cañones
 - b. No se pueden realizar las operaciones de perforación
 - c. **No es capaz de producir cantidades significativas de petróleo o gas**
 - d. No permite realizar inyección de fluidos
 - e. Ninguna es correcta
- 3. ¿Cuáles son las operaciones más comunes del completamiento?
 - a. Coma de registros en hueco revestido
 - b. Instalación y cementación del revestimiento
 - c. **Completamiento**
 - d. **Trabajo de mantenimiento**
- 4. ¿Cuál es el principal objetivo del completamiento?
 - a. Dejar el pozo en condiciones de obtener la máx producción
 - b. Dejar el pozo en condiciones de obtener la m posible
 - c. **Dejar el pozo en condiciones de obtener la máx producción**
 - d. Dejar el pozo en condiciones de obtener la m posible
 - e. Ninguna es correcta
- 5. ¿Algunos factores que afectan la selección?
 - a. Producción de uno o más yacimientos, tipo y producción
 - b. Tamaño y longitud de la tubería de revestimiento
 - c. Consolidación de la formación y técnicas de café
 - d. A y c son correctas
 - e. **Todas son correctas**
- 6. ¿El workover también es conocido como?
 - a. Tubería flexible
 - b. **Reparación mecánica, reinstalación y reparación**
 - c. Reactivación del flujo
- 7. ¿A qué se le denomina workover?
 - a. **Trabajo de mantenimiento realizado en un pozo de petróleo en que se re-completan el pozo y se conectan al yacimiento**
 - b. Unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable hidrocarburos en estado líquido y gaseoso
 - c. Una sección armada de tubería de acero y configurada para pozo específico
 - d. Sistema de servicio perfora con fuerza motriz hidráulica, inyectar y recuperar una sarta continua de tubería
 - e. Ninguna es correcta
- 8. ¿Cuál es el factor que causa muchos fracasos en el servicio?
 - a. Permeabilidad
 - b. Grado de consolidación
 - c. **Diámetro**
 - d. Presión
 - e. Todas son correctas
- 9. ¿Las razones por las cuales es necesario realizar un trabajo son?
 - a. Reparar caños mecánicos, re-completamiento, estimulación, trabajos de cementación.
 - b. **Contribución de agua y limpieza del pozo**

At the bottom right, there is a diagram of a well system with numbered components (1-11) and a legend:

- 1. Puz
- 2. Puz
- 3. Puz
- 4. Puz
- 5. Puz
- 6. Etapa de flujo del yacimiento al pozo
- 7. Etapa de flujo en el pozo

Figura 129. Ejemplo de los talleres diseñados.

The figure shows three overlapping screenshots of a workshop interface. The main content is a workshop titled 'UNIDAD 1 TALLER EN CLASE'. The tasks are as follows:

- Con sus propias palabras, escriba brevemente que puzos.
- Cuál es el objetivo principal del Completamiento de puzos.
- Cuales son las operaciones más comunes del completamiento de pozos.
- Escriba cinco (5) factores que afectan la selección del Completamiento.
- El workover también es conocido como _____.
- Defina con sus propias palabras a que se le denomina workover.
- Escriba cinco (5) razones por las cuales se debe realizar una o workover.
- Explique el proceso de producción en un pozo de petróleo o gas cada una de sus partes.
- Realice un esquema del sistema de producción de un pozo y esc cada una de sus partes.
- Describa con sus propias palabras los siguientes términos:
 - Yacimiento:
 - Porosidad:
 - Permeabilidad:
 - Hidrocarburos:
 - Hueco o pozo:
 - Casing o Revestimiento:
 - Tubing:
 - Empaque:
 - Cabeza de pozo:
 - Línea de flujo:
 - Choke:
- Realice un cuadro sinóptico con cada uno de los factores que afectan el diseño del Completamiento de un pozo.
- Dibuje un esquema de un completamiento múltiple, explicando en que consiste y escriba sus principales ventajas y desventajas.
- Explique en que consiste el completamiento a hueco abierto y describa brevemente las diferentes configuraciones que se pueden presentar en este.


At the bottom right, there is a list of well completion terms:

- Separador:
- Cañoneo:
- Cementación:
- Producción:

Figura 130. Ejemplo de las actividades propuestas.

DIBEL Y FORTIANA HÍRDZ BARRERO – NAVICOL BRAYAN SUAREZ ARDILA


UNIDAD 1
ACTIVIDAD EN CASA – RESUMEN DEL VIDEO



Esta actividad consiste en la elaboración de un resumen "Completo", el cual se encuentra adjunto en los 4 resúmenes será mínimo de 2 páginas y máximo 4. Esta actividad se realizará en casa, la nota máxima de esta será de cinco en cuenta la coherencia, originalidad y puntualidad de ser elaborado a mano (no se aceptan hechos a con luego ser cargado al Aula Virtual a la hora y día estipulado al finalizar la Unidad 1.

DIBEL Y FORTIANA HÍRDZ BARRERO – NAVICOL BRAYAN SUAREZ ARDILA


UNIDAD 2
ACTIVIDAD EN CASA – RESUMEN LIBRO WELL CEMENTING - (CAPITULO 12 Y 13)



Esta actividad consiste en la elaboración de un resumen mínimo de 3 del capítulo 12 y 13 del libro Well Cement Esta actividad se realizará en grupos de 2 personas y La nota máxima de esta actividad será de cinco punto ser elaborado a mano para luego ser escaneado y su día estipulado, igualmente se evaluará por medio de un el cual será individual, el quiz solo podrá ser presenten hayan subido el resumen al Aula Virtual.
El resumen tendrá un valor del 40% de la nota total (60% restante.

DIBEL Y FORTIANA HÍRDZ BARRERO – NAVICOL BRAYAN SUAREZ ARDILA

UNIDAD 3




Esta actividad consiste en la elaboración de mapas con figuras y demás recursos creativos donde se muestre explícita los temas vistos en la Unidad 1 a la Unidad 3, un portafolio el cual deberá ser presentado antes de e en las presentaciones PDF y PPT de dichas unidades, suminizadas y lo visto en clase.

La actividad es de manera individual y se realizará en creatividad y puntualidad de entrega. La nota máxima cinco (5), si se presentan evidencias iguales, la nota de los estudiantes involucrados. Además para que el portafolio subirá en un archivo PDF o PPT (puede especificar en orden las actividades), al Aula Virtual a

DIBEL Y FORTIANA HÍRDZ BARRERO – NAVICOL BRAYAN SUAREZ ARDILA

UNIDAD 6
ACTIVIDAD EN CASA- MAPA CONCEPTUAL



Esta actividad consiste en la elaboración de un mapa conceptual del video "Pesca en perforación", donde se muestren los tipos de herramientas de pesca y se describa brevemente el funcionamiento de cada una de ellas. Esta actividad es individual. La nota máxima de esta actividad será de cinco punto cero (5,0), se tendrá en cuenta la coherencia y puntualidad de entrega. Este debe ser elaborado a mano y escaneado, debe subirse en un archivo PDF o PPT para luego ser cargado al Aula Virtual a la hora y día estipulado. Se evaluará por medio de un quiz en clase, la nota del mapa conceptual equivale al 30% de la nota total de esta actividad y el 70% restante es la nota del quiz.

4. IMPLEMENTACIÓN DEL CURSO EN EL AULA VIRTUAL

Para dar cumplimiento al último objetivo planteado de este trabajo de grado se llevó a cabo la implementación del aula virtual de aprendizaje Moodle, recurso ofrecido por la Universidad Industrial de Santander. En ella queda plasmada la investigación que se realizó de cada uno de los temas contemplados en el contenido de la asignatura Completamiento de Pozos, el diseño del material del curso como los recursos, actividades y evaluaciones que sirven como apoyo a los procesos de enseñanza y aprendizaje de dicha asignatura.

A continuación se presentan diferentes imágenes en las cuales se explica cómo se realiza el ingreso a la plataforma virtual desde la página web de la Universidad Industrial de Santander, así mismo se muestran otras imágenes tomadas desde el aula virtual del curso de Completamiento de Pozos diseñada por los autores de este trabajo de grado.

4.1 INGRESO AL AULA VIRTUAL DE COMPLETAMIENTO DE POZOS

Para poder ingresar al aula virtual del curso de Completamiento de Pozos, el usuario primero debe ingresar a la página web de la Universidad Industrial de Santander (<https://www.uis.edu.co/webUIS/es/index.jsp>), una vez esté allí debe localizarse en la parte superior derecha una sección llamada “*Recursos*” donde se encuentra una opción llamada “*Aula Virtual de Aprendizaje*” tal y como se muestra en la Figura 131; una vez el usuario haya accedido debe dirigirse a la parte derecha donde encontrará una sección llamada “*Entrar*”, allí se debe ingresar el nombre de usuario que en este caso corresponde al código del estudiante, y la contraseña que en este caso corresponde a la usada para acceder a los medios UIS, luego de ingresar dichos datos se selecciona el ícono “*Entrar*” situado debajo de la contraseña, de esta manera tendrá el acceso al aula virtual.

Figura 131. Ingreso al aula virtual de aprendizaje

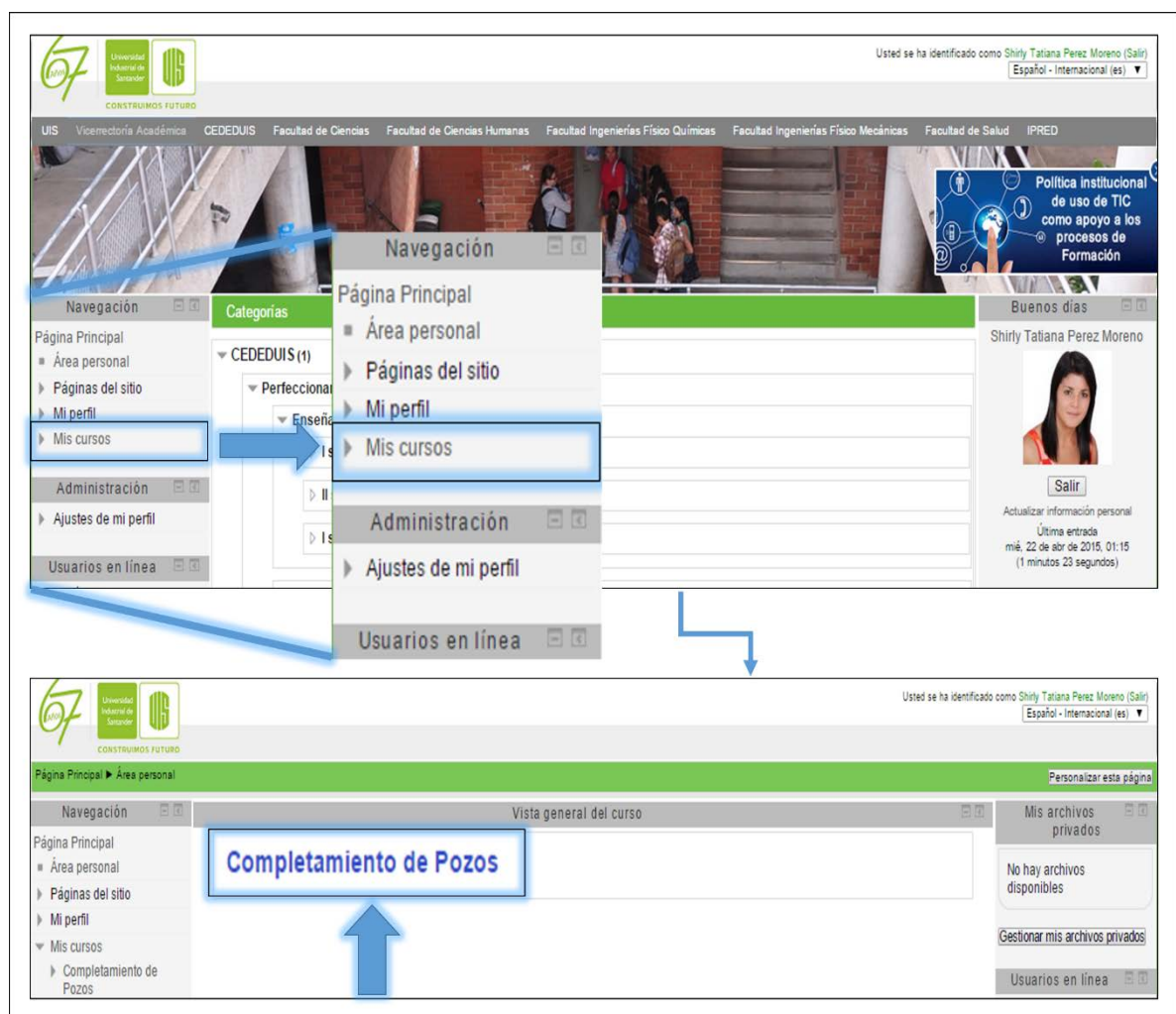
The top screenshot shows the main website of the Universidad Industrial de Santander. The date is Wednesday, April 22, 2015, and it was updated 15 hours ago. The navigation menu includes: Inicio, La UIS, Unidades Académicas, Programas Académicos, Investigación y Extensión, Profesores, Estudiantes, Gestión Administrativa, Eventos, and Emisoras. A 'Recursos' sidebar on the right lists: Comunicaciones Unificadas, Consulta correo antiguo, Correo @correo.uis.edu.co, Sistemas de Información, **Aula Virtual de Aprendizaje** (highlighted with a blue callout), Biblioteca, Acceso WiFi Outdoor, Publicaciones, and CENTIC. A blue arrow points from the highlighted link to the second screenshot.

The bottom screenshot shows the Moodle login page. The user is not logged in. The login form contains:
Nombre de usuario: 2094543
Contraseña: [masked]
Entrar
A blue callout box highlights the entire login form, and another blue callout box highlights the 'Entrar' button. The page also shows a navigation menu with various faculties and a calendar for April 2015.

4.2 INGRESO AL CURSO DE COMPLETAMIENTO DE POZOS

Una vez se hayan diligenciado los datos e ingresado al aula virtual se pueden observar los datos del usuario registrado al lado derecho de la ventana; al lado izquierdo se encuentra la sección “Navegación”, allí se debe dar clic en el recuadro “Mis Cursos” para ser llevado a una sección donde se debe escoger el curso al que se desea ingresar, en este caso Completamiento de Pozos (Figura 132).

Figura 132. Ingreso al Completamiento de Pozos



4.3 BIENVENIDA AL AULA VIRTUAL DE COMPLETAMIENTO DE POZOS

AL ingresar al curso de Completamiento de Pozos se puede observar la presentación de bienvenida al aula virtual de dicha asignatura, allí se encuentran los recursos, actividades, evaluaciones, bibliografía y demás contenido propuesto a desarrollar durante el periodo académico.

La plataforma brinda la oportunidad de estar en contacto continuo tanto con el docente como con los demás estudiantes, en esta pantalla de inicio o bienvenida se plantea un foro de discusión llamado “Noticias, Consultas y Sugerencias” en el cual se propone y se plantea un espacio para interactuar, debatir, proponer e informar; allí el educador puede comunicar cualquier información o tema de interés, así mismo los educandos pueden proponer actividades, hacer sugerencias o debatir algún tema de clase, de esta manera se busca hacer más incluyente el proceso de enseñanza y aprendizaje.

Figura 133. Bienvenida al aula virtual

The screenshot displays the virtual classroom interface for the course 'Completamiento de Pozos'. The main content area features a large banner with the text 'BIENVENIDOS AULA VIRTUAL COMPLETAMIENTO DE POZOS' and a background image of an oil rig. Below the banner, a quote by Mahatma Gandhi reads: 'Nuestra recompensa se encuentra en el esfuerzo y no en el resultado, un esfuerzo total es una victoria completa'. The interface includes a navigation menu on the left with options like 'Página Principal', 'Área personal', and 'Mis cursos'. On the right, there are sections for 'Últimas noticias', 'Buenas tardes', 'Mensajes', and 'Calendario'. The top right corner shows the user's name 'Shirly Tatiana Perez Moreno' and the language 'Español - internacional (es)'.

4.4 PRESENTACIÓN DE LAS UNIDADES EN EL AULA VIRTUAL


En la Figura 134 y Figura 135 se muestran las pantallas correspondientes a la Unidad 1 y a la Unidad 6, allí se puede observar la presentación de cada unidad junto con una breve descripción, la sección de recursos y las actividades propuestas.

Figura 134. Presentación Unidad 1 – aula virtual de Completamiento de Pozos


The screenshot displays a virtual classroom interface for 'UNIDAD 1 - INTRODUCCIÓN AL COMPLETAMIENTO DE POZOS'. On the left, a sidebar menu includes sections for 'Personas', 'Actividades', and 'Administración'. The main content area features a header with the unit title and a background image of an oil well. Below the header is a descriptive paragraph: 'En esta unidad se dará una introducción a la Ingeniería de Completamiento y Servicio a Pozos, donde se abarcarán temas como la descripción de los componentes del sistema de producción de petróleo, los factores que afectan el diseño del Completamiento de Pozos, la descripción del parámetro que se relaciona directamente con la parte económica como lo es la capacidad de flujo del pozo y se describen las diferentes configuraciones de Completamiento de Pozos mas usadas.' This is followed by a 'RECURSOS' section with an icon of books and a list of resources including PDF presentations and a video. The video section shows four thumbnails for 'Overview Chapter 8 Part 1 Well Completion' through 'Part 4 Well Completion'. A video player interface is visible below the thumbnails, showing a play button and a progress bar at 0:02 / 1:11. At the bottom, an 'ACTIVIDADES' section with a book icon lists 'RESUMEN DEL VIDEO OVERVIEW WELL COMPLETION - UNIDAD 1', 'TALLER EN CLASE - UNIDAD 1', and 'QUIZ TEORICO - UNIDAD 1'. The interface also includes a 'Ocultar eventos del usuario' button in the top right corner.

Figura 135. Presentación Unidad 6 – aula virtual de Completamiento de Pozos

UNIDAD 6 - OPERACIONES DE SERVICIO A POZO Y WORKOVER



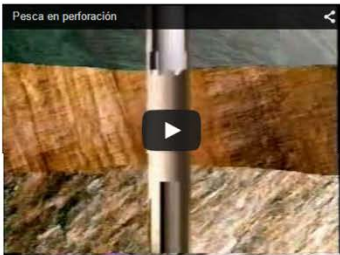
En esta unidad se describirán las operaciones que pueden ser realizadas en el pozo para averiguar el estado del mismo y lograr mantener las mejores condiciones operacionales, entre estas se tratarán las operaciones de medición, las de mantenimiento, las de workover, las operaciones de wireline y slickline, al igual que las operaciones de coiled tubing y snubbing.




- PRESENTACIÓN UNIDAD 6
▾


PRESENTACIÓN UNIDAD 6.pdf

PRESENTACIÓN UNIDAD 6.pptx
- GUÍA UNIDAD 6
▢
- TALLER EN CASA UNIDAD 6
▢
- VIDEO PESCA EN PERFORACIÓN
▢



El video Pesca en Perforación tiene una duración de once minutos, está en idioma inglés con la opción de subtítulos en inglés presionando el botón "Subtítulos" y su traducción en español desde el botón "Configuración", opción subtítulos, opción traductor subtítulos. Español.





- TALLER EN CASA - UNIDAD 6
▢
- PORTAFOLIO DE EVIDENCIAS 2
▢
- MAPA CONCEPTUAL DEL VIDEO PESCA EN PERFORACIÓN
▢
- QUIZ TEÓRICO - UNIDAD 6
▢

4.5 VISUALIZACIÓN DE LAS ACTIVIDADES EN LA PLATAFORMA MOODLE

Las actividades propuestas y diseñadas en el...Capítulo 3...están disponibles en el aula virtual de la asignatura, allí los estudiantes contarán con la ayuda de los recursos en la plataforma para poder desarrollar y cargar los archivos solicitados en el tiempo definido por el docente. En la Figura 136 se presentan la forma en la que el educando podrá visualizar algunas actividades a desarrollar en las distintas unidades.

Figura 136. Visualización de las actividades en la plataforma Moodle

The figure displays six screenshots of the Moodle LMS interface, arranged in a 3x2 grid. Each screenshot shows a different activity page for a specific unit, with a consistent navigation menu on the left side. The activities are:

- Top Left:** "RESUMEN DEL VIDEO OVERVIEW WELL COMPLETION - UNIDAD 1". The activity involves creating a video summary of the 'Well Completion' video. It includes a 'VIDEO' icon and a description of the task.
- Top Right:** "TALLER EN CLASE - UNIDAD 2". The activity is a classroom workshop where students work individually on questions and exercises. It features an icon of a classroom and a description of the workshop format.
- Middle Left:** "PORTAFOLIO DE EVIDENCIAS 1 - UNIDAD 3". The activity consists of creating a portfolio of evidence including conceptual maps, articles, tables, and figures. It includes an icon of a portfolio and a description of the submission process.
- Middle Right:** "TALLER EN CASA - UNIDAD 4". The activity is a home workshop based on PDF files and PPT presentations. It includes an icon of a laptop and a description of the task.
- Bottom Left:** "QUIZ UNIDAD 5 - OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN DE POZOS". This is a multiple-choice quiz. It includes a 'QUIZ UNIDAD 5' icon and a description of the quiz format, including a 'Completar esta actividad' button.
- Bottom Right:** "MAPA CONCEPTUAL DEL VIDEO PESCA EN PERFORACION - UNIDAD 6". The activity involves creating a conceptual map of the 'Pescas en perforación' video. It includes a 'MAPA CONCEPTUAL' icon and a description of the task.

4.6 SISTEMA EVALUATIVO

A continuación se presenta una imagen del modelo de evaluación teórica a desarrollar en cada unidad con sus instrucciones de desarrollo (Figura 137) y una imagen donde se presenta el ejemplo de un quiz con algunos tipos de preguntas a utilizar para el desarrollo de este (Figura 138), igualmente se muestra una imagen de la hoja de calificaciones de los estudiantes pertenecientes al curso (Figura 139).

En este tipo de quiz es posible realizar diferentes tipos de pregunta como opción múltiple de única o múltiple respuesta, falso y verdadero, respuesta corta, emparejamientos, valores numéricos, entre otras múltiples opciones; así mismo, las preguntas de un mismo quiz no siempre son las mismas para todos los estudiantes ya que toma cada una aleatoriamente, lo mismo pasa con las respuestas ya que su orden varía de una opción a otra haciendo de este un sistema con un grado de seguridad aceptable para evitar copia de información entre varios estudiantes.

Figura 137. Instrucciones para presentar el quiz de la Unidad 1



The screenshot shows a web interface for a quiz. At the top, there is a navigation bar with the university logo (Universidad Industrial de Santander) and the text 'CONSTRUIMOS FUTURO'. The user is identified as 'Shirly Tatiana Perez Moreno (Salir)'. The main content area is titled 'QUIZ TEÓRICO - UNIDAD 1' and 'INTRODUCCIÓN AL COMPLETAMIENTO DE POZOS'. It contains instructions for the quiz, stating that it will evaluate concepts from Unit 1 and consists of 10 multiple-choice questions. It also lists two types of questions: single-answer (circular selection icon) and multiple-answer (square selection icon). The interface includes a sidebar with navigation options like 'Página Principal', 'Área personal', and 'Curso actual'. At the bottom, it shows 'Intentos permitidos: 1', the availability date 'Este cuestionario no estará disponible hasta el viernes, 1 de mayo de 2015, 08:00', the closing date 'Este cuestionario se cerrará el viernes, 1 de mayo de 2015, 12:00', and a time limit 'Límite de tiempo: 30 minutos'. A button labeled 'Previsualizar el cuestionario ahora' is also present.

Figura 138. Ejemplo quiz el aula virtual de Completamiento de Pozos

The figure consists of three vertically stacked screenshots of a virtual classroom quiz interface. Each screenshot shows a different question from a quiz titled 'QUIZ TEÓRICO - UNIDAD 1'. The interface includes a navigation menu on the left, a central question area, and a right-hand panel with multiple-choice options. The user is identified as 'Shirly Tatiana Perez Moreno (Salir)'.

Screenshot 1 (Top): Shows 'Pregunta 4'. The question is: '¿La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca y se expresa en md?'. The options are 'Verdadero' and 'Falso'. The time remaining is 0:27:51.

Screenshot 2 (Middle): Shows 'Pregunta 2'. The question is: '¿Algunos factores que afectan la selección del tipo de completamiento son?'. The options are:

- A. Producción de uno o más yacimientos, tipo y volumen del fluido que va a ser producido
- B. Tamaño y longitud de la tubería de revestimiento y producción
- C. Consolidación de la formación y técnicas de cañones
- D. A y C son correctas
- E. Todas son correctas

 The time remaining is 0:28:39.

Screenshot 3 (Bottom): Shows 'Pregunta 3'. The question is: '¿El workover también es conocido como?'. The options are:

- A. Reactivación del flujo
- B. Ninguna es correcta
- C. Reacondicionamiento, rehabilitación y reparación
- D. Completamiento de pozos
- E. Tubería flexible

 The time remaining is 0:28:39.

Figura 139. Hoja de calificaciones del alumno

Navegación 🏠 👤 Usuario ▼

Página Principal Usuario - Shirly Tatiana Perez Moreno

- Área personal
- ▶ Páginas del sitio
- ▶ Mi perfil
- ▼ Curso actual
 - ▼ Completamiento de Pozos
 - ▶ Participantes
 - ▶ Insignias
 - ▶ General
 - ▶ UNIDAD 1 - INTRODUCCIÓN AL COMPLETAMIENTO DE POZOS
 - ▶ UNIDAD 2 - OPERACIONES DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN
 - ▶ UNIDAD 3 - OPERACIONES DE REGISTRO Y CAÑONEO
 - ▶ UNIDAD 4 - OPERACIÓN DEL POZO EN FLUJO NATURAL
 - ▶ UNIDAD 5 - OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN DE POZOS
 - ▶ UNIDAD 6 - OPERACIONES DE SERVICIO A POZO Y WORKOVER
 - ▶ Tema 7
 - ▶ Tema 8

Ítem de calificación	Calificación	Rango	Porcentaje	Retroalimentación
Completamiento de Pozos				
RESUMEN DEL VIDEO OVERVIEW WELL COMPLETION - UNIDAD 1	-	0.0-5.0	-	
TALLER EN CLASE - UNIDAD 1	-	0.0-5.0	-	
QUIZ TEÓRICO - UNIDAD 1	-	0-5	-	
RESUMEN CAPÍTULO 12 Y 13 DEL LIBRO WELL CEMENTING - UNIDAD 2	-	0.0-5.0	-	
TALLER EN CLASE - UNIDAD 2	-	0.0-5.0	-	
ACTIVIDAD EN CASA - RESUMEN DEL ARTÍCULO OILFIELD REVIEW	-	0.0-5.0	-	
QUIZ TEÓRICO - UNIDAD 2	-	0-5	-	
TALLER EN CLASE - UNIDAD 3	-	0.0-5.0	-	
QUIZ TEÓRICO - UNIDAD 3	-	0-5	-	
PORTAFOLIO DE EVIDENCIAS 1	-	0.0-5.0	-	
QUIZ TEÓRICO - UNIDAD 4	-	0-5	-	
QUIZ TEÓRICO - UNIDAD 5	-	0-5	-	
TALLER EN CASA - UNIDAD 4	-	0.0-5.0	-	
QUIZ TEÓRICO - UNIDAD 6	-	0-5	-	
TALLER EN CLASE - UNIDAD 5	-	0.0-5.0	-	
TALLER EN CASA - UNIDAD 6	-	0.0-5.0	-	
PORTAFOLIO DE EVIDENCIAS 2	-	0.0-5.0	-	
MAPA CONCEPTUAL DEL VIDEO PESCA EN PERFORACIÓN	-	0.0-5.0	-	
Total del curso	-	0-100	-	

4.7 ESPACIO DE COMUNICACIÓN

Este es un espacio que facilita la herramienta virtual en el cual se establece un vínculo estrecho entre estudiante-maestro, maestro-estudiantes y entre estudiante y estudiante. Es posible que un alumno realice preguntas, aclare dudas, proponga actividades, debata temas, socialice conocimientos y reciba una retroalimentación de parte de su grupo y su maestro. En el aula virtual de Completamiento de Pozos se creó un Foro llamado Noticias, y otro denominado Preguntas y Respuestas, los cuales ofrecen todas las posibilidades mencionadas anteriormente.

Figura 140. Visualización Foros Noticias y Preguntas y Respuestas.

Usted se ha identificado como Shiry Tatiana Perez Moreno (Salir)


Página Principal ► Mis cursos ► Facultad Ingenierías Físico Mecánicas ► Entrenamiento ► Completamiento de Pozos ► General ► NOTICIAS Buscar en los foros

Navegación

- Página Principal
- Área personal
- Páginas del sitio
- Mi perfil
- Curso actual
 - Completamiento de Pozos
 - Participantes
 - Insignias
 - General
 - CONTENIDO DE LA ASIGNATURA
 - NOTICIAS**
 - PREGUNTAS Y RESPUESTAS
 - BIBLIOGRAFÍA
 - ONEPETRO
 - OILFIELD REVIEW
 - BIBLIOTECA UIS
 - Asistencia
- UNIDAD 1 - INTRODUCCIÓN AL COMPLETAMIENTO DE POZOS




NOTICIAS

Tema	Comenzado por	Réplicas	Último mensaje
...NOTICIAS...	 Maycol Brayan Suarez Ardila	0	Maycol Brayan Suarez Ardila jue, 23 de abr de 2015, 18:40

Navegación

- Página Principal
- Área personal
- Páginas del sitio
- Mi perfil
- Curso actual
 - Completamiento de Pozos
 - Participantes
 - Insignias
 - General
 - CONTENIDO DE LA ASIGNATURA
 - NOTICIAS
 - PREGUNTAS Y RESPUESTAS**
 - BIBLIOGRAFÍA
 - ONEPETRO
 - OILFIELD REVIEW
 - BIBLIOTECA UIS
 - Asistencia
 - UNIDAD 1 - INTRODUCCIÓN AL COMPLETAMIENTO DE POZOS
 - UNIDAD 2 - OPERACIONES DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN
 - UNIDAD 3 - OPERACIONES DE REGISTRO Y CÁLCULO

Este es un foro de Preguntas y Respuestas. Para ver otras respuestas, debe primero enviar la suya



PREGUNTAS Y RESPUESTAS

Propósito:
Abrir un espacio para el planteamiento de preguntas sobre el desarrollo del curso, el manejo del espacio virtual y la temática que se está desarrollando.

Dinámica del foro:

- Los estudiantes planteen preguntas sobre el desarrollo del curso o la temática del curso.
- El profesor o alguno de los estudiantes respondan las preguntas realizadas. Quien responde debe estar seguro que su respuesta es correcta.
- Los participantes debemos estar atentos a las preguntas que se planteen en este foro, así como a las respuestas que den los participantes a algunas de las preguntas planteadas.

5. CONCLUSIONES

La implementación de las TIC brinda la posibilidad de interactuar con medios tecnológicos que hoy están a la vanguardia, los cuales permiten que el estudiante este más activo, trabaje en equipo y adquiera más responsabilidad en cuanto a su propio aprendizaje.

El aula virtual permite que el estudiante se beneficie y avance en su proceso de formación, donde se requiere del apoyo y orientación por parte del profesor, del uso, selección, organización de la información y disponibilidad tecnológica con el fin de ir a la par con los requerimientos de esta nueva educación.

El aula virtual permite evaluar los conocimientos por medio de la realización de previos, talleres, tareas o quices, así como subir las calificaciones respectivas, dando la facilidad de que los estudiantes conozcan sus notas a medida que avanza el curso.

La plataforma Moodle permite superar los obstáculos de tiempo y distancia ya que su acceso es ilimitado, lo cual permite acceder al aula virtual desde cualquier parte y en cualquier momento, con tan solo contar con una conexión a internet.

El aula virtual de la asignatura Completamiento de Pozos puede ser modificada por el docente de una manera fácil y rápida cuando este lo desee, ya sea para compartir temas de interés, organizar contenidos, actividades, programar evaluaciones, tareas y talleres, esto con el fin de brindar a los estudiantes un espacio de comunicación y de interacción con nuevas tecnologías.

6. RECOMENDACIONES

Aplicar el aula virtual de Completamiento de Pozos a la asignatura en práctica (no dejarla archivada tan solo como un trabajo de grado), esta se elaboró con el fin de fortalecer las competencias de los estudiantes y apoyar el programa académico de dicha área, no pretende reemplazar al docente sino brindar un apoyo a su labor y contribuir a los procesos de enseñanza y aprendizaje.

Se recomienda la implementación de una herramienta virtual a las demás áreas que aún no hacen uso de las Tecnologías de la Información y la Comunicación – TIC, es necesario incentivar el uso e implementación de un aula virtual como herramienta de ayuda para contribuir en el proceso educativo, además de eso, se hace un llamado a la comunidad UIS a utilizar los recursos que la universidad nos ofrece como el aula virtual de aprendizaje Moodle.

Es necesario la actualización continua de los recursos, actividades y evaluaciones que se contemplan en el aula virtual por parte del docente, promoviendo así la investigación y permitiendo que el estudiante se encuentre a la vanguardia con nuevos conceptos, nuevas operaciones, el avance de las herramientas de operación, los nuevos sistemas y nuevas tecnologías que surgen en el área del Completamiento de Pozos.

Se recomienda hacer un planteamiento formal en el plan académico solicitando la división de la asignatura Completamiento de Pozos en dos áreas complementarias, puesto que al realizar este trabajo de grado se evidenció que el tema asignado a esta materia es muy extenso y requiere de mucho tiempo para poder abarcar todos los temas en profundidad, dándole a cada uno la importancia que se merece.

BIBLIOGRAFÍA

ALLEN, Thomas y ROBERTS, Alan. Production Operations. Oklahoma: 1982. p.10.
ISBN:0-930972-03-1

BAKER, Ron. Conceptos básicos de perforación. Austin, Texas: Publicado por el servicio de extensión petrolera. 1979. 91p.

BAÑOS SANCHO, Jesús. La plataforma educativa MOODLE. Creación de aulas virtuales. Manual de consulta para el profesorado (Versión 1.8). Getafe (Madrid): Instituto de educación secundaria IES Satafi, 2007. 286p.

BARBERII, Efraín. El pozo ilustrado. Cuarta edición. PDVSA. Caracas: Editorial Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación, FONCIED, 1998. 669p.

BEHRMANN, Larry, et al. Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad. En: Oilfield Review. Vol.12, No.2. Schlumberger. Verano de 2000. p. 54-56.

BELLABARBA, Mario, et al. Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida productiva del pozo. En: Oilfield Review. Vol.20, No.2. Schlumberger, verano de 2008. p. 23-25.

CABERO ALMENARA, Julio y LLORENTE CEJUDO, M. Carmen. LA INTERACCIÓN EN EL APRENDIZAJE EN RED. USO DE HERRAMIENTAS, ELEMENTOS DE ANÁLISIS Y POSIBILIDADES EDUCATIVAS. En: Revista Iberoamericana de Educación a Distancia – RIED. Vol. 10, No. 2, 2007. p. 97-123. ISSN: 1138-2783.

CAJIAO, Francisco. Educación superior y pedagogía. [En línea]. Columnista – EL TIEMPO, Publicado el 4 de noviembre de 2014 en ELTIEMPO.COM. [Consultado el 9 de enero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://www.eltiempo.com/opinion/columnistas/educacion-superior-y-pedagogia/14784541>>

CAMARGO, Edgar, et al. Un modelo de producción de pozos por levantamiento artificial utilizando análisis nodal. . En: Revista Ciencia e Ingeniería. Vol.30, No.1, 2009. p. 23-28. ISSN: 1316-7081

CASTILLO, Karina y CASTRO, Mar. Propuesta de aplicación de fluido fracturante base aceite para pozos petroleros de la zona Chicontepec, Veracruz. Trabajo de grado de Ingeniero Químico. México. Universidad Veracruzana. Facultad de Ciencias químicas. 2011. 84p.

CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. COMPLETACIÓN Y RECONDICIONAMIENTO DE POZOS. Venezuela: CIED, 1996. 446p.

COLOMBIA. MINISTERIO DE EDUCACIÓN NACIONAL. Educación virtual o educación en línea. [En línea]. Bogotá D.C. [Consultado el 7 de enero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://www.mineduccion.gov.co/1621/article-196492.html>>

-----, -----, EVALUACIÓN EN EL AULA. [En línea]. Bogotá D.C. [Consultado el 9 de enero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://www.mineduccion.gov.co/1621/w3-article-236979.html>>

-----, -----, PEDAGOGÍA. [En línea]. Bogotá D.C. [Consultado el 9 de enero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://www.mineduccion.gov.co/1621/article-80185.html>>

D' HUTEAU, Emmanuel, et al. Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción. En: Oilfield Review. Vol.23, No.3. Schlumberger, otoño de 2011. p. 4-17.

DELGADO MARTÍNEZ, Herney. Manual de limpieza de pozos. Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos de Bucaramanga: 1982. 304p.

----- . Planeación de trabajos de *workover*. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos de Bucaramanga: 2011. 67p.

DELGADO RAMÍREZ, Juan A. Especificaciones técnicas, manual – guía de empaques en operaciones de completamiento y reacondicionamiento de pozos. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. 2005. 158p.

DÍAZ, Johan y SÁNCHEZ, Christian. Análisis técnico – económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por petroproducción. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Guayaquil-Ecuador. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de ingeniería en ciencias de la tierra. 2007. 278p.

EBRATTH SALGADO, Oscar A. Características operacionales y metodología de la perforación y completamiento de pozos con unidades de snubbing. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. 2012. 173p.

ECONOMIDES, J. Michael; HILL A. Daniel y EHLIG-ECONOMIDES Christine. Petroleum Production Systems. New Jersey: Editorial Prentice Hall PTR, 1994. 730p. ISBN: 0-13-658683-X.

ENTORNOS EDUCATIVOS. ¿Qué es Moodle? [En línea]. CABA, Argentina: Distrito Tecnológico, 2013. [Consultado el 11 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://www.entornos.com.ar/moodle>>

ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva-Huila: Editorial Universidad Surcolombiana. 330p.

FERNÁNDEZ, Carmen y CEBREIRO, Beatriz. Evaluación de la enseñanza con TIC. En: Revista de Medios y Educación, Pixel - Bit. No. 21. España: 2013. p. 65-72. ISSN: 1133-8482.

GARCÍA ARETIO, Lorenzo; GARCÍA BLANCO, Miriam y RUIZ CORBELLÁ, Marta. Claves para la educación. Actores, agentes y escenarios en la sociedad actual. Volumen 3 de Obras Básicas. [s.l.]: Narcea Ediciones, 2009. 344p. ISBN 9788427716247.

GIL RAMÍREZ, Hernán. Aproximaciones a la educación virtual. En: Revista No. 24 – CIENCIAS HUMANAS. Universidad Tecnológica de Pereira, 2000. [En línea]. Pereira. [Consultado el 7 de enero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://www.utp.edu.co/~chumanas/revistas/revistas/rev24/gil.htm>>

HALLIBURTON/WELEX. Introducción al análisis de los registros de pozos. 42p.

HYDROCARBON SERVICES. Manual de operaciones *slickline*. Versión 3, 2008. 231p.

ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de ingenieros petroleros de México: 1991. 42p.

JOHNSON, Enos, et al. Como optimizar el arte de la pesca. En: Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p. 26-37.

KHALID, Asiri, et al. Estimulación de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. En: Oilfield Review. Vol.25, No.3. Schlumberger, otoño de 2013. p. 4-17.

KING, George. Reperforating: Why and Effects. George E King Consulting. [En línea]. Texas, USA. [Consultado el 13 de marzo de 2015]. Disponible en la web en: <http://gekengineering.com/Downloads/Free_Downloads/Re-Perforating.pdf >

MESTRE GÓMEZ, Ulises; FONSECA PÉREZ, Juan José y VALDÉS TAMAYO, Pedro Roberto. Entornos Virtuales de Enseñanza Aprendizaje. Ciudad de Las Tunas (Cuba): Editorial Universitaria, 2007. 71p. ISBN: 978-959-16-0637-2

MILANESE, San Donato. *WORKOVER*: Curso de Well Control para actividades de *Workover*. Eni Group: Eni Corporate University. 2005. 113 p.

MOODLE. Características. Características de Gestión de Desarrollo y Curso. [En línea]. [Consultado el 11 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <<https://docs.moodle.org/28/en/Features>>

----- . -----.Características Generales. [En línea]. [Consultado el 11 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <<https://docs.moodle.org/28/en/Features>>

MORA VARGAS, Ana. La evaluación educativa. Concepto, periodos y modelos. En: Revista Electrónica "Actualidades Investigativas en Educación". Volumen 4, No.2, 2004. 28p.

NELSON, B Erick. Fundamentos de la cementación de pozos. En: Oilfield Review. Vol.24, No.2. Schlumberger, verano de 2012. p. 63-65.

----- . Well Cementing. Schlumberger Educational Services. Sugar Land, Texas: 1990. Cap.13. p.1-28.

Nind, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Ontario, Canadá: Editorial Limusa, 1987. 473 p. ISBN: 0-07-046576-2.

NOLEN-HOEKSEMA, Richard. Elementos de fracturamiento hidráulico. En: Oilfield Review. Vol.25, No.2. Schlumberger, verano de 2013. p. 57-58.

PERRIN, Denis. Well Completion and Servicing. Paris: Editorial Technip, 1999. 325 p. ISBN: 2710807653

PEREZ CERVANTES, Mónica Luz y SAKER, Anuar Francisco. Importancia del uso de las plataformas virtuales en la formación superior para favorecer el cambio de actitud hacia las TIC; Estudio de caso: Universidad del Magdalena, Colombia. En: Revista Iberoamericana de Evaluación Educativa. Vol. 6, No. 1, 2013. p. 154-166. ISSN: 1989-0397.

PORCOS, Misael. Operaciones de pesca. [En línea]. [Consultado el 26 de marzo de 2015]. Disponible en la web en: < <http://es.slideshare.net/hives/operaciones-de-pesca>>

RODRÍGUEZ CONDE, José. Aplicación de las TIC a la evaluación de alumnos universitarios. [En línea]. [s.l.]. [Consultado el 4 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <http://campus.usal.es/~teoriaeducacion/rev_numero_06_2/n6_02_art_rodriguez_conde.htm>

SALINAS, Jesús. Innovación docente y uso de las TIC en la enseñanza universitaria. En: Revista Universidad y Sociedad de Conocimiento. Vol. 1, No. 1, 2004. 16p. ISSN: 1698-580X.

SEGOVIA, Frank José. Manual teórico – práctico de ingeniería de completación y rehabilitación de pozos. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Caracas. Universidad Central de Venezuela. Escuela de Petróleo. 2005. 303p.

SCHECHTER, Robert. Oil Well Stimulation. New Jersey: Editorial Prentice Hall, 1992. 602 p. ISBN: 0-13-949934-2

SCHLUMBERGER. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores – Cabezales de pozo y árboles de navidad. 96 p.

------. Servicio de Pozo. [En línea]. [Consultado el 11 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/well_servicing.aspx>

------. Principios / Aplicaciones de la interpretación de registros. Schlumberger editorial services. 198p.

SILVIO, José. La Educación Superior Virtual en América Latina y el Caribe. Caracas (Venezuela): Instituto Internacional para la Educación Superior en América Latina y el Caribe – IESLAC, UNESCO. 467p.

SMITHSON, Tony. Detonación para inducir el flujo de fluidos. En: Oilfield Review. Vol.24, No.1. Schlumberger. Primavera de 2012. p. 63-65.

UNIVERSIDAD DE AMÉRICA. Producción 1. Tipos de Completamiento. [En línea]. Bogotá. [Consultado el 23 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://es.slideshare.net/gabosocorro/produccion-1-completamiento-clase-2?related=2>>

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. OPEN COURSE WARE. Tecnologías de información y comunicación (TIC). Universidad Industrial de Santander: Centro de Tecnologías de Información y Comunicación – CENTIC. [En línea]. Bucaramanga. [Consultado el 10 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://ocw.uis.edu.co/tecnologias-de-informacion-y-comunicacion-tics>>

----- . Apuntes de clase “Completamiento de Pozos: 2012”. Docente: Ingeniero Herney Delgado Martínez. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

----- . Apuntes de clase “Métodos de Producción: 2013”. Docente: Ingeniero Fernando Enrique Calvete González. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

VALENCIA, Nilson; HUERTAS, Adriana y BARACALDO, Pedro. Los ambientes virtuales de aprendizaje. Una revisión de publicaciones entre 2003 y 2013, desde la perspectiva de la pedagogía basada en la evidencia. En: Revista Colombiana de Educación. No. 66. Bogotá D.C: 2014., p. 73-102. ISSN: 0120-3916.

WELL CONTROL SCHOOL. Equipamiento de Superficie. Louisiana, USA: 2003. 37p.

----- . Equipos del Subsuelo. Louisiana, USA: 2003. 15p.

WELL CONTROL SCHOOL. Inserción de Tubería Contra Presión (Snubbing). Louisiana, USA: 2003. 49p.

----- . Operaciones con Línea de Cable. Louisiana, USA: 2003. 19p.

----- . Operaciones de reacondicionamiento de pozo. Louisiana, USA: 2003. 23p.

----- . Tubería Flexible. Louisiana, USA: 2003. 53p.

ZULUAGA GARCÉS, Olga Lucía. Pedagogía e Historia. La historicidad de la pedagogía. La enseñanza, un objeto de saber. Bogotá: Siglo del Hombre Editores, Editorial Universidad de Antioquia, 1999. 193p.