



PROTOCOLO PARA SUPERVISOR DE OPERACIONES EN
INDEPENDENCE DRILLING S.A



**PROTOCOLO PARA SUPERVISOR DE OPERACIONES DE ARME-COMPLETAMIENTO
Y PERFORACION EN INDEPENDENCE DRILLING S.A**

EDGAR ANDRÉS BOLIVAR ACOSTA
Código: 1996200396

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA - HUILA
2011



PROTOCOLO PARA SUPERVISOR DE OPERACIONES EN
INDEPENDENCE DRILLING S.A



**PROTOCOLO PARA SUPERVISOR DE OPERACIONES DE ARME-COMPLETAMIENTO
Y PERFORACION EN INDEPENDENCE DRILLING S.A**

EDGAR ANDRÉS BOLIVAR ACOSTA
Código: 1996200396

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director:
Mgter. FERNANDO BONILLA CAMACHO
Ingeniero de petróleos

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA - HUILA
2011



Nota de aceptación

Presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, 20 de Octubre de 2011.



AGRADECIMIENTOS

Los más sinceros agradecimientos, a:

El Director de la presente investigación, Ingeniero de petróleos y Magister,
Fernando Bonilla Camacho

Los docentes y asesores de la Facultad de Ingeniería en especial del Programa de
Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana.

Jurados, Asesores y Lectores de la presente investigación.



DEDICATORIA

De la manera más especial a:

Dios, por ser siempre la luz en el sendero,

Mis padres Guillermo y Clemencia, por su amor y educación

Mi familia y seres queridos más cercanos, por el apoyo y comprensión,

Mi hija María Paula, por ser el motor e inspiración de mi vida.



CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. GENERALIDADES	14
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	14
1.2 ANTECEDENTES	16
2. GENERALIDADES TÉCNICAS	19
2.1 EXPLOTACIÓN PETROLERA EN COLOMBIA	19
2.2 SEGURIDAD INDUSTRIAL	21
2.3 TRABAJADORES QUE INTERVIENEN EN EL ARME, PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO	22
2.4 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CARGO DE SUPERVISOR DE OPERACIONES	24
2.5 EXPLORACIÓN	26
2.6 ARME DE EQUIPOS	29
2.7 PERFORACIÓN DE POZOS	33
2.8 COMPLETAMIENTO DE POZOS PETROLEROS	36
3. PROTOCOLO PARA SUPERVISOR DE OPERACIONES EN INDEPENDENCE DRILLING S.A	43
3.1 PERFIL Y DESCRIPCIÓN DEL CARGO DE SUPERVISOR DE OPERACIONES EN INDEPENDENCE DRILLING S.A	43
3.1.1 Perfil Requerido	43
3.1.2 Funciones y Conocimientos Previos	44
3.1.3 Principios del Cargo Relacionados con HSEQ	48
3.1.4 Principales Responsabilidades del Personal Restante	50
3.2 DATOS GENERALES	54
3.2.1 Principales Partes de la Torre de Perforación	54
3.2.2 Equipos y Herramientas	56
4. ARMADA DEL EQUIPO	58
4.1 DATOS GENERALES	58
4.2 FASES A REALIZAR	60
5. PERFORACIÓN	75
5.1 COMPONENTES DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN	75
5.2 MANTENIMIENTO Y LUBRICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN	76
5.3 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	81
5.4 PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN	81
5.5 REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN DE POZOS	83
5.6 LA SARTA DE PERFORACIÓN Y HERRAMIENTAS	83
5.7 CUIDADO Y MANEJO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN Y HERRAMIENTAS	87
5.8 ACCIONES Y OPERACIONES A REALIZAR	89



6. COMPLETAMIENTO	131
6.1 GENERALIDADES	131
6.2 PROCESOS A REALIZAR	133
6.2.1. Subir herramientas y armar tubería de producción.	133
6.2.2. Cañoneo pozo entubado.	135
6.2.3. Armar BHA # 2.	137
6.2.4. Programa de estimulación de pozo petrolero	143
6.2.5. Instructivo operacional de suabeo.	147
6.2.6. Sacando tubería + empaque mecanico por paradas a la torre.	152
6.2.7. Completaciones a hoyo revestido con empaque con grava.	155
6.2.8. Datos adicionales sobre bombeo electrosumergible.	158
7 ALGUNOS PROBLEMAS EN OPERACIONES Y SUS POSIBLES SOLUCIONES	167
7.1 EL SIMULACRO DEL CONTROL DEL POZO EN LA BAJADA DE TUBERÍA	167
7.2 CONTROL DE SURGENCIAS	167
7.3 SURGENCIA MIENTRAS SE TIENE LA SARTA FUERA DEL POZO	171
7.4 SURGENCIAS MIENTRAS SE CEMENTA	171
7.5 REVENTONES	171
7.6 SOLUCIONES	174
8. SEGURIDAD INDUSTRIAL	182
9. CONCLUSIONES	191
10. RECOMENDACIONES	193
BIBLIOGRAFIA	194
ANEXOS	195



LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Perfil requerido para el cargo de Supervisor de Operaciones en Independence Drilling S.A	43
Cuadro 2. Descripción del Cargo de Supervisor de Operaciones en Independence Drilling S.A	44
Cuadro 3. Principios relacionados con Seguridad Industrial, Salud Ocupacional, Medio Ambiente y Calidad	49
Cuadro 4. Herramientas a utilizar en perforación de primera sección de hueco	101
Cuadro 5. BHA #2 (BHA direccional) para la segunda fase de la perforación	123
Cuadro 6. Herramientas para armar el BHA #3 (BHA de reacondicionamiento)	127
Cuadro 7. Configuración para armar BHA para iniciar estimulación	137
Cuadro 8. Tipo de Elementos Sellantes	139
Cuadro 9. Unidades Sellantes para Empaques Permanentes	141



LISTA DE IMÁGENES

	Pág.
Imagen 1. Zona de ventana de generación o acumulaciones de petróleo.	27
Imagen 2. Gravímetro	28
Imagen 3. Transporte de torre telescópica para armar.	30
Imagen 4. Plataforma estándar de montaje y perforación vertical de un pozo.	31
Imagen 5. Acciones que forman parte del montaje de plataformas	33
Imagen 6. Personal de cuadrilla realizando distintas acciones.	34
Imagen 7. Completamiento a hueco abierto	38
Imagen 8. Completamiento con camisa no cementada.	39
Imagen 9. Completamiento con camisa lisa o perforada	40
Imagen 10. Completamiento con revestidor cañoneado	41
Imagen 11. Diagrama simplificado de una Torre de Perforación y su Funcionamiento	55
Imagen 12. Mesa rotaria sin Guitarra	58
Imagen 13. Guitarra instalada en la mesa rotaria	58
Imagen 14. Plano general de partes del equipo de perforación cuando se arma	59
Imagen 15. Camisas que soportan la segunda sección de la mesa rotaria	61
Imagen 16. Casa del perro	62
Imagen 17. Extender geomembrana	63
Imagen 18. Geomembrana	63
Imagen 19. Tanques 1-2 y el Dique	64
Imagen 20. Mangyeras de conexión	64
Imagen 21. Bomba triplex	64
Imagen 22. Dique	65
Imagen 23. Instalación del tanque de viaje	65
Imagen 24. Instalación del tanque del hidromático	66
Imagen 25. Línea de succión de las bombas	67
Imagen 26. Estructura unidad básica	68
Imagen 27. Tensor y estructura papa	68
Imagen 28. Lugar donde pisan la torre	70
Imagen 29. Tensores de la torre ya pinados	70
Imagen 30. Primera sección izada	71
Imagen 31. Segunda sección izada	71
Imagen 32. Unidad básica	71
Imagen 33. Carromachos levantando bombas triplex para su ubicación	72
Imagen 34. Ubicación de las 3 bombas	73
Imagen 35. Instalación planta de generadores	73
Imagen 36. Ubicar sancocho	74
Imagen 37. Sistema de lodos	78
Imagen 38. Preventor doble ariete	79



Imagen 39. Preventor Anular	79
Imagen 40. Acumulador hidráulico	80
Imagen 41. Unidad de control	80
Imagen 42. Salida a preventora	80
Imagen 43. Trepano de rodillos conicos con dientes de acero(no sellado)	84
Imagen 44. Trepano con cojinetes sellados y dientes de carburo tungsteno	84
Imagen 45. Trepano compacto con diamante policristalino	84
Imagen 46. Collares de perforación	84
Imagen 47. Estabilizador-ensanchador	85
Imagen 48. Tubería de perforación Heavy-weight	85
Imagen 49. Tubería de perforación (Drill pipe)	86
Imagen 50. Substitutos o cross-over	86
Imagen 51. Bit breaker de Broca tricónica	87
Imagen 52. Broca tricónica con Bit breaker	87
Imagen 53. Contrapozo	102
Imagen 54. Mesa rotaria falsa para CGS de mayor	103
Imagen 55. Cuña para CSG	103
Imagen 56. Personal de perforación parado encima del trabajador de CSG	103
Imagen 57. CSG Heads	104
Imagen 58. Tapones de cemento	106
Imagen 59. Diagrama de trabajo de cementación de CSG.	107
Imagen 60. Accesorios de la entubación	107
Imagen 61. Cabeza colgadora de casing	111
Imagen 62. Colgador	112
Imagen 63. Tipico conjunto de cabeza de pozo	117
Imagen 64. Base mesa rotaria	118
Imagen 65. Esparragos y llave de golpe	118
Imagen 66. BHA de perforación	119
Imagen 67. Tapón para prueba de Preventora	120
Imagen 68. Unidad Chock Manifold	120
Imagen 69. Tapón de prueba	122
Imagen 70. Prueba de presión de Integridad	125
Imagen 71. Grafica de completamiento de pozo	131
Imagen 72. Llave hidráulica	133
Imagen 73. Elevador de 90° para tubería de producción	133
Imagen 74. Cuña neumática	134
Imagen 75. Drill pipe wiper	134
Imagen 76. Llave de cadena para tubería	134
Imagen 77. Raspadores	134
Imagen 78. Cañoneo pozo entubado	135
Imagen 79. Unidad de Wire Line para registros eléctricos y cañoneo	136
Imagen 80. Empaques de producción	137
Imagen 81. Mecanismo básico de un empaque	138



Imagen 82. Empaques permanentes	140
Imagen 83. Empaque arrowset (Arrow oil tools)	142
Imagen 84. Mandriles para diferentes tipos de gomas de Suabeo	146
Imagen 85. Bomba hidráulica, cabeza de Suabeo, empaque	146
Imagen 86. Gomas de Suabeo para cabeza de subeo	146
Imagen 87. Barra liza para Suabeo	146
Imagen 88. Conjunto típico de un Árbol de Suabeo	147
Imagen 89. Herramientas para operación de suabeo	148
Imagen 90. Descripción de cada una de las herramientas de suabeo	148
Imagen 91. Maquinista acciona el Malacate del Sandline	149
Imagen 92. Reporte de suabeo	150
Imagen 93. Tubería arenada por operación de Suabeo.	152
Imagen 94. Componentes del empaque perforable	153
Imagen 95. BHA de equipamiento de fondo de un completamiento simple con Gravel Pack	155
Imagen 96. Esquema de un Empaque con Grava en Hoyo Revestido.	156
Imagen 97. Configuración típica de una Bomba Electrosumergible.	158
Imagen 98. Sensor de fondo de presión y temperatura	159
Imagen 99. Motor electrosumergible y sus componentes internos	159
Imagen 100. Sello o protector	160
Imagen 101. Separador de gas	160
Imagen 102. Bomba Electrosumergible	161
Imagen 103. Diferentes tipos de cable de potencia utilizados en equipos B.E.S.	162
Imagen 104. Caja de venteo	162
Imagen 105. Carreto cable de potencia con Unidad de Spooler Hidráulico	164
Imagen 106. Zunchadora Neumática para zunchos metálicos	164
Imagen 107. Rueda guía para el cable de potencia	164
Imagen 108. Tubing Hanger con orificio para el penetrador (conector eléctrico)	165
Imagen 109. Varios tipos de Tubing Hanger	165
Imagen 110. Conjunto típico de cabezal y Hanger de producción	165
Imagen 111. Árbol de producción fase final con cable de potencia instalado	166
Imagen 112. Perforación en desbalance	169
Imagen 113. Cierre blando	172
Imagen 114. Cierre duro	173
Imagen 115. Manejo de llaves hidráulicas	189
Imagen 116. Puntos de Agarre.	189
Imagen 117. Puntos de pellizco o machacón.	189
Imagen 118. Acoplar y ajustar llave al Coupling de tubería o varilla	189
Imagen 119. Aplicación del torque	190



LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Primer conjunto de imágenes de equipos a utilizar	195
Anexo B. Segundo conjunto de imágenes de equipos a utilizar	196
Anexo C. Tercer conjunto de imágenes de equipos a utilizar	198
Anexo D. Cuarto conjunto de imágenes de equipos a utilizar	199
Anexo E. Quinto conjunto de imágenes de equipos a utilizar	200
Anexo F. Primer conjunto de imágenes de herramientas a utilizar	201
Anexo G. Segundo conjunto de imágenes de herramientas a utilizar	202
Anexo H. Tercer conjunto de imágenes de herramientas a utilizar	203
Anexo I. Cuarto conjunto de imágenes de herramientas a utilizar	204
Anexo J. Diagrama típico de un equipo de Bombeo Electrosumergible	205



INTRODUCCIÓN

Para conocer si realmente hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos, se debe llevar a cabo la perforación del pozo.

Las empresas petroleras, recurren a diversas y eficaces alternativas para reducir los costos de transporte de equipos de pozos exploratorios a zonas alejadas, por lo tanto, pueden recurrir a equipos más pequeños que hacen pozos de poca profundidad o de profundidad que no exigen los 6000 pies, porque los equipos grandes perforan hasta 15000 pies y pozos de poco diámetro y en estos casos, los procesos de arme, perforación y completamiento tienen algunas variantes o modificaciones. Todo esto influye considerablemente en los costos tanto de la operadora como de la compañía de servicio, pues entre menos cargas a movilizar menor es el costo y pago por concepto del transporte.

Los pozos exploratorios requieren contar con una variada y muy eficaz información, entre la que se encuentran los datos generales como las coordenadas, columna generalizada de las diferentes formaciones presentes en el subsuelo para formación, diagrama estructural del campo, sísmica, modelo estructural, características de la roca, perfilaje del pozo abierto, obtención de muestra, y, cementación. De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado.

Luego de estar armado el equipo de perforación, el personal técnico se debe enfrentar con las diversas formas de efectuar la perforación, pero el modo más eficiente y moderno es la perforación rotatoria o trepanación con circulación de lodo de perforación, lo que hace que se asigne un equipo específico y por lo tanto, se deba contar también con un manual de procedimientos específicos.

En la actualidad, la Empresa Independence Drilling S.A, cuenta con un total de 17 torres petroleras en todo el país. En este momento tiene 3 de perforación y completamiento en el área de Puerto Gaitán y 1 de perforación en el Casanare; se cuenta con dos unidades de workover también en el Meta. El resto de torres son torres de workover (trabajos que se realizan a los pozos para mantenimiento y arreglo), las cuales se encuentran ubicadas en las áreas de: Castilla, Apiay, Melgar, Barrancabermeja, Putumayo y Arauca principalmente.

Con este trabajo de grado, se desarrolla un documento a manera de protocolo que contenga las características temáticas y los contenidos que deben tener en cuenta los supervisores de operaciones en la Empresa Independence Drilling S.A, enfocado a las etapas de arme de equipo, perforación y completamiento de pozos petroleros.



1. GENERALIDADES

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La etapa de perforación se inicia con el arme del equipo luego del acondicionamiento del terreno mediante la elaboración de bases de concreto de acuerdo a especificaciones y los caminos de acceso, puesto que el equipo de perforación moviliza herramientas y vehículos voluminosos y pesados. Los primeros pozos son de carácter exploratorio, éstos se realizan con el fin de localizar las zonas donde se encuentra el hidrocarburo y si hay hallazgos, posteriormente vendrán los pozos de desarrollo.

La Empresa Independence Drilling S.A. es el principal aliado de empresas operadoras nacionales y multinacionales, que trabajan en campos petroleros con exigentes retos de exploración y producción. Esta Empresa forma parte de AESC (Association of Energy Service Companies), principal asociación de las empresas de servicios energéticos en el mundo.

La Empresa cuenta con alta experiencia en perforación, reacondicionamiento y mantenimiento de pozos de petróleo y agua en diferentes regiones colombianas. Algunos de los clientes de la Entidad, son:

- Ecopetrol,
- Petrobrás,
- Petrominerales,
- CEPOLSA ó CEPESA DE COLOMBIA (Compañía Española de Petróleos, Empresa multinacional del sector petrolero con presencia de más de 8 años en Colombia, dedicada a actividades de exploración, perforación y producción de campos petroleros).
- Occidental de Colombia, Inc., y,
- Harken.
- Hocol, en el departamento del Meta.

En la Empresa Independence Drilling S. A., se tiene la experiencia, solidez financiera y operativa, el comportamiento seguro y el compromiso con los principios HSEQ (Health, Safety, Environment, Quality, en español: Seguridad Industrial, Salud Ocupacional, Medio Ambiente y Calidad) y tecnología de avanzada, que garantizan un servicio seguro y oportuno.

Buscando contribuir a esta política de la Empresa, se tiene que uno de los principales motivos por el cual se realiza este trabajo es el de dejar un documento escrito y digital, en el cual se puedan bazar los supervisores que están actualmente en campo, al igual



que los futuros supervisores que estén en proceso de entrenamiento, para poder realizar un trabajo donde se pueda contribuir en la mayor proporción posible tanto en eficiencia como en seguridad. Esto debido a que en el trabajo realizado por los supervisores, los factores como los conocimientos tanto teóricos como prácticos en combinación con la misma seguridad laboral, se tornan fundamentales a la hora de decidir el siguiente paso.

Para la universidad, en especial para los futuros ingenieros de petróleos, este documento les servirá como base fundamental para poder desenvolverse de una manera más segura y oportuna en cuanto a los procesos que se llevan en campo para las diferentes operaciones.

La experiencia con que cuentan tanto los supervisores de operaciones y del resto de personal técnico en las empresas petroleras, ha demostrado que gran parte de los errores que se cometen en las operaciones de arme, perforación y completamiento se deben a la falta de preparación, habilidad y conocimiento que sobre el tema tienen los operarios de los equipos.

Es cierto que los estudiantes de ingeniería de petróleos llegan con una base global de lo que perforar un pozo conlleva, pero al momento de llegar al campo la situación se torna totalmente distinta frente a la realidad de la exploración y se convierten en unos inexpertos en lo relacionado a la práctica, porque no han tenido la oportunidad de conocer a fondo un equipo de perforación, sus herramientas y su forma de trabajar.

La recopilación que se busca efectuar será basada en las inquietudes expuestas tanto por el personal técnico que labora en los taladros de perforación y las experiencias tenidas por los demás supervisores de operaciones de la Empresa Independence Drilling S.A, como por la experiencia adquirida a nivel personal en los más de cinco años en que se ha tenido la oportunidad de prestar los servicios para esta empresa, con respecto a los equipos y a las operaciones en el pozo.

Este documento no pretende ser una panacea para los estudiantes en práctica o los ingenieros recién egresados, pero si se estaría brindando una alta posibilidad de poder convertirse en un documento que ayudaría a mitigar la falta de experiencia y por lo tanto, se podría convertir en un material de base con el que se podrían confirmar los procesos necesarios a realizar y evitar acciones o maniobras innecesarias, cuando se está laborando en un equipo de perforación, completamiento y workover de pozos petroleros.



1.2 ANTECEDENTES

- Independence Drilling S.A¹

La Empresa tiene su sede administrativa en la Transversal 18 No. 96-41 Piso 8 - PBX (+571) 523 7340 - Fax: (+571) 523 7331 / 7341, Bogotá D.C. Colombia. Independence Drilling S. A., cuya Gerente General es la Ing. Rose Marie Saab Faour, presta sus servicios desde 1980 por lo que tiene la experiencia, solidez financiera y operativa, en el comportamiento seguro y el compromiso con los principios HSEQ y tecnología de avanzada, que garantizan un servicio seguro y oportuno.

La Empresa cuenta y pone en práctica políticas para proteger el medio ambiente: previniendo derrames con sistemas de autocontención de combustibles y controlando las emisiones atmosféricas. Se adelanta un plan para potenciar equipos, consistente en la instalación de nuevos motores que reducen significativamente las emisiones contaminantes y el consumo de combustible.

La Empresa es pionera en Colombia en la adecuación de equipos compactos modulados y de rápida movilización (Fast Moving). Su principal aporte se refleja no solo en el incremento de la velocidad para movilizar entre pozos sino también en la seguridad en manejo de cargas y reducción de pérdidas de producción. Cuenta con alta experiencia en perforación, reacondicionamiento y mantenimiento de pozos de petróleo en diferentes regiones colombianas, sus equipos están dotados de herramientas completas de reacondicionamiento y pesca.

En cuanto a las certificaciones a nivel internacional se llevan a cabo sus operaciones con el cumplimiento de normas ISO y OHSAS de HSEQ; certificación integrada de ISO 9001, OHSAS 14001 e ISO 18001 que garantizan calidad en los procesos y seguridad en el trabajo.

A nivel nacional, la Empresa ha recibido del Consejo Colombiano de Seguridad:

- La Cruz Esmeralda Blanca 2002, Categoría Inicial,
- Cruz Esmeralda Verde 2003, Categoría inicial,
- Cruz Esmeralda Verde 2004, Categoría Intermedia y calificación RUC (Registro Único de Contratistas) de 99%,
- Cruz esmeralda verde, categoría avanzada 2006.

A nivel empresarial e institucional, se ha contado con el reconocimiento de:

- Petrobras por la excelente ejecución de servicios de perforación y workover;
- Reconocimiento de Ecopetrol y de la Aseguradora Suratep por la certificación del SIG (Sistemas de Información Geográfica) en HSEQ;
- Nominación a los premios Cero Accidentes de Suratep;

¹ Tomado de: <http://www.independence.com.co/petroleo/servicios.html>



- Orden del Congreso de Colombia en el grado de Comendador a: Independence Drilling, S.A. por la conmemoración de su vigésimo quinto aniversario y la labor desarrollada en beneficio del sector industrial de país.

Su flota cuenta con 17 equipos, que van desde 260 HP a 1000 HP. En 2006 y 2007 se adquirieron taladros de última generación suministrados por fabricantes de Estados Unidos reconocidos mundialmente por su excelente calidad. Están soportados por Lusatech Oilfield Machine Shop. Moderna empresa con certificaciones BVQI en sus servicios de mantenimiento y logística. Parte de su flota está insonorizada con el fin de minimizar el impacto en las comunidades cercanas a los pozos donde se trabajan.

- Historia del personal de la empresa Independence Drilling S.A

La Empresa inició operaciones hace ya más de 20 años, en esa época principalmente se desempeñaba haciendo pozos de agua para las zonas petroleras del Tolima, Huila y el Valle del Cauca. A medida que la Empresa se posicionaba como una empresa eficaz en cuanto a la exploración y perforación de pozos de agua, se descubrió la necesidad de suplir algunas de las falencias que en los campos petroleros se estaban presentando en esos momentos.

Es así como en manos de personas capaces, con sueños y mucho esfuerzo, se dio el primer paso introduciendo equipos en el área de workover y posteriormente, se inició en los procesos de perforación de pozos petroleros, su completamiento y posteriormente trabajos de workover en el área del Meta.

Los Supervisores que tiene la Empresa en estos momentos, son personas que han venido creciendo a la par con ella y que han tenido todo un escalamiento laboral progresivo, pues son personas que iniciaron como celadores, ayudantes de patio, ayudantes de soldadura, ayudantes de mecánica o de carromacho que con esfuerzo y mucho trabajo, se han hecho merecedores de mejores oportunidades de trabajo en los equipos que están en campo.

Posteriormente, muchos de estos trabajadores han logrado ascender de puesto y han logrado ser cuñeros, pero para llegar a este cargo, tuvieron que esperar mucho tiempo, ya que el trabajo en el sector petrolero no era tan constante como lo es en estos momentos, en donde las empresas existentes no parecen ser suficientes para cumplir con las demandas de los diferentes trabajos de workover que se están solicitando en Colombia y también en el resto del mundo.

Es así, que en estos puestos los trabajadores duraban de dos hasta cinco u ocho años, pero a medida que la empresa crecía, se aumentaba la demanda de mano de obra y antes por el contrario, crecían las ofertas de trabajo y hacía falta personal calificado para ciertas tareas. Ante esta situación presentada, la Empresa se vio en la necesidad



de ascender al personal con mayor experiencia a puestos como encuellador, perforador o maquinista, supervisores y tool pusher (jefes de equipo).

La Empresa tiene una cualidad particular, la cual consiste en promover a los trabajadores de las mismas torres y tan sólo en algunas ocasiones es que se ha contratado personal con experiencia laboral de otras empresas para trabajar en sus equipos. Con lo que no contaba la Empresa, es que parte de sus trabajadores no tenían un nivel de estudios básicos o mínimos, pues algunos de ellos no sabían leer ni escribir, algunos otros solo habían cursado hasta segundo o tercero de primaria y tan sólo unos pocos, habían cursado hasta quinto de primaria.

Esto le creó a la Empresa algunas dificultades, en cuanto a los procesos administrativos que se debían desarrollar en campo, pues a muchos se les dificultaba trabajar con computadores o realizar tareas más simples como las de llevar los reportes de campo y entregarlos a la Gerencia en la ciudad de Bogotá.

Debido a esta situación, es que la Empresa decidió contratar ingenieros en práctica para colaborar y mitigar estas falencias en los equipos. Estos ingenieros se encargan entre otras labores, de llevar los diferentes reportes que se generan en campo, entre los que se encuentran: reportes eléctricos, mecánicos, de operaciones, de fallas de equipo, reportes de repuestos de bodega, etc.

A medida que los ingenieros se apropiaban de todos estos procesos y cumplían a cabalidad con las obligaciones asignadas, se les iniciaba un entrenamiento relacionado con los procesos del taladro y a medida de sus capacidades y deseos de superación, se les gratificaba también sus esfuerzos con ascensos y mejores cargos.



2. GENERALIDADES TÉCNICAS

2.1 EXPLOTACIÓN PETROLERA EN COLOMBIA²

En el país, los indios utilizaron el petróleo con fines medicinales y para encender sus antorchas y fogatas, en sus embarcaciones el asfalto semi líquido lo encendían para iluminar el río en sus pescas nocturnas y para contrarrestar el frío. La historia del petróleo en Colombia está íntimamente ligada, por miles de razones, a la historia de la Concesión de Mares, la cual fue concedida el 30 de noviembre de 1.905, con el compromiso de iniciar los trabajos de explotación dentro de los 18 meses siguientes.

Luego, después de muchos inconvenientes, el 14 de julio de 1916, con la ayuda económica de varios inversionistas norteamericanos, con quienes se formó la Tropical Oil Company de Delaware (TROCO), Roberto de Mares inició los trabajos de perforación de pozos en el campo Infantas cerca a Barrancabermeja.

Describir la explotación petrolera de Colombia, es describir la historia de Ecopetrol. La historia comienza con la reversión al Estado Colombiano de la Concesión De Mares, el 25 de agosto de 1951, lo cual dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos. La naciente empresa asumió los activos revertidos de la Tropical Oil Company que en 1921 inició la actividad petrolera en Colombia con la puesta en producción del Campo La Cira-Infantas en el Valle Medio del Río Magdalena, localizado a unos 300 kilómetros al nororiente de Bogotá.

Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburiífero de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó su operación. En 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956.

En 1970 adoptó su primer estatuto orgánico que ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuya vigilancia fiscal es ejercida por la Contraloría General de la República. La empresa funciona como sociedad de naturaleza mercantil, dedicada al ejercicio de las actividades propias de la industria y el comercio del petróleo y sus afines, conforme a las reglas del derecho privado y a las normas contenidas en sus estatutos, salvo excepciones consagradas en la ley (Decreto 1209 de 1994).

² AVELLANEDA, Alfonso., Petróleo colonización y medio ambiente en Colombia, 1998, editorial Ecoe ediciones, 184 págs.



En septiembre de 1983 se produjo la mejor noticia para la historia de Ecopetrol y una de las mejores para Colombia: el descubrimiento del Campo Caño Limón, en asocio con OXY, un yacimiento con reservas estimadas en 1.100 millones de barriles. Gracias a este campo, la Empresa inició una nueva era y en el año de 1986 Colombia volvió a ser un país exportador de petróleo. En los años noventa Colombia prolongó su autosuficiencia petrolera, con el descubrimiento de los gigantes Cusiana y Cupiagua, en el Piedemonte Llanero, en asocio con la British Petroleum Company.

En 2003 el gobierno colombiano reestructuró la Empresa Colombiana de Petróleos, con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos. Con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 4832 del 31 de octubre de 2005, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D.C., y aclarada por la Escritura Pública número 5773 del 23 de diciembre de 2005.

Con la transformación de la Empresa Colombiana de Petróleos en la nueva Ecopetrol S.A., la Compañía se liberó de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero y para realizar esta función fue creada La ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos). A partir de 2003, Ecopetrol S.A. inició una era en la que, con mayor autonomía, ha acelerado sus actividades de exploración, su capacidad de obtener resultados con visión empresarial y comercial y el interés por mejorar su competitividad en el mercado petrolero mundial.

Actualmente, Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$3,39 billones registrada en 2006 y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 35 petroleras más grandes del mundo y es una de las cinco principales de Latinoamérica.

En septiembre 23 de 2007, Ecopetrol presentó la primera oferta pública inicial para la compra de acciones en la Bolsa de Valores de Colombia. En septiembre 12 de 2008 a través de JP Morgan Chase Ecopetrol logró autorización de la Securities Exchange Commission para iniciar la venta de sus acciones mediante ADRs en la Bolsa de Nueva York con el símbolo EC, a partir de Septiembre 18 de 2008, con un precio inicial equivalente al de 20 acciones ordinarias.



2.2 SEGURIDAD INDUSTRIAL³

Es el conjunto de actividades destinadas a la prevención, identificación y control de las causas que generan o pueden generar accidentes de trabajo, el objetivo principal es detectar, analizar, controlar y prevenir factores de riesgos específicos y generales existentes en los lugares de trabajo, que contribuyan como causa potencial a los accidentes de trabajo. Todos aquellos factores que puedan causar accidentes y pérdidas de vidas humanas, daño al ambiente y capitales por el inadecuado o mal estado de funcionamiento o falta de protección en los equipos, materiales, instalaciones o el ambiente, estos factores de riesgos pueden ser:

- De tipo mecánico,
- De tipo físico-químico, locativos y eléctricos,
- De tipo de procedimientos peligrosos,
- De tipo de orden y aseo.

En el mundo actual de responsabilidades, la seguridad es una preocupación fundamental tanto para los operadores como para los contratistas, las estadísticas de seguridad y el desempeño de las cuadrillas son factores cruciales para decidir si se asigna o no un contrato a un equipo. La seguridad es importante no solo para fines contractuales o del seguro, sino por la protección del recurso más preciado: La vida humana. Las heridas, discapacidad, y muerte son con frecuencia el resultado de la falta de cuidado y del incumplimiento de las prácticas de seguridad.

El equipo de seguridad personal en la industria petrolera, debe cumplir con las normas de OHSAS 18001, e incluir, como mínimo:

1. Protección auditiva:
 - a. En áreas de alto ruido constante
 - b. En áreas de alto ruido intermitente
2. Protección de la cabeza (casco):
 - a. En lugares con riesgo de caída de objetos
 - b. En lugares con objetos voladores
 - c. Cuando haya exposición a shock eléctrico
 - d. Los cascos deben cumplir con las normas de la American National Standard for Industrial Head Protection (ANSI/ISEA) (número 289.1-1968).
3. No utilizar ropa suelta o floja cerca de equipos en movimiento. Debe utilizar indumentaria de protección durante:
 - a. Manipuleo de químicos.
 - b. Exposición al sol (camisas y pantalones)
 - c. En áreas con posibilidad de fuego o salpicaduras químicas.

³ Ministerio de Trabajo y Seguridad Social. Manual para inspectores de trabajo. Sección de publicaciones del SENA, Bogota 1996, p. 36 – 38.



4. La protección de los pies consistirá de:
 - a. Botines con puntera de seguridad

5. Debe utilizarse protección ocular durante tareas de:
 - a. Afilado, esmerilado, cincelado.
 - b. Manipulación de químicos
 - c. Soldadura o corte (para soldar, las lentes deben ser ahumadas)
 - d. En presencia de fluidos, polvo, astillas, esquirlas.

6. Deben utilizarse respiradores (individuales) durante:
 - a. Trabajos en áreas con H₂S o gas tóxico.
 - b. Trabajos con cloro.
 - c. Trabajos de soldadura de objetos galvanizados.
Nota: cuando se utilicen respiradores, el "sistema amigo" también debe ponerse en práctica. Se deben verificar los tanques vacíos y las áreas para detectar niveles de gases tóxicos y Oxígeno antes de ingresar en ella.

7. Deberán utilizarse cinturones de seguridad con cuerda durante:
 - a. Ascenso y descenso de la torre.
 - b. Trabajo en la torre.
 - c. Trabajo en las BOPs al instalar la campana y línea de flujo.
 - d. Donde una caída pudiera causar heridas o muerte.
Nota: Las herramientas deben estar sujetas a una cuerda para evitar caída y heridas al personal ubicado debajo de ellas.

Cuando se trabaja en áreas aisladas, reportarse periódicamente, o procurar que otra persona lo controle en su puesto. Queda absolutamente prohibido el uso de drogas ilegales, bebidas alcohólicas y armas de fuego. Es obligatorio asistir a todas las reuniones de seguridad.

2.3 TRABAJADORES QUE INTERVIENEN EN EL ARME, PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO⁴

En las explotaciones petroleras, cada miembro de la cuadrilla y de la parte directiva debe conocer su lugar a ocupar y sus responsabilidades en los trabajos de control de pozo. La principal responsabilidad de cada miembro es mantener una línea de comunicación continua y clara. Se mencionan las responsabilidades individuales que tienen los miembros de la cuadrilla:

⁴ Manual de perforación DRILCO -GRANT, 1997.



- Ingeniero de operaciones:
 - Tiene la responsabilidad general.
 - Da las instrucciones, supervisa las operaciones y se asegura de que el personal conozca sus obligaciones.

- Jefe de equipo /Supervisor:
 - Está a cargo de las operaciones del equipo.
 - Coordina con el personal del equipo las operaciones a realizar en el arme del equipo.
 - Coordina las operaciones junto con el company man para dar inicio a la perforación y posteriormente al completamiento del pozo.
 - Coordina junto con el personal de mantenimiento, mecanicos, electricistas, almacenistas, soldadores los trabajos diarios de adecuación y mantenimiento de las herramientas y equipos que se utilizan en el taladro.

- Perforador:
 - Coordina junto con el Jefe de equipo y el supervisor la ejecución de las tareas para el buen desarrollo de las operaciones de arme del equipo.
 - Es el encargado junto con la cuadrilla del buen desarrollo de las actividades que se realizan en las operaciones de perforación y completamiento de pozos petroleros
 - Notifica a sus superiores sobre los equipos y herramientas que se encuentren defectuosas y retrasen las operaciones de arme, desarme de equipo así como las operaciones de perforación y completamiento de pozos petroleros.

- Encuellador:
 - Responsable de engrase de la corona, revisión de chavetas, pines, cables, lámparas y poleas de la corona en la torre del taladro.
 - Instalar la bomba, el desgasificador y los tanques de almacenamiento de fluidos.
 - Realizar la entrega de su turno de una manera eficiente, completa y precisa al terminar su jornada de trabajo.
 - Participar activamente en el arme y desarme del equipo, asegurando los accesorios de la torre, las cargas de los tanques y la bomba antes de cada movilización Servir de apoyo al Operador de Equipo durante las operaciones de control de pozos.
 - Estimular y crear un ambiente propicio para que se informen incidentes, situaciones inseguras. Al ser identificados debe reportarlos inmediatamente.
 - Informar al jefe inmediato sobre el desempeño del proceso.
 - Se dirige al área de tanques de lodo y dispone la adecuada secuencia de operación del separador de gas, el degasificador y los tanques de lodo.
 - Se pone a órdenes del ingeniero de lodos y supervisa la adición de los materiales al lodo, coordinando al personal de patio.



- Garantiza que los equipos y bombas de lodo funcionen bien.
- Cuñeros:
 - Ayudan al arme del equipo.
 - Son los encargados de realizar la limpieza de las conexiones de la tubería
 - Sigue las instrucciones del perforador.
 - Estan encargados del buen uso y mantenimiento de las herramientas que se utilizan en la mesa rotaria.
 - Informan a sus superiores de herramientas y condiciones inseguras que se presenten en el equipo para darle solución inmediatamente para cumplir con las normas de HSEQ de la empresa
 - Deben cumplir con las normas y políticas de la empresa.
- Electricista y mecánico:
 - Pendientes de los motores y del funcionamiento de los generadores del equipo
 - Estan encargados del mantenimiento diario y preventivo de los equipos del taladro.
 - Reportan anomalías, daños y fechas de cambio y mantenimiento de los diferentes componentes de los equipos con los que cuenta el taladro.
 - Realizan el check list de los diferentes equipos de forma diaria y semanal.
- Obreros de patio:
 - Deben estar a disposición del jefe de equipo, supervisor y perforador para colaborar con las diferentes actividades que se desarrollan en el taladro.
 - Realizar labores diarias de recolección de basuras.
 - Colaborar con el area de HSEQ.
- Bodeguero/Administrador:
 - Se encarga de coordinar junto con el jefe de equipo las relaciones entre la empresa y los trabajadores.
 - Mantiene comunicación con el ingeniero de operaciones y jefe de equipo para el buen desarrollo de las actividades.
 - Coordina con la oficina principal el desplazamiento del personal.

2.4 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CARGO DE SUPERVISOR DE OPERACIONES

Este personal, tiene como superior inmediato el Jefe de equipo y a su vez es superior al Operador de equipo, quien le debe presentar reportes e informes. Mantiene una estrecha relación laboral interna con otros cargos, como el Jefe de equipo, personal de la cuadrilla, Administrador- Jefe de operaciones, Jefe de mantenimiento y Directores operaciones. Es el intermediario entre el personal de cuadrilla y el personal de staff.



Entre las funciones y responsabilidades que debe cumplir un supervisor de operaciones, se encuentran las siguientes:

- Supervisar y coordinar todas las actividades que se realizan en el equipo siguiendo los programas operacionales suministrados por la operadora, conforme lo planeado con el Jefe de Equipo:
- Realizar, junto con el Jefe de Equipo y el Jefe de HSEQ las inspecciones preventivas a equipos, herramientas del taladro y programar su mantenimiento
- Realizar el reporte diario de operaciones de su turno en la bitácora y diligenciar los diferentes documentos técnicos y administrativos requeridos.
- Operar el acumulador de presión para el cierre o apertura de las preventoras de reventones. Registrar en la bitácora las presiones de trabajo.
- Manipular las herramientas de subsuelo durante operaciones especiales.
- Realizar o dirigir al personal capacitado en la toma de pruebas técnicas de seguridad según las normas establecidas para cada caso.
- Coordinar todas las actividades de arme, desarme y movilización del equipo, según los procedimientos establecidos.
- Supervisar y controlar que el personal a su cargo cumpla con el reglamento interno, de Higiene y Seguridad Industrial y políticas y normas de la Empresa.
- Fijar, según solicitud de la compañía operadora, los parámetros de operación de la bomba de lodos, rotaria, acumulador de presión, y demás equipos.
- Informar a su Jefe cualquier anomalía que se presente en el sitio de trabajo.
- Vigilar que los equipos y accesorios se armen y utilicen en forma correcta.
- Responder por las instalaciones del cliente en las que se encuentre trabajando.
- Aplicar los procedimientos para el control de pozos.
- Sentar y desasentar empaques de producción de acuerdo a especificaciones.
- Cumplir con la elaboración de todos los formatos exigidos por el cliente.
- Mantener un control del tiempo de trabajo de equipos (junto con el mecánico y el Electricista) y herramientas y de los materiales empleados en la operación.
- Es responsable por operaciones de reacondicionamiento en la boca de pozo.
- Elaborar reportes describiendo las operaciones de manera cronológica.
- Supervisar e instruir al personal de la cuadrilla de reacondicionamiento, de acuerdo con las operaciones que se ejecutan durante su turno.
- Es el responsable por la medida y control de la sarta que se encuentra dentro del pozo y de la determinación de la profundidad del pozo.
- Supervisar la medición de la sarta y todos sus componentes, determina las profundidades al comenzar o finalizar turno y cuando se produzcan cambios.
- Revisar y preparar las herramientas que se van a utilizar durante su turno y durante las actividades posteriores.
- Coordinar junto con el Jefe de equipo las movilizaciones.
- Participar en la elaboración de inventarios de partes y piezas del equipo de acuerdo con la programación del jefe de equipo.



- Supervisar el funcionamiento y mantenimiento de las bombas de lodo, el swivel, las llaves de potencia y de las herramientas que utiliza la cuadrilla.
- Recomendar y programar mantenimiento correctivo y preventivo de las mismas.
- Reportar a su jefe inmediato las necesidades que detecta en lo referente a repuestos, equipos y materiales para el buen funcionamiento del equipo.
- Ordenar el engrase diario de los componentes del equipo a su cargo.
- Ordenar un almacenamiento adecuado para los equipos, herramientas y repuestos cuando no se estén utilizando.
- Calibrar y registrar las características y las medidas de las herramientas de subsuelo y de superficie que se utilizan en el pozo.
- Es responsable de la limpieza de la tubería de trabajo una vez terminado un trabajo y de la limpieza y mantenimiento de las preventoras.

2.5 EXPLORACIÓN⁵

Son todas aquellas operaciones y métodos que se emplean en el campo con el objetivo único de buscar petróleo o estructuras favorables para su acumulación. Esta etapa constituye la primera y una de las principales actividades en la industria del petróleo.

En la búsqueda y exploración de yacimientos de petróleo no existe un método científico exacto, sino que es preciso realizar multitud de tareas previas de estudio del terreno. Los métodos empleados, dependiendo del tipo de terreno, serán geológicos o geofísicos. Saber que existen trampas de petróleo es una cosa, localizarlas es otra bien distinta y extraerles el petróleo es bien complejo. Se han empleado muchos métodos para localizar trampas de petróleo, pero las más importantes son:

- Los levantamientos aéreos:

Se usan para obtener un cuadro general del área a explorar. Estructuras importantes de superficie, como los anticlinales y las fallas, se pueden ver fácilmente y se puede tomar nota de ellas para futuros estudios.

- Métodos geológicos:

Los trabajos de Demaison & Moore (1980) entre otros supone el primer paso en el conocimiento de los ambientes sedimentarios de la materia orgánica y de los factores físico químicos que favorecen la acumulación del petróleo y preservación. El estudio por diversos investigadores de la evolución de la materia orgánica y de sus etapas diagenéticas (diagenesis, catagenesis y metagenesis) propician la generación de las llamadas ventanas de generación del petróleo y gas, y la interacción del tiempo y

⁵ AZCONA, Juan Pedro., ¿Cómo se obtiene el petróleo? La exploración petrolera, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). 2004.



temperatura como motor de la transformación de la materia orgánica en petróleo y/o gas.

Como propuso Demaison (1984) el éxito de la exploración depende de tres factores independientes:

- La existencia de una trampa (estructura, almacén, sello)
- La acumulación de una determinada cantidad de petróleo (roca, fuente, maduración, migración, etc.)
- La preservación del petróleo almacenado (historia térmica, invasión por aguas, etc.)

Imagen 1. Zona de ventana de generación o acumulaciones de petróleo.



Fuente: <http://www.muchapasta.com/b/var/exploracion%20del%20petroleo.php>

De modo que numerosos factores de carácter químico quedan relacionados con la sedimentación de materia orgánica hasta la creación de acumulaciones de petróleo. El primer paso para encontrar dichas acumulaciones es encontrar una roca que se haya formado en un medio propicio para la existencia del petróleo, es decir, suficientemente porosa y con la estructura geológica de estratos adecuada para que puedan existir bolsas de petróleo.

Hay que buscar, luego, una cuenca sedimentaria que pueda poseer materia orgánica enterrada hace más de diez millones de años. Para todo ello, se realizan estudios geológicos de la superficie, se recogen muestras de terreno, se inspecciona con Rayos X, se perfora para estudiar los estratos y, finalmente, con todos esos datos se realiza la carta geológica de la región que se estudia.

Tras nuevos estudios “sobre el terreno” que determinan si hay rocas petrolíferas alcanzables mediante prospección, la profundidad a la que habría que perforar, etc., se puede llegar ya a la conclusión de si merece la pena o no realizar un pozo-testigo o pozo de exploración.

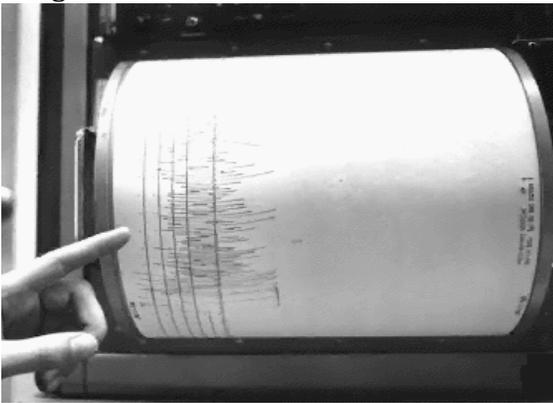


- Métodos geofísicos:

Cuando el terreno no presenta una estructura igual en su superficie que en el subsuelo (por ejemplo, en desiertos, en selvas o en zonas pantanosas), los métodos geológicos de estudio de la superficie no resultan útiles, por lo cual hay que emplear la Geofísica, ciencia que estudia las características del subsuelo sin tener en cuenta las de la superficie.

Aparatos como el gravímetro permiten estudiar las rocas que hay en el subsuelo. Este aparato mide las diferencias de la fuerza de la gravedad en las diferentes zonas de suelo, lo que permite determinar qué tipo de roca existe en el subsuelo. Con los datos obtenidos se elabora un “mapa” del subsuelo que permitirá determinar en qué zonas es más probable que pueda existir petróleo.

Imagen 2. Gravímetro



Fuente: <http://www.muchapasta.com/b/var/exploracion%20del%20petroleo.php>

También se emplea el magnetómetro, aparato que detecta la disposición interna de los estratos y de los tipos de roca gracias al estudio de los campos magnéticos que se crean.

Igualmente se utilizan técnicas de prospección sísmica, que estudian las ondas de sonido, su reflexión y su refracción, datos éstos que permiten determinar la composición de las rocas del subsuelo. Así, mediante una explosión, se crea artificialmente una onda sísmica que atraviesa diversos terrenos, que es refractada (desviada) por algunos tipos de roca y que es reflejada (devuelta) por otros y todo ello a diversas velocidades. Estas ondas son medidas en la superficie por sismógrafos.

Más recientemente, las técnicas sísmicas tridimensionales de alta resolución permiten obtener imágenes del subsuelo en su posición real, incluso en situaciones estructurales complejas. Para evaluar grandes cantidades de terreno donde puedan ser investigados como futuros pozos de petróleo, las imágenes satelitales es el método más rentable de exploración de petróleo y de gas que los expertos del petróleo



disponen hoy en día. Pero, con todo, la presencia de petróleo no está demostrada hasta que no se procede a la perforación de un pozo.

- Exploración física:

Consiste en la perforación del pozo para saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos. Esta se realiza mediante la perforación de un hueco o pozo. El primer pozo que se perfora en un área geológicamente inexplorada se denomina "pozo exploratorio" y en el lenguaje petrolero se clasifica como "A-3". De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado.

2.6 ARME DE EQUIPOS⁶

Mover y armar equipos petroleros resulta un trabajo muy especializado, con altos costos de capital invertidos en equipos, además de una gran necesidad de personal calificado y experto. Los equipos de perforación que se van a armar deben ser desmontados, transportados y montados de nuevo en otro lugar seguro, rápidamente y con precisión, de manera que el equipo petrolero esté operativo nuevamente en el menor tiempo posible.

Después que los geólogos y geofísicos han encontrado una estructura favorable para la formación de un yacimiento petrolífero y/o gasífero, terminan las operaciones propiamente dichas de exploración y se inician las de explotación del posible campo petrolero. Esta etapa comprende dos tareas, el arme de la torre de perforación y la perforación de uno o más pozos en un sitio previamente señalado por aquellos.

Para esta primera tarea se requiere la participación de unos equipos y herramientas adecuadas, con las cuales los operarios de los equipos de arme y perforación deben estar muy bien familiarizados. Los procedimientos de desmontaje y montaje de equipos petroleros resultan altamente estructurados.

El cargue y descargue, de los equipos debe contar con personal altamente capacitado, tanto en maniobras operativas así como también en seguridad. De esta manera, se garantiza la correcta manipulación de los materiales y equipamientos consignados, en una forma segura para el personal designado y sin comprometer equipos e instalaciones.

⁶ Manual de control de pozos, Well Control School, edición 1997.



Imagen 3: Transporte de torre telescópica para armar.



Fuente: Independence Drilling S.A.

En Colombia son generalmente armados dos clases de equipos que se utilizarán posteriormente para las operaciones de perforación en tierra, basando fundamentalmente su uso, en las condiciones topográficas, profundidad de los pozos a perforar, costos, rata mecánica, movilidad y transportabilidad, seguridad, facilidad de operación y calidad del personal que lo opera. Estos son:

- Equipo portátil de perforación (Portable Rigs Masts):

Generalmente tienen capacidad para perforar pozos con profundidades entre 9.000 - 20.000 pies. Su característica principal es que la torre es izada por el malacate del equipo, utilizando para ello un bloque viajero y la misma torre. Tienen capacidad para manejar sartas de perforación (lastrabarrenas, herramientas y tubería de diámetros y pesos grandes, al igual que tuberías de revestimiento de diámetros grandes), altos volúmenes de fluidos de perforación, diseños hidráulicos superiores por la mayor capacidad de las bombas de lodo, utilizan válvulas impide reventones de mayor capacidad y en general ofrecen mayores garantías para la feliz culminación de las operaciones.

- Equipos con torres telescópicas (Telescopic Rigs Masts):

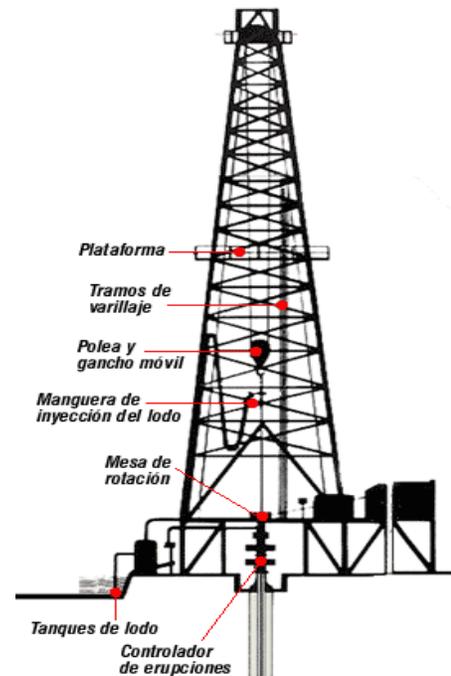
Se componen fundamentalmente de una torre telescópica montada sobre un vehículo, con un malacate incorporado y con capacidad de movilización propia lo que lo hace más práctico. Tienen capacidad para perforar pozos hasta 10.000 pies de profundidad. Manejan sartas de perforación de diámetros hasta 8" y utilizan vientos (cables que salen desde la corona y llegan hasta el suelo) para su mayor estabilidad, la capacidad de manejo de fluidos de perforación es también limitado.



En la etapa de arme para la perforación, intervienen los siguientes equipos⁷:

1. Torre, taladro o mástil y subestructura: Es una estructura metálica en la que se concentra prácticamente todo el trabajo de perforación.
2. Equipo de izamiento o levantamiento
 - Malacate: Es la unidad que enrolla y desenrolla el cable de acero con el cual se baja y se levanta la "sarta" de perforación y soporta el peso de la misma.
 - Bloque corona
 - Bloque viajero
 - Gancho
 - Brazos y elevadores
 - Unión giratoria
 - Línea de perforación
 - Freno auxiliar
 - Ancla de la línea muerta
3. Brocas: Son las que perforan el subsuelo y permiten la apertura del pozo.
4. Equipo de manejo de tubería:
 - Winches neumáticos o hidráulicos
 - Mesa rotaría
 - Cuñas manuales o neumáticas
 - Elevadores manuales y neumáticos
 - Llaves de potencia manuales o hidráulicas
 - Enrosador de kelly (Kelly Spinner)
 - Cuadrante de la kelly (Kelly Bushing)
 - Cuadrante maestro (Master Bushing)
5. Tubería o "sarta" de perforación - Son los tubos de acero que se van uniendo a medida que avanza la perforación.
6. Plantas eléctricas y sistema eléctrico
7. Sistema de transmisión de potencia
 - Motores diesel: Es el conjunto de unidades que imprimen la fuerza motriz que requiere todo el proceso de perforación.
 - Clutches twin disc
 - Acoples hidráulicos
 - Convertidores de torque
 - Clutches neumáticos
 - Cadenas

Imagen 4. Plataforma estándar de montaje y perforación vertical de un pozo.



Tomado de: Sierra, Carlos M., Curso para operadores sobre manejo de producción, Ing. de la Universidad Nacional de Colombia, 1999.

⁷ SIERRA, Carlos M., Curso para operadores sobre manejo de producción, Ing. de la Universidad Nacional de Colombia, 1999.



8. Sistema de lodos: Es el que prepara, almacena, bombea, inyecta y circula permanentemente un lodo de perforación que cumple varios objetivos: lubrica la broca, sostiene las paredes del pozo y saca a la superficie el material sólido que se va perforando.
 - Tanques y bombas de lodo (Triples o dobles)
 - Bombas centrifugas
 - Control de sólidos
 - Separadores de gas
 - Mezcladores de lodo.
9. Sistema de cementación - Es el que prepara e inyecta un cemento especial con el cual se pegan a las paredes del pozo tubos de acero que componen el revestimiento del mismo.
10. Instrumentación.
 - Indicador de peso
 - Manómetros de presión
 - Tacómetro de la rotaría
 - Indicador de torque de la rotaria
 - Indicador de rata de penetración
 - Registrador de parámetros de perforación (Drilling recorder)
 - Indicador de torque para las llaves de potencia
 - Contador de strokes
 - Indicador de flujo anular
 - Indicadores de niveles en las piscinas de lodo
11. Equipo de control de pozo
 - Unidad de control
 - Acumulador hidráulico
 - Válvula impide reventones (B.O.P.)
 - Choque Manifold
 - Control hidráulico choque manifold.
 - Tanque de viaje
 - Stand pipe
 - Válvulas del Stand Pipe

El tiempo de montaje del sistema de perforación de un pozo, en promedio se estima entre uno y dos semanas.



Imagen 5. Acciones que forman parte del montaje de plataformas.



Fuente: <http://www.crexellsa.com.ar/cargaydescarga.htm>

2.7 PERFORACIÓN DE POZOS⁸

El tiempo de perforación de un pozo dependerá del tipo de pozo, de la profundidad programada y las condiciones geológicas del subsuelo. En promedio se estima entre uno a seis meses. La perforación se realiza por etapas, de tal manera que el tamaño del pozo en la parte superior es ancho y en las partes inferiores cada vez más angosto. Esto le da consistencia y evita derrumbes, para lo cual se van utilizando brocas y tubería de menor tamaño en cada sección. La única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos, es mediante la perforación de un pozo.

La profundidad de un pozo es variable, dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentra la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de contener petróleo.

La etapa de perforación se inicia acondicionando el terreno mediante la construcción de "planchadas" y los caminos de acceso, puesto que el equipo de perforación moviliza herramientas y vehículos voluminosos y pesados. Los primeros pozos son de carácter exploratorio, éstos se realizan con el fin de localizar las zonas donde se encuentra hidrocarburo, posteriormente vendrán los pozos de desarrollo. Ahora para reducir los costos de transporte los primeros pozos exploratorios de zonas alejadas pueden ser perforados por equipos mucho más pequeños que hacen pozos de poco diámetro.

⁸ RIAÑO GAITÁN, Jesús Maria., Perforaciones El Dorado, Curso Para Operadores de Perforacion, Tool Pusher de Perforacion Y Workover, 1.998, 54 págs.



Los pozos exploratorios requieren contar con variada información: perforación, perfilaje del pozo abierto, obtención de muestra y cementación. De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado.

Hay diversas formas de efectuar la perforación, pero el modo más eficiente y moderno es la perforación rotatoria o trepanación con circulación de lodo de perforación.

Imagen 6. Personal de cuadrilla realizando distintas acciones.



Fuente: RIAÑO GAITÁN, op. cit, pág. 42,

El equipo de perforación propiamente dicho opera las 24 horas del día, y consiste en un sistema mecánico o electromecánico, compuesto por una torre, de unos veinte o treinta metros de altura, que soporta un aparejo diferencial: juntos conforman un instrumento que permite el movimiento de tuberías con sus respectivas herramientas, que es accionado por una transmisión energizada por motores a explosión o eléctricos. Este mismo conjunto impulsa simultánea o alternativamente una mesa de rotación que contiene al vástago (kelly), tope de la columna perforadora y transmisor del giro a la tubería.

Paralelamente el equipo de perforación cuenta con elementos auxiliares, tales como tuberías, bombas, tanques, un sistema de seguridad que consiste en válvulas de cierre del pozo para su control u operaciones de rutina, generadores eléctricos de distinta capacidad según el tipo de equipo, etc. Si a esto se agregan las casillas de distinto diseño para alojamiento del personal técnico, depósito/s, taller, laboratorio, etc., Se está delante de un conjunto de elementos que convierten a la perforación en una actividad y comunidad casi autosuficientes.

Los fluidos de perforación, conocidos genéricamente como inyección, constituyen un capítulo especial dentro de los elementos y materiales necesarios para perforar un



pozo. Su diseño y composición se establecen de acuerdo a las características físico-químicas de las distintas capas a atravesar. Las cualidades del fluido seleccionado, densidad, viscosidad, ph, filtrado, composición química, deben contribuir a cumplir con las distintas funciones del mismo, a saber:

- enfriar y limpiar la broca;
- acarrear los recortes que genere la acción de la broca;
- mantener en suspensión los recortes y sólidos evitando su asentamiento en el interior del pozo cuando por algún motivo se interrumpa la circulación de la inyección;
- mantener la estabilidad de la pared del pozo;
- evitar la entrada de fluidos de la formación del pozo, situación que podría degenerar en un pozo en surgencia descontrolada (blow out);
- controlar la filtración de agua a la formación mediante un buen revoque;
- evitar o controlar contaminaciones no deseadas por contacto con las distintas formaciones y fluidos.

Como fluidos base de perforación se utilizan distintos elementos líquidos y gaseosos, desde agua, dulce o salada, hasta hidrocarburos en distintas proporciones con agua o cien por ciento hidrocarburos. La selección del fluido a utilizar y sus aditivos dependen de las características del terreno a perforar, profundidad final, disponibilidad, costos, cuidado del ambiente, etc.

Durante la perforación de un pozo se realiza el entubado del mismo con cañerías de protección, intermedias y/o de producción, y la posterior cementación de las mismas. Normalmente y con el fin de asegurar el primer tramo de la perforación (entre los 0 y 500 ft. aprox.), donde las formaciones no son del todo consolidadas (arenas, ripios), hay que proteger las zonas acuíferas para evitar su contaminación con los fluidos de perforación y proveer de un buen anclaje al sistema de válvulas de control de surgencias (que normalmente se instalan al finalizar esa primera etapa).

Se baja entonces un revestidor de superficie, que consiste en una tubería (casing), de diámetro interior mayor al de la broca a emplear en la siguiente etapa, y se lo asegura mediante la circulación de lechadas de cemento que se bombean por dentro de la tubería y se desplazan hasta el fondo, hasta que las mismas desbordan y cubren el espacio entre el caño revestidor y las paredes del pozo. Estas tuberías así cementadas aíslan al pozo de las formaciones atravesadas.

Durante la perforación también se toman registros eléctricos que ayudan a conocer los tipos de formación y las características físicas de las rocas, tales como densidad, porosidad, contenidos de agua, de petróleo y de gas natural. Igualmente se extraen pequeños bloques de roca a los que se denominan "corazones" y a los que se hacen



análisis en laboratorio para obtener un mayor conocimiento de las capas que se están atravesando.

Con toda la información adquirida durante la perforación del pozo es posible determinar con bastante certeza aspectos que contribuirán al éxito de una operación de terminación, tales como:

- profundidad, espesor y propiedades petrofísicas de la zona de interés;
- detección de posibles agentes perturbadores de la producción del pozo como, por ejemplo, aporte de arena;
- identificación de capas con potencial para generar problemas (presencia de acuíferos, capas con gases corrosivos, etc.).

Al finalizar la perforación, el pozo queda literalmente entubado (revestido) desde la superficie hasta el fondo, lo que garantiza su consistencia y facilitará posteriormente la extracción del petróleo en la etapa de producción.

2.8 COMPLETAMIENTO DE POZOS PETROLEROS⁹

Una vez finalizadas las tareas de perforación y desmontado el equipo, se procede al completamiento o terminación y reequipamiento del pozo que consiste en una serie de tareas que se llevan a cabo mediante el empleo de una unidad especial que permite el ensayo y posterior puesta en producción del mismo.

Dicha unidad consiste en un equipo de componentes similares al de perforación pero normalmente de menor potencia y capacidad ya que trabaja, en principio, dentro del pozo ya entubado, y por consiguiente, con menores diámetros y volúmenes que los utilizados durante la perforación, y por consiguiente, menor riesgo. El agregado de un mecanismo de pistones le permite realizar maniobras que consisten en la extracción artificial del fluido que contiene o produce el pozo por medio de un pistón con copas que sube y baja por el interior de la tubería de producción (tubing), conectado al extremo de un cable que se desenrolla y enrolla en longitudes previstas, según la profundidad, sobre un carretel movido mecánicamente. Mediante esta operación se pueden determinar el caudal y el tipo de fluido que la capa pueda llegar a producir.

La operación de completamiento implica una sucesión de tareas más o menos complejas según sean las características del yacimiento (profundidad, presión, temperatura, complejidad geológica, etc.), y requerimientos propios de la ingeniería de producción. De la calidad de los procedimientos para satisfacer estos

⁹ PEÑARANDA, J y Trejo, E. Estudio y Diseño de Esquemas de Completación de Pozos. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela. Noviembre, 2002.



requerimientos dependerá el comportamiento futuro del pozo para producir el máximo potencial establecido por la ingeniería de reservorios.

- Factores que determinan el completamiento¹⁰.

La productividad de un pozo y su futura vida productiva es afectada por el tipo de completamiento y los trabajos efectuados durante la misma. La selección del completamiento tiene como principal objetivo obtener la máxima producción en la forma más eficiente y, por lo tanto, deben estudiarse cuidadosamente los factores que determinan dicha selección, tales como:

- Tasa de producción requerida. Reservas de zonas a completar.
- Mecanismos de producción en las zonas o yacimientos a completar.
- Necesidades futuras de estimulación.
- Requerimientos para el control de arena.
- Futuras reparaciones.
- Consideraciones para el levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico.
- Posibilidades de futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo.
- Inversiones requeridas.

- Clasificación de las etapas de completamiento¹¹.

Existen tres tipos de completamiento de acuerdo a las características del pozo, es decir, como se termine la zona objetivo:

1. Hueco abierto.
2. Hueco abierto con camisa o tubería ranurada.
3. Tubería de revestimiento perforada (cañoneada).

1. Completamiento a hueco abierto:

Se realiza en zonas donde la formación está altamente compactada, siendo el intervalo de completación o producción normalmente grande (100 a 400 pies) y homogéneo en toda su longitud. Consiste en correr y cementar el revestimiento de producción hasta el tope de la zona de interés, seguir perforando hasta la base de esta zona y dejarla sin revestimiento. Este tipo de completación se realiza en yacimientos de arenas consolidadas, donde no se espera producción de agua/gas ni producción de arena ó derrumbes de la formación.

Ventajas:

- Se elimina el costo de cañoneo.
- Existe un máximo diámetro del pozo en el intervalo completado.
- Es fácilmente profundizable.

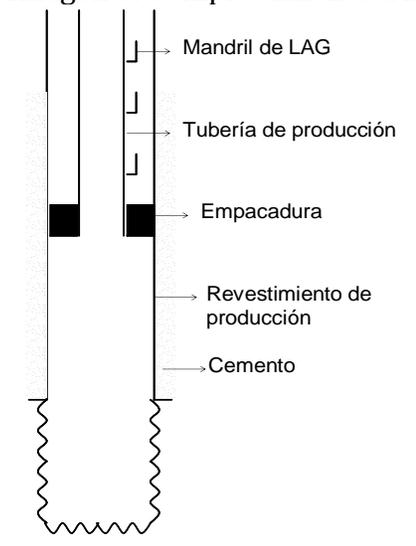
¹⁰ Peñaranda, J y Trejo. Op. cit.,

¹¹ Ingeniería de Producción Sistema de Completación. PDVSA CIED. 1995.



- Puede convertirse en otra técnica de completación; con forro o revestidor cañoneado.
- Se adapta fácilmente a las técnicas de perforación a fin de minimizar el daño a la formación dentro de la zona de interés.
- La interpretación de registros o perfiles de producción no es crítica.
- Reduce el costo de revestimiento.
- Mayor área de flujo.

Imagen 7. Completamiento a hueco abierto.



Fuente: Ingeniería de Producción Sistema de Completación. PDVSA CIED. 1995.

Desventajas:

- Presenta dificultad para controlar la producción de gas y agua, excepto si el agua viene de la zona inferior.
- No puede ser estimulado selectivamente.
- Puede requerir frecuentes limpiezas si la formación no es compacta.

Como el completamiento a hueco abierto descansa en la resistencia de la misma roca para soportar las paredes del hueco, es de aplicación común en rocas carbonatadas (calizas y dolomitas).

2. Completamiento con camisa o tubería ranurada:

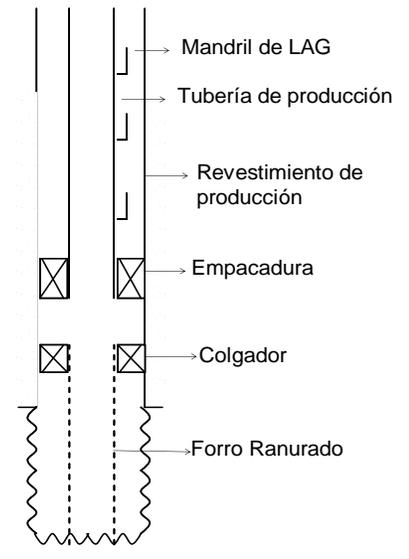
Se utiliza mucho en formaciones no compactadas debido a problemas de producción de fragmentos de rocas y de la formación, donde se produce generalmente petróleos pesados. En una completación con camisa, el revestidor se asienta en el tope de la formación productora y se coloca una camisa o forro en el intervalo correspondiente a



la formación productiva. Dentro de este tipo de completación se encuentra la siguiente clasificación:

- a) Completación con camisa no cementada: En este tipo de completación una camisa con o sin malla se coloca a lo largo de la sección o intervalo de interés. El forro o camisa con o sin malla puede ser empacado con grava para impedir el arrastre de la arena de la formación con la producción.

Imagen 8. Completamiento con camisa no cementada.



Fuente: Ingeniería de Producción Sistema de Completación. PDVSA CIED. 1995.

Entre los requerimientos necesarios para que este tipo de completación se lleve a cabo, están los siguientes: formación no consolidada, formación de grandes espesores (100 a 400 pies), formación homogénea a lo largo del intervalo de completación, etc.

Ventajas:

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

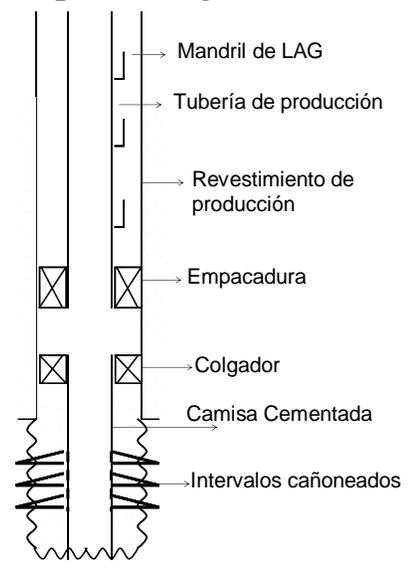
Desventajas:

- 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.



- b) Completación con camisa lisa ó camisa perforada: En este caso, se instala una camisa a lo largo de la sección o intervalo de producción. La camisa se cementa y se cañonea selectivamente la zona productiva de interés.

Imagen 9. Completamiento con camisa lisa o perforada



Fuente: Ingeniería de Producción Sistema de Completación. PDVSA CIED. 1995.

Ventajas:

- La producción de agua / gas es fácilmente controlada.
- La formación puede ser estimulada selectivamente.
- El pozo puede ser fácilmente profundizable.
- La camisa se adapta 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 (cementación, cañoneo, taladro, etc.)
- El diámetro del pozo a través del intervalo de producción es muy restringido.
- Es más susceptible al daño de la formación.

3. Completamiento con revestidor cañoneado:

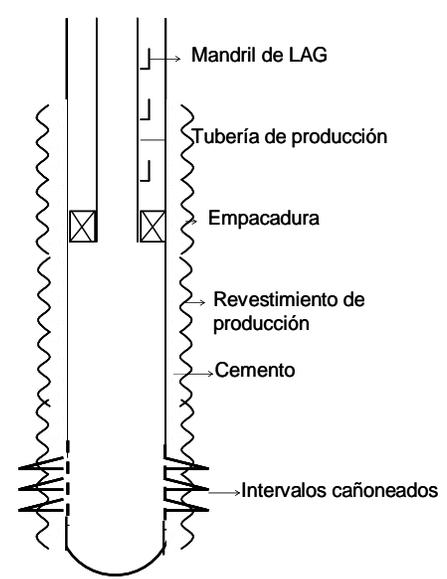


Es el que más se usa en la actualidad, ya sea en pozos poco profundos (4000 a 8000 pies), como en pozos profundos (10000 pies o más). Consiste en correr y cementar el revestimiento hasta la base de la zona objetivo, la tubería de revestimiento se cementa a lo largo de todo el intervalo o zonas a completar, cañoneando selectivamente frente a las zonas de interés para establecer comunicación entre la formación y el hueco del pozo.

Ventajas:

- La producción de agua y gas es fácilmente prevenida y controlada.
- La formación puede ser estimulada selectivamente.
- El pozo puede ser profundizable.
- Permite llevar a cabo completaciones adicionales como técnicas especiales para el control de arena.
- Se adapta a cualquier tipo de configuración mecánica.

Imagen 10. Completamiento con revestidor cañoneado



Fuente: Ingeniería de Producción Sistema de Completación. PDVSA CIED. 1995.

Desventajas:

- Los costos de cañoneo pueden ser significativos cuando se trata de intervalos grandes.
 - Se reduce el diámetro efectivo del hoyo y la productividad del pozo
 - Pueden presentarse trabajos de cementación.
 - Requiere buenos trabajos de cementación.
 - La interpretación de registros o perfiles es crítica.
- Tipos de completamiento de acuerdo a la configuración mecánica¹².

¹² TAMARE, Edo., Curso de Completación de Pozos. Editorial Lagoven S.A. Zulia. 1990.



Se debe tener en cuenta que los factores que determinan el tipo de configuración mecánica, son:

- Tipo de pozo (productor, inyector, etc).
- Número de zonas a completar.
- Mecanismo de producción.
- Procesos de recuperación secundaria (inyección de agua, inyección de gas).
- Grado de compactación de la formación.
- Posibilidades de futuros reacondicionamientos.
- Costos de los equipos.

Luego los tipos de completamiento o completación de acuerdo a la configuración mecánica, son:

- Completación sencilla: Este tipo de completación es una técnica de producción mediante la cual las diferentes zonas productivas producen simultáneamente o lo hacen en forma selectiva por una misma tubería de producción. Este tipo de completación se aplica donde existe una o varias zonas de un mismo yacimiento. En completaciones de este tipo, todos los intervalos productores se cañonean antes de correr el equipo de completación. Además de producir selectivamente la zona petrolífera, este tipo de completación ofrece la ventaja de aislar zonas productoras de gas y agua. Entre las variedades de este tipo de completación se tiene:
 - Completación sencilla convencional: Este tipo de completación se realiza para la producción de una sola zona, a través de la tubería de producción.
 - Completación sencilla selectiva: Consiste en separar las zonas productoras mediante empaquetaduras, produciendo a través de mallas ó válvulas de circulación.
 - Completación múltiple: Se utiliza cuando se quiere producir simultáneamente varias zonas petrolíferas (yacimientos) en un solo pozo, sin mezclar los fluidos. Generalmente reduce el número de pozos a perforar.
 - Completación doble con una tubería de producción y una empaquetadura de producción: En este tipo de completación, la zona superior produce a través del espacio anular revestidor / tubería de producción, mientras que la zona inferior produce a través de la tubería de producción. Generalmente, se aplica donde la zona superior no requiera levantamiento artificial, no tenga problemas de arena, corrosión, etc.
 - Completación doble con una tubería de producción y dos empaques de producción: Mediante este diseño es posible producir cualquier zona a través de la tubería de producción. Esto se lleva a cabo a través de una herramienta especial que hace que la zona superior pueda ser producida por la tubería de producción y la zona inferior por el espacio anular (revestidor-tubería).
 - Completación doble con tuberías de producción paralelas y múltiples empaques de producción: Mediante este diseño se pueden producir varias zonas simultáneamente y por separado a través del uso de tuberías de producción paralelas y empaquetaduras dobles.
 - Completación Triple: Este tipo de diseño puede llevarse a cabo utilizando dos ó más tuberías y empaques de producción.



3. PROTOCOLO PARA SUPERVISOR DE OPERACIONES EN INDEPENDENCE DRILLING S.A

3.1 PERFIL Y DESCRIPCIÓN DEL CARGO DE SUPERVISOR DE OPERACIONES EN INDEPENDENCE DRILLING S.A

Cargo:	Supervisor.
Código asignado por la Empresa:	FGH - 002
Unidad estratégica de negocios:	Petróleo
Dirección / Gerencia:	Dirección de Operaciones Petróleo
Cargo Superior Inmediato:	Jefe de Equipo
Cargos que le reportan:	Operador de Equipo
Relaciones con otros cargos:	Internas: Jefe de Equipo Personal de la Cuadrilla Administrador- Jefe de Operaciones Jefe de Mantenimiento Director Operaciones Lusatech Externas: Clientes

3.1.1 Perfil Requerido

Cuadro 1. Perfil requerido para el cargo de Supervisor de Operaciones en
Independence Drilling S.A

EDUCACION	EXPERIENCIA
Básica: Saber leer, escribir, operaciones matemáticas básicas (suma, resta, multiplicación y división).	Experiencia: Preferiblemente 3 años desempeñando el cargo dentro del sector ó mínimo un año de experiencia al personal que se haya desempeñado como maquinista ó personal con mínimo 6 meses como ingeniero en entrenamiento.
Especializada: Preferiblemente Ingeniero de petróleo	El personal que está en entrenamiento no requiere de la experiencia descrita anteriormente. A criterio del Jefe de Equipo, previo Vo.Bo. de Dirección de Operaciones, esta persona puede ocupar el cargo.



FORMACION	COMPETENCIAS ESPECIFICAS
<ul style="list-style-type: none"> • Certificado en control de pozos "Well Control". Quienes ingresan a la empresa o sean ascendidos al cargo, deben tomar el curso en un término no superior a tres meses.	Las competencias organizacionales y técnicas del cargo

3.1.2 Funciones y Conocimientos Previos

Cuadro 2. Descripción del Cargo de Supervisor de Operaciones en Independence Drilling S.A

FUNCIONES	CONOCIMIENTOS	COMPETENCIA
Supervisar y coordinar todas las actividades que se realizan en el equipo siguiendo los programas operacionales suministrados por la operadora, conforme lo planeado con el Jefe de Equipo	Operación de perforación, mantenimiento y reacondicionamiento de pozos de petróleo	Planeación y seguimiento Direccionamiento de personal
	Programas y procedimientos operacionales y administrativos del área o relacionados	
	Políticas y normas de la Empresa y compañía Operadora	
	Formatos exigidos por el cliente	
	SIG	
	Plan de emergencias	
Realizar, junto con el Jefe de Equipo y el Jefe de HSEQ las inspecciones preventivas a todos los equipos y herramientas del taladro y programar su mantenimiento	Programa de Inspecciones	Planeación y seguimiento Direccionamiento de personal Manejo de unidades de medida
Realizar el reporte diario de operaciones de su turno en la bitácora y diligenciar los diferentes documentos técnicos y administrativos requeridos por la Empresa y la compañía operadora.	Operación de perforación, mantenimiento y reacondicionamiento de pozos de petróleo	Planeación y seguimiento



Operar el acumulador de presión para el cierre o apertura de las preventoras de reventones. Registrar en la bitácora las presiones de trabajo.	Manejo del acumulador	Manejo de máquinas Manejo de herramientas Manejo de tubería Análisis de problemas Habilidad en el control de pozos
	Well Control	
	Operación de preventoras	
Manipular las herramientas de subsuelo durante operaciones especiales (relevar al maquinista en situaciones de manejo especial o delicado).	Operación de perforación, mantenimiento y reacondicionamiento de pozos de petróleo	Manejo de herramientas Manejo de máquinas Manejo de tubería Toma de decisiones Manejo de herramientas de pesca Habilidad en control de pozos Recursividad
	Procedimientos operacionales e instructivos	
	Operación de herramientas del subsuelo (experiencia)	
Realizar o dirigir al personal capacitado la toma de pruebas técnicas de seguridad (prueba de anclajes, de válvulas de seguridad, de BOP's) según las normas establecidas para cada caso.	Instructivo relacionado	Direccionamiento de personal Liderazgo y desarrollo de otros
Coordinar todas las actividades de arme, desarme y movilización del equipo, según los procedimientos establecidos.	Operación de perforación, mantenimiento y reacondicionamiento de pozos de petróleo	Direccionamiento de personal Manejo manual de cargas Toma de decisiones Análisis de problemas
	Arme y desarme de equipo	
	Procedimientos operacionales e instructivos	
Supervisar y controlar que el personal a su cargo cumpla con el reglamento interno de trabajo, de Higiene y Seguridad Industrial como también las políticas y normas de la Empresa y compañía operadora.	Reglamento Interno de trabajo e Higiene y Seguridad Industrial	Planeación y seguimiento Toma de decisiones Direccionamiento de personal Liderazgo y desarrollo de otros
	Políticas y normas de la Empresa y compañía Operadora	
Fijar, según solicitud de la compañía operadora, los parámetros de operación de la bomba de lodos, rotaria, acumulador de presión, y demás equipos que lo requieran.	Programa del pozo	Manejo de máquinas Manipulación de las sartas de bombeo y producción
	Operación de bomba de lodos, rotaria y acumulador de presión	
Informar a su Jefe inmediato cualquier anomalía que se presente en el sitio de trabajo.	Anomalías presentadas durante la operación	Análisis de Problemas Habilidad en control de pozos Toma de decisiones



Vigilar que los equipos y accesorios se armen y utilicen en forma correcta.	Arme y Uso correcto de equipos y accesorios	Manejo de herramientas Manejo de maquinas
Responder por las instalaciones del cliente en las que se encuentre trabajando.	Procedimientos e instructivos relacionados	Uso y manejo adecuado de las instalaciones, y de equipos.
Cumplir con la elaboración de los formatos exigidos por el cliente: control de herramientas, varillas partidas, cartas de apretamiento circunferencial, estado de las tuberías, y reuniones de seguridad entre otras.	Formatos exigidos por el cliente	Planeación y seguimiento
Aplicar los procedimientos para el control de pozos.	Well Control	Manejo de herramientas, máquinas y tubería. Manipulación de sartas de bombeo y producción. Habilidad en control de pozos Manejo de herramientas de pesca Liderazgo y desarrollo de otros. Tolerancia al estrés Toma de decisiones Análisis de problemas Habilidad en control de pozos
Sentar y desasentar empaques de producción de acuerdo con las especificaciones dadas por la compañía Operadora.	Sentamiento y desasentamiento empaques y tapones Especificaciones de la Operadora y el fabricante	Manipulación de empaques y tapones
Mantener un control del tiempo de trabajo de equipos (junto con el mecánico y el Electricista) y herramientas y de los materiales empleados en la operación.	Operación de perforación, mantenimiento y reacondicionamiento de pozos de petróleo Tiempo de la operación y uso de equipos y herramientas de la operación	Planeación y seguimiento
Es responsable por las operaciones de reacondicionamiento en la boca de pozo.	Operación de perforación, mantenimiento y reacondicionamiento de pozos de petróleo	Manejo de herramientas, máquinas y de tubería Manipulación de las sartas de bombeo Habilidad en el control de pozos
	Procedimientos operacionales e instructivos correspondientes	Manejo y/o interpretación: de herramientas básicas de medición y de unidades de medida. Recursividad



Elaborar un reporte escrito describiendo las operaciones de manera cronológica y detallada, aproximando el tiempo al cuarto de hora más próximo o a la media hora, según la modalidad de la operadora correspondiente.	Operaciones realizadas de manera cronológica y tiempos invertidos en ellas	Planeación y seguimiento
Ordenar, supervisar e instruir al personal de la cuadrilla de reacondicionamiento, de acuerdo con las operaciones que se ejecutan durante su turno.	Operación de perforación, mantenimiento y reacondicionamiento de pozos de petróleo	Direccionamiento de personal Liderazgo y desarrollo de otros
	Procedimientos operacionales	
Es el responsable por la medida y control de la sarta que se encuentra dentro del pozo y de la determinación de la profundidad del pozo manteniendo actualizado un esquema de los componentes de la sarta en donde se detallan longitudes, diámetros interno y externo, cuellos de pesca, grados, rangos y peso de los tubulares, broca y demás herramientas de subsuelo.	Tipos de medida que se utilizan (torque, presión, peso, longitudes, densidades)	Manejo de unidades de medida Manipulación de la sarta de bombeo y producción Manejo y/o interpretación de herramientas básicas de medición Toma de decisiones Análisis de datos
	Matemáticas	
Supervisar la medición de la sarta y todos sus componentes, determina las profundidades al comenzar o finalizar turno y cuando se produzcan cambios en los parámetros de perforación.	Operación de Perforación de pozos de petróleo	Manejo y/o interpretación de herramientas básicas de medición Manejo de unidades de medida
	Operación de suma y resta	
Revisar y preparar las herramientas que se van a utilizar durante su turno y durante las actividades posteriores.	Conocimiento de herramientas de workover y perforación	Manejo de herramientas Planeación y seguimiento
	Operaciones a desarrollar y herramientas a utilizar	
Coordinar junto con el Jefe de equipo las movilizaciones.	Manejo de cargas	Manejo manual de cargas
	Procedimientos e instructivos relacionados	
Participar en la elaboración de inventarios de partes y piezas del equipo de acuerdo con la programación del jefe de equipo.	Programación por parte del Jefe de Equipo	Elaboración de informes, planeación y seguimiento



Supervisar el funcionamiento y mantenimiento de las bombas de lodo, el swivel, las llaves de potencia y en general todas las herramientas que utiliza la cuadrilla.	Funcionamiento de bombas de lodo, swivel, llaves de potencia y herramientas utilizadas por la cuadrilla	Manejo de herramientas Manejo de máquinas Manejo de herramientas de pesca
Recomendar y programar el mantenimiento correctivo y preventivo de las mismas.	Estado de maquinaria y herramientas del equipo	Direccionamiento de personal Análisis de problemas Toma de decisiones
	Programa de Mantenimiento	
Reportar a su jefe inmediato las necesidades que detecta en lo referente a repuestos, equipos y materiales para el buen funcionamiento del equipo.	Necesidades del equipo en repuestos, equipos y materiales.	Planeación y seguimiento
Ordenar el engrase diario de los componentes del equipo a su cargo, incluida la sarta que se baja al pozo.	Programación por parte del Jefe de Equipo	Direccionamiento de personal
Ordenar un almacenamiento adecuado para los equipos, herramientas y repuestos cuando no se estén utilizando. (Por ningún motivo se almacenarán herramientas y/o repuestos sucios y en sitio diferente al asignado).	Cómo se deben almacenar los equipos, herramientas y repuestos.	Direccionamiento de personal
Calibrar y registrar las características y las medidas de las herramientas de subsuelo y de superficie que se utilizan en el pozo.	Uso de herramientas básicas de medición	Manejo y/o interpretación de herramientas básicas de medición Manejo de unidades de medida
	Medidas estándar de las herramientas	
Es responsable de la limpieza de la tubería de trabajo una vez terminado un trabajo donde se utilizó cualquier químico que pueda deteriorar el estado de la sarta.	Necesidades del equipo en repuestos, equipos y materiales.	Manejo de tubería
Es responsable de la limpieza y mantenimiento de las preventoras después de haber sido utilizadas.	Funcionamiento de las preventoras	Planeación, seguimiento y direccionamiento de personal

3.1.3 Principios del Cargo Relacionados con HSEQ



Cuadro 3. Principios relacionados con Seguridad Industrial, Salud Ocupacional, Medio Ambiente y Calidad.

PRINCIPIOS RELACIONADOS CON HSEQ (Health, Safety, Environment, Quality, en español: Seguridad Industrial, Salud Ocupacional, Medio Ambiente y Calidad)		
RESPONSABILIDADES		
FUNCIONES	CONOCIMIENTOS	COMPETENCIAS
Estimular y crear un ambiente propicio para que se informen incidentes, situaciones inseguras. Al ser identificados debe reportarlos inmediatamente Informar al jefe inmediato sobre el desempeño del proceso.	Incidentes y situaciones inseguras.	Direccionamiento de personal
Participar activamente en las capacitaciones que se programen.	Capacitaciones programadas	Planeación y seguimiento
Participa en la difusión y el control de documentos y registros respectivos.	Procedimientos operacionales	Planeación, seguimiento, direccionamiento de personal
	Procedimiento de control de documentos y control de registros	
Informar al jefe inmediato sobre el desempeño del proceso.	Desempeño del proceso	Planeación y seguimiento
Cumplir la planificación, desarrollo y entrega del servicio dentro de los parámetros establecidos en el contrato.	Condiciones contractuales	Planeación y seguimiento
	Operación de perforación, mantenimiento y reacondicionamiento de pozos de petróleo	
Conocer y cumplir requisitos legales, reglamentarios y otros requisitos (ambiente, salud y seguridad), los del cliente y otras partes interesadas.	Matriz de requisitos legales y reglamentarios	Planeación y seguimiento
Cumplir y hacer cumplir la política, objetivos y metas de HSEQ.	Políticas, objetivos y metas de la Empresa	Planeación y seguimiento Direccionamiento de personal
Comunicar los lineamientos y políticas de la Organización.	Procedimientos, políticas y programas organizacionales	Planeación, seguimiento, direccionamiento de personal
Gestionar recursos para el desarrollo del proceso.	Recursos con los que se cuenta	Planeación y seguimiento Análisis de problemas
	Desarrollo de las operaciones	



		Recursividad Administrar recursos.
Cumplir los procedimientos operativos y administrativos relacionados con el proceso.	Procedimientos e instructivos operacionales y administrativos relacionados	Planeación y seguimiento
Dar respuesta a las comunicaciones del cliente y otras partes interesadas.	Procedimientos e instructivos operacionales y administrativos relacionados	Liderazgo y desarrollo de otros Análisis de problemas
Identificar las necesidades de capacitación y entrenamiento del equipo.	Fallas causadas por falla humana y capacitación relacionada	Liderazgo y desarrollo de otros Análisis de problemas
Reportar desviaciones del Sistema Integrado de Gestión.	Qué es una desviación del sistema y forma de investigarla Formato de reporte de desviación del sistema	Análisis de Problemas Toma de decisiones
Hacer seguimiento y verificar el cumplimiento de las acciones de control derivadas de las desviaciones del SIG dentro de su proceso e identificar oportunidades de mejora.	Procedimiento de acciones correctivas y preventivas	Planeación y seguimiento Toma de decisiones Análisis de problemas
	Acciones de control de las desviaciones del SIG	
	Qué es una desviación del sistema y forma de investigarla	
Responsable por la implementación y cumplimiento del plan de emergencias.	Plan de emergencias	Planeación y seguimiento
Identificar aspectos/peligros y evaluar impactos/riesgos y medidas de control.	Qué es un aspecto/peligro, Riesgo/impacto y medidas de control	Planeación y seguimiento Toma de decisiones Análisis de problemas
	Procedimiento análisis de seguridad en el trabajo y evaluación de riesgos PHQ-S-003	
Cumplir estrictamente con el manejo y disposición de basuras	Disposición de basuras en las canecas	Planeación y seguimiento

3.1.4 Principales Responsabilidades del Personal Restante

Varios factores pueden afectar el tamaño de la cuadrilla de personal que se requiera para un determinado trabajo. Cada miembro del equipo, debe conocer su lugar de trabajo y sus responsabilidades en las actividades de control del pozo. Hay actividades específicas que pueden requerir de especialistas, tales como la bajada de tubería de revestimiento, cementación o equipos de registros por cable, que se añaden a la lista del personal activo en funciones, modificando en consecuencia las responsabilidades generales asignadas.



La principal responsabilidad de cada miembro es la de mantener las líneas de comunicación abiertas. Las responsabilidades individuales que se muestran a continuación, son representativas de lo que debe hacerse, y la persona que típicamente ejecuta la tarea durante los eventos de control de pozo. La lista siguiente solo provee un ejemplo y de ninguna manera es una recomendación ni representa una política.

- **REPRESENTANTE DE LA COMPAÑÍA**

El representante la compañía, es responsable por dirigir segura y eficientemente todas las operaciones del control del pozo. Necesita sentirse seguro de que cada miembro del equipo conoce las funciones que debe de desempeñar en una situación de flujo. Así mismo, es la persona que toma todas las decisiones de control del pozo, tales como el método de control a seguir, y enfrentar de la mejor manera, los problemas que surjan.

- Organiza la operación de control del pozo
- Tiene la responsabilidad general total, a menos que el equipo de perforación tenga un Gerente de Instalación de Costa fuera (Offshore Installation Manager) (OIM)
- Da las instrucciones al personal, supervisa las operaciones y se asegura que el personal conozca sus responsabilidades
- Notifica y mantiene abiertas las comunicaciones con la oficina
- Puede ser responsable de las operaciones del estrangulador, o de designar al operador de estrangulador

- **TOOLPUSHER / JEFE DEL EQUIPO**

Debe asistir al representante del operador a petición de éste. Necesita estar seguro del cumplimiento adecuado de las órdenes. Si un nuevo miembro del equipo llega al turno durante las operaciones de control, es responsabilidad del Jefe de Equipo informarlo de la situación y procurar que tanto el equipo viejo como el nuevo hagan una transición uniforme para la continuación de las operaciones.

- Responsable del equipo y su personal.
- Verifica el despliegue del personal en los turnos de entrada y de salida, notifica al ingeniero de campo o Company Man en operaciones terrestres.
- Puede ser el responsable de la operación del estrangulador o de designar al operador del estrangulador.
- Coordina la operación de control de pozo con el representante de la compañía.

- **PERFORADOR:**

El perforador debe dirigir a todos los miembros del equipo que estén bajo su supervisión, de acuerdo con las indicaciones del Jefe de Equipo. También debe verificar que el estrangulador, los acumuladores, controles y preventora estén funcionando correctamente. Debe mantener la operación de las bombas en la velocidad estipulada por el representante del operador.



- Su responsabilidad primaria es la detección de la surgencia o amago y su verificación.
- Cerrar el pozo.
- Notificar al supervisor.
- Organizar al personal para la operación de controlar o ahogar el pozo.
- Permanecer en la consola de perforación para operar el equipo y las bombas del equipo durante la operación de control del pozo.
- Conocer todas las leyes y reglamentos aplicables al ambiente y cumplirlos en todo momento.
- Tomar medidas inmediatas por la protección de la vida, el ambiente y los bienes en caso de derrames u otras emergencias.
- Capacitar al personal en el uso de los equipos para la protección del ambiente.
- Asignar responsabilidades al personal por la protección del ambiente, y llevar a cabo simulacros para asegurarse de que serán tomadas todas las medidas necesarias.
- Mantener en la obra los equipos y sustancias químicas necesarias para la protección del ambiente.
- Coordinar con los contratistas las medidas requeridas.
- Alertar inmediatamente a su supervisor o la siguiente persona en la lista de personas a notificar en caso de contingencias, en caso de un derrame u otra emergencia.
- Proporcionar toda la información necesaria en un formato de reporte de derrames, y conocer todas las funciones detalladas en todos los planes contingentes.

- **ENCUELLADOR (ENGANCHADOR) EN EL TRABAJADERO**

Va a la zona de las fosas o piletas, pone a punto y supervisa el separador de gas, el desgasificador y las fosas o piletas, trabaja con el ingeniero de lodos para supervisar al personal de mezclado y para asegurarse que las bombas de mezclado estén funcionando y estén dispuestas adecuadamente. Este personal deber:

- Manipular en el trabajadero de tubería, las sartas de tubería y de varilla durante las diferentes operaciones de perforación, mantenimiento o reacondicionamiento de pozos.
- Operar correctamente la bomba de lodos y realizar las conexiones de superficie para la circulación de fluidos al pozo.
- Verificar frecuentemente el estado de los pines de la torre, evaluar su desgaste y asegurarse que operen libremente e informar a su superior cualquier anomalía.
- Es el responsable por el buen funcionamiento y mantenimiento preventivo de las bombas de lodo y el sistema de tanques para almacenar y circular los fluidos del pozo.
- Realizar inspecciones visuales preventivas a todas las herramientas, equipos y accesorios de la torre, así como también de las bombas de lodos y el sistema de circulación de fluidos en el pozo.



- Informar al Supervisor o al Jefe de HSEQ sobre condiciones o actos inseguros en el lugar de trabajo y presentar sugerencias para su corrección Informar al jefe inmediato sobre el desempeño del proceso.
- Aporta información para la identificación de aspectos/peligros y evaluación de impactos/riesgos y medidas de control.

- **AYUDANTES (DEPENDIENDO DE SU DESIGNACIÓN)**
 - Reportan a la estación asignada de control de pozo (piso del equipo, sala de bombas, consola, etc.)
 - Siguen las instrucciones del perforador

- **ELECTRICISTA / MECÁNICO**
 - Asiste al mecánico / encargado de motores, si se requiere
 - Se mantiene atento para recibir órdenes

- **INGENIERO DE LODOS**

Es responsable por procurar que el fluido para la perforación cumpla los requerimientos del operador. Debe hacer los cálculos que le pida el representante del operador y vigilar continuamente las propiedades del lodo durante toda la operación de control. Cualquier problema o anomalía debe ser reportado al representante del operador. El operador de la torre necesita monitorear y mantener las bombas de lodo y el sistema de lodo durante la operación de control. Cualquier problema o mal función debe ser reportado al representante del operador, el perforador y al Jefe de Equipo.

 - Va a las piletas o fosas
 - Supervisa las operaciones de densificación del lodo
 - Mantiene constantes las propiedades y densidad del fluido

- **OBREROS DE PATIO**
 - Van a la sala de lodos o de bombas y siguen las instrucciones del supervisor

- **ENCARGADO DE MOTOR (MOTORISTA)**
 - Apaga todo el equipo no esencial
 - Se asegura que los sistemas de poder o potencia funcionen durante la operación
 - Se dirige a la estación asignada para las operaciones de control de pozo
 - Se mantiene atento para recibir órdenes y para detener el equipo de perforación

- **CEMENTADOR**
 - Se reporta a la unidad de cementación
 - Pone todo a punto para bombear el cemento
 - Se mantiene atento para recibir órdenes



- INSTRUMENTISTA
 - Es la persona responsable de la instalación, calibración, y mantenimiento de todos los sensores o indicadores que funcionan en el equipo, sin embargo, es responsabilidad de todo el personal el manejo y cuidado de todos estos aparatos.

- PERSONAL DE SERVICIO
 - Van a las estaciones asignadas para las operaciones de control de pozo
 - Se mantienen atentos para recibir órdenes

3.2 DATOS GENERALES

3.2.1 Principales Partes de la Torre de Perforación

Las Torres Petroleras son utilizadas para realizar perforaciones de entre 2600 pies y 20000 pies de profundidad en el suelo tanto de pozos de gas, agua o petróleo, como así también pozos de exploración para analizar la geología y buscar nuevos yacimientos. Inclusive se utilizan para realizar perforaciones de prospección o explotación en minería cuando la profundidad del yacimiento supera los 5000 pies bajo el nivel de terreno. Cuando las perforaciones se realizan en el mar estas torres están montadas sobre barcasas con patas o buques con control activo de su posición respecto del fondo del mar y se denominan Plataformas petrolíferas.

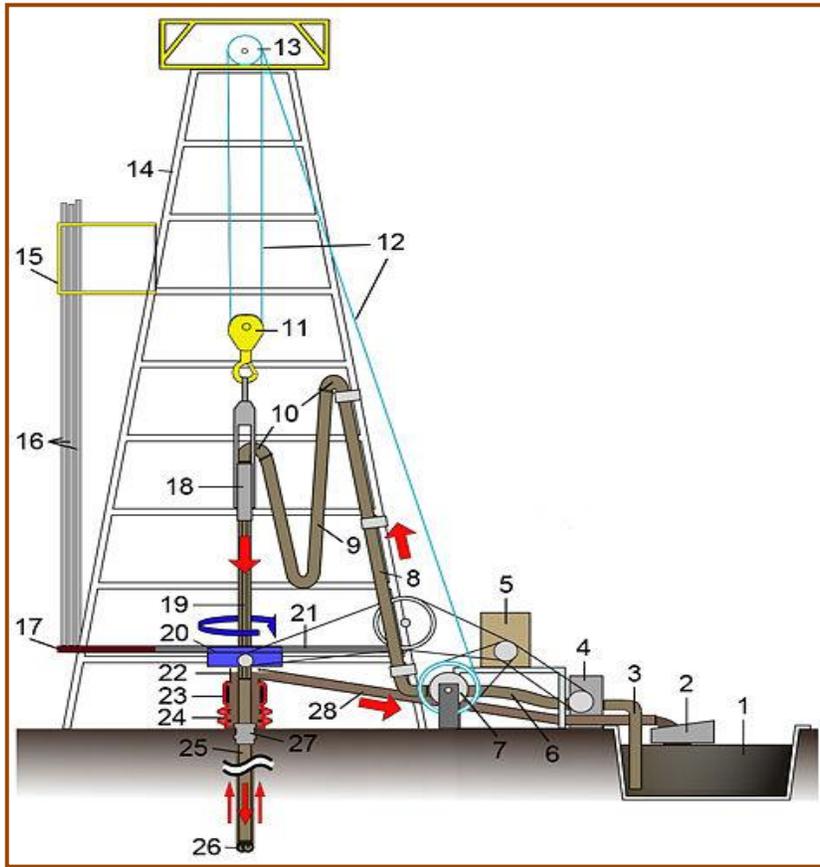
El equipamiento asociado a una Torre de Perforación depende en parte del tipo de torre pero incluye al menos las siguientes partes:

1. Tanque de lodo o Pileta
2. Agitadores de arcilla
3. Línea de succión de la bomba de lodo
4. Bomba de lodo
5. Motor
6. Manguera de la bomba
7. Carrete del aparejo
8. Cañería de lodo
9. Manguera o línea stand pipe
10. Goose-neck o cuello ganso por su forma a un cuello de ganso. Se conecta la línea del stand pipe con la Kelly para poder circular el lodo de perforación.
11. Aparejo o bloque viajero
12. Cable del aparejo (cable de perforación o drilling line)
13. Crown block (corona)
14. Estructura
15. Piso del enganchador (encuellador)



16. Tiros (3 barras de 9 metros por cada tiro es lo usual) (paradas: cada tubo mide 31.5 ft y se le llama parada de 3 palos, es decir, 3 tubos conectados entre si)
17. Rack pipe (soportes para tubería)
18. Conexión de lodo gирatoria (swivel), en equipos modernos se reemplaza por el "Top Drive".
19. Barra de perforación (rota junto con la Mesa aunque puede moverse hacia arriba y abajo libremente) Kelly
20. Mesa rotativa (Acciona la barra de perforación)
21. Piso de perforación
22. Bell nipple Campana
23. Válvula (BOP) Anular
24. Válvula (BOPs) Ciega y de tubería
25. Sarta de perforación
26. Brocas
27. Cabeza del Casing
28. Línea de retorno de lodo.

Imagen 11. Diagrama simplificado de una Torre de Perforación y su funcionamiento.



Tomado de: <http://ticsperu.wikispaces.com/Polaridad+y+Petroleo+Crudo>



Un campo petrolífero puede estar bastante alejado de la civilización, por lo que armar y establecer las torres puede ser un ejercicio la mayoría de las veces extremadamente complicado, por lo que respecta a su logística. Por ejemplo, los trabajadores tienen que realizar su labor allí durante semanas o meses y requieren hospedaje. Asimismo, el hospedaje y el equipamiento requieren electricidad y agua. Las tuberías en las zonas frías pueden necesitar ser calentadas. Un exceso de gas natural hace necesario que se quemé si no hay forma de hacer uso del mismo, lo que requiere un horno, almacenes, y tuberías para transportarlo del pozo al horno.

El típico campo petrolífero parece una pequeña ciudad autosuficiente en medio de un paisaje punteado con torres de perforación (oil derricks). Varias empresas, como Weatherford y Halliburton, tienen organizaciones que se especializan en la construcción a gran escala de la infraestructura requerida para operar un campo de forma rentable.

Existen más de 40.000 campos petrolíferos extendidos a los largo del planeta, tanto en tierra como mar adentro. El campo Qurna Oeste 2, alberga unas reservas estimadas en 12.900 millones de barriles y es considerado el mayor del mundo¹³.

El otro campo mayor es el Campo Ghawar en Arabia Saudita con 474 millones de barriles de petróleo y el Campo Burgan en Kuwait, donde un solo pozo llegó a producir más de 50 mil barriles por día, según los especialistas ha alcanzado su máximo pico de producción y produce ahora unos 1.7 millones de barriles por día, luego de casi 60 años de explotación, con un acumulado de más de 29.1 billones de barriles desde el año 1946. La mayoría de los pozos petrolíferos son mucho menores. En la edad moderna, la localización y las reservas conocidas de campos de petróleo son un factor clave en muchos conflictos geopolíticos.

3.2.2 Equipos y Herramientas

Una herramienta es un objeto elaborado a fin de facilitar la realización de una tarea mecánica que requiere de una aplicación correcta de energía. El término herramienta, en sentido estricto, se emplea para referirse a utensilios resistentes (hechos de diferentes materiales, pero inicialmente se materializaban en hierro como sugiere la etimología), útiles para realizar trabajos mecánicos que requieren la aplicación de una cierta fuerza física.

Las herramientas se diseñan y fabrican para cumplir uno o más propósitos específicos, por lo que son artefactos con una función técnica.

¹³ Tomado de: <http://www.libertaddigital.com/economia/una-empresa-rusa-y-otra-noruega-explotaran-el-mayor-campo-petrolifero-del-mundo-1276378783/>



Muchas de las herramientas, son combinaciones de máquinas simples que proporcionan una ventaja mecánica. Por ejemplo, una pinza es una doble palanca cuyo punto de apoyo está en la articulación central, la potencia es aplicada por la mano y la resistencia por la pieza que es sujeta. Un martillo, en cambio, sustituye la fuerza de un puño o una piedra por un material más duro, por ejemplo el acero, donde se aprovecha la energía cinética que se le imprime para aplicar grandes fuerzas.

Las herramientas pueden ser manuales o mecánicas. Las manuales usan la fuerza muscular humana, mientras que las mecánicas usan una fuente de energía externa, por ejemplo la energía eléctrica.

El equipo o máquina es un conjunto de piezas o elementos móviles y fijos cuyo funcionamiento posibilita aprovechar, dirigir, regular o transformar energía o realizar un trabajo con un fin determinado. Se denomina equipo al conjunto de máquinas que se aplican para un mismo fin y al mecanismo que da movimiento a un dispositivo.

En los anexos A, B, C, D, E, F, G, H e I, se encuentran ubicadas las imágenes de los principales equipos y herramientas que son utilizados en los procesos de arme, perforación y completamiento.



4. ARMADA DEL EQUIPO

4.1 DATOS GENERALES

Después que los geólogos y geofísicos han encontrado una estructura favorable para la formación de un yacimiento petrolífero, terminan las operaciones propiamente dichas de exploración y se inician las de arme del equipo en un sitio previamente señalado por los geólogos. Antes de iniciar el proceso de arme del equipo, se debe:

1. Ubicación de trailers, a medida que llegan los trailers a la nueva locación se deben ir acomodando según el diseño y los planos del pozo.
2. Acondicionamiento de trailers para ser habitados. Se debe crear el sistema de aguas residuales y agua potable, se ubican antenas y demás accesorios necesarios en el campamento.
3. Extender cables de conexiones eléctricas, enterrar cables eléctricos en el campamento.

Cada vez que se moviliza un equipo de perforación o workover, todas sus cargas se encuentran desarmadas. La primera operación que se hace es la de colocar la guitarra (convertidor de potencia que conecta la transmisión de la unidad básica con la rotaria para que esta pueda girar) de la Mesa Rotaria.

Imag12. Mesa rotaria sin Guitarra

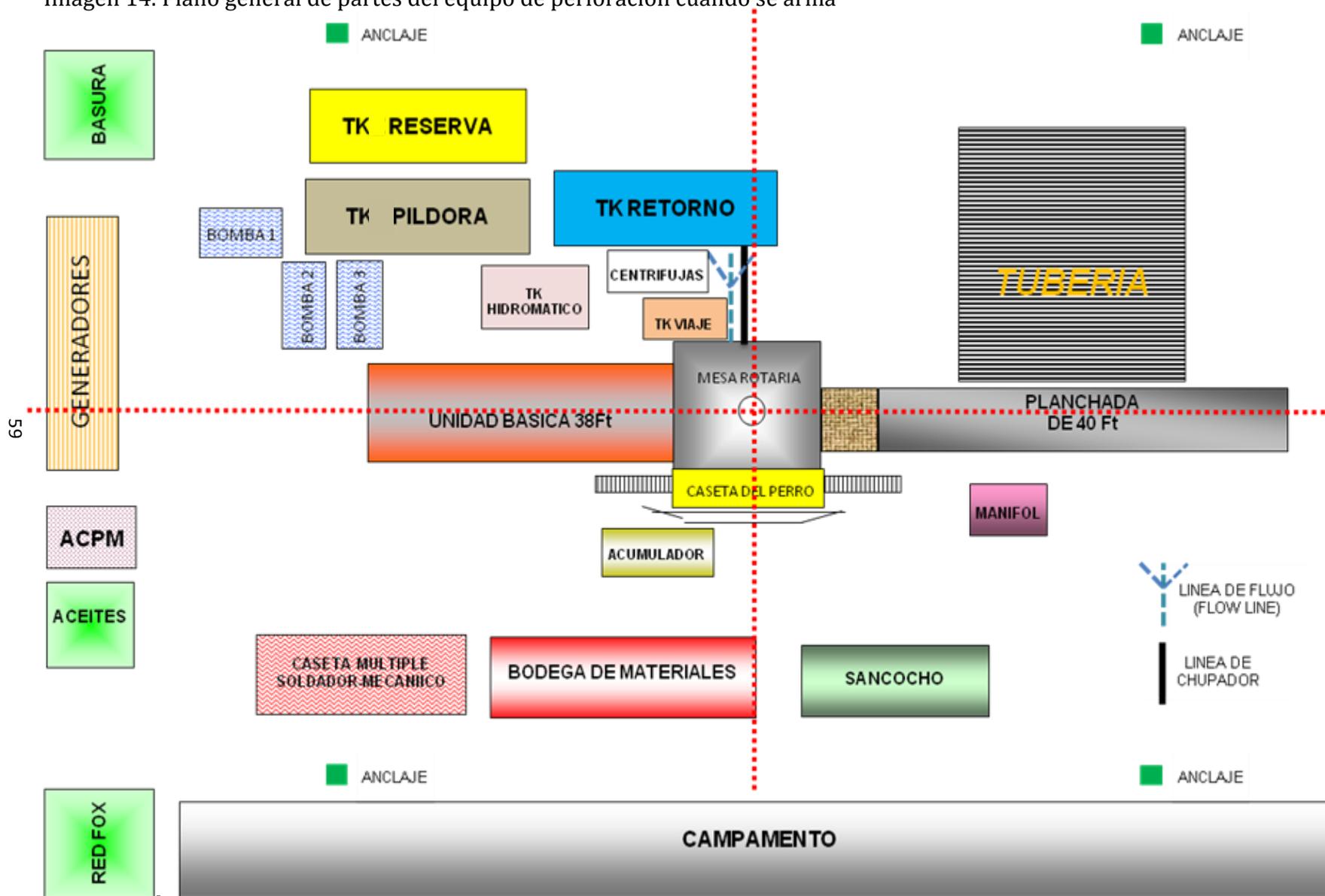


Imag13. Guitarra instalada en la mesa rotaria



Después de poner la guitarra, se procede a correr la mesa rotaria, para lo que se necesitan dos carromachos. Primero, se deja la mesa más o menos en posición al contrapozo, después se tira solo hacia a un lado, se deja un poco pasada del contrapozo, después se jala del otro lado y así se va colocando en su respectivo lugar. Se debe tener en cuenta la elevación de la segunda sección de la mesa rotaria.

Imagen 14. Plano general de partes del equipo de perforación cuando se arma



Elaboró: Edgar Andrés Bolívar Acosta.



4.2 FASES A REALIZAR

A continuación, se describen y detallan las etapas que por lo general forman parte de la fase de Armada del Equipo:

- A. INSTALACIÓN DE LA MESA ROTARIA EN EL CONTRAPOZO
- B. ELEVACIÓN DE LA SEGUNDA SECCIÓN DE LA MESA ROTARIA
- C. INSTALACIÓN DE LA CASETA DEL SUPERVISOR (CASA DEL PERRO – DOG HOUSE)
- D. CENTRAR LA MESA ROTARIA EN EL CONTRA POZO
- E. UBICACIÓN E INSTALACIÓN DE LOS TANQUES DE LODO
- F. COLOCAR LÍNEAS DEL CHUPADOR Y LA LÍNEA DE CONEXIÓN DEL FLOW LINE A LAS RUMBAS (PATEGALLINA)
- G. INSTALACIÓN DEL TANQUE DE VIAJE
- H. INSTALACIÓN DE LAS CENTRÍFUGAS
- I. INSTALACIÓN DEL TANQUE DEL HIDROMÁTICO
- J. UBICACIÓN DE LA BOMBA # 1
- K. SUBESTRUCTURA DE UNIDAD BÁSICA E INSTALACIÓN DE UNIDAD BÁSICA
- L. LEVANTAMIENTO DE PRIMERA SECCIÓN
- M. LEVANTAMIENTO DE SEGUNDA SECCIÓN
- N. UBICACIÓN DE BOMBAS # 2 Y # 3
- O. INSTALACIÓN DE LA BARRERA DE ACEITES
- P. INSTALACIÓN PLANTA DE GENERADORES CUMMINS
- Q. CASETA MÚLTIPLE Y BODEGA DE MATERIALES
- R. UBICAR SANCOCHO



A. INSTALACIÓN DE LA MESA ROTARIA EN EL CONTRAPOZO

Para eso se necesitan dos Carro Machos.

1. Se ubica uno a cada lado de la Mesa Rotaria en la parte inferior de la estructura de levante y se utilizan eslingas de 4 ramales para darle más seguridad y firmeza al momento de levantar la carga.
2. Ambos Carro machos levantan la mesa rotaria medio pie por encima de la superficie y van retrocediendo despacio hasta llegar lo más cerca posible al centro del contrapozo. Si es necesario se maniobra con cada uno de los Carro Machos para así darle el centro necesario a la Mesa Rotaria con respecto al contrapozo.
3. Cuando se tiene la Mesa Rotaria encima del contrapozo, se procede a levantar la segunda sección y posteriormente se le instala la caseta del perro.

Se debe tener mucho cuidado de no dejar la mesa descentrada porque eso afectaría toda la operación de perforación y su posterior completamiento.

B. ELEVACIÓN DE LA SEGUNDA SECCIÓN DE LA MESA ROTARIA

Para colocar la Casa del Perro, primero se debe subir la segunda sección de la Mesa. Esto se hace de la siguiente manera:

1. Se ubican los dos machos uno al frente y otro en la parte de atrás. Las mesas rotarias de perforación de equipos pequeños tiene en el frente y en la parte de atrás estructuras que permiten que de ellas se levante la mesa. Es así que cada uno de los carromachos escoge la mejor forma de amarre para asegurar la carga lo más seguro posible para levantar la mesa rotaria de forma pareja.
2. Antes de empezar a subir la mesa, se ubican las respectivas camisas (ver foto) de las columnas de la mesa, tres en cada lado, a medida que va subiendo la mesa se colocan las camisas. Se apiñan las camisas y se empieza a descender la mesa.

Imagen 15.





3. En ese momento, cuando empieza a descender la mesa, se apiñan los brazos que se encuentran en la parte superior de las columnas las cuales permiten un mayor soporte de la mesa.

Cumpliendo estos pasos, se da por terminada la elevación de la mesa rotaria.

C. INSTALACIÓN DE LA CASETA DEL SUPERVISOR (CASA DEL PERRO - DOG HOUSE)

1. Se colocan 4 grilletes sobre el techo de la casa del perro, uno en cada extremo, se pasa por ellos una cadena gruesa (de 1") y se hace un amarre en cruz en el centro del techo. Esta se amarra lo más corta posible para que el carromacho alcance la altura suficiente para poderla instalar en el sitio correspondiente.
2. Cuando el macho esté ubicado frente a la ubicación de la casa del perro, se le colocan los dos paraleles a la casa del perro con sus respectivos pines.
3. Se sube la casa del perro hasta que calcen los tubos de la misma con los que están anclados en la mesa rotaria.
4. Los soportes o paraleles tienen varios huecos para así fijar los soportes de la caseta del perro a los soportes de la mesa rotaria. Se deben dejar 5 huecos libres de arriba hacia abajo para que la casa del perro quede bien instalada y así pueda equalizar bien.

Imagen 16

Una vez esté la casa del perro lista y en su respectivo lugar, se procede a correr la mesa rotaria y dejarla en posición.



D. CENTRAR LA MESA ROTARIA EN EL CONTRA POZO

1. La mesa rotaria tiene un orificio en el centro por donde va a bajar la tubería. En este orificio se coloca una plomada lo más bajo posible a la cabeza del pozo, para centrarla.



2. Se ubica un carromacho en la parte donde se debe correr más la mesa, el otro carromacho se ubica en el lado opuesto para aguantar con cadena para que la mesa no se desalinee, ni se balancee cuando la están jalando.
3. Se hace necesario estar jugando (empujar, jalar y/o sostener) con los dos carromachos, para que la mesa quede lo más centrada posible y en su respectivo lugar.

E. UBICACIÓN E INSTALACIÓN DE LOS TANQUES DE LODO

1. Extender la geomembrana de manera uniforme en el espacio en donde se van a situar los tanques, esta debe abarcar buena parte para poder hacer los diques correspondientes.
2. Se ubica el tanque # 1 (el tanque de retorno - el de las rumbas), este debe quedar lo más cerca posible a la mesa rotaria porque así mismo es la longitud de la línea de flujo o flow line.

Imagen 17



Imagen 18



3. Se ubica el tanque # 2 (el de la píldora) seguido al tanque # 1, según indique la localización y distribución planteada en los planos. Estos dos tanques se conectan con camisas o con uniones de golpe y manguera. Los dos tanques deben estar perfectamente alineados y nivelados, porque de lo contrario, no se pueden colocar las respectivas camisas o mangueras de conexión, que se encuentran en los laterales de cada tanque.

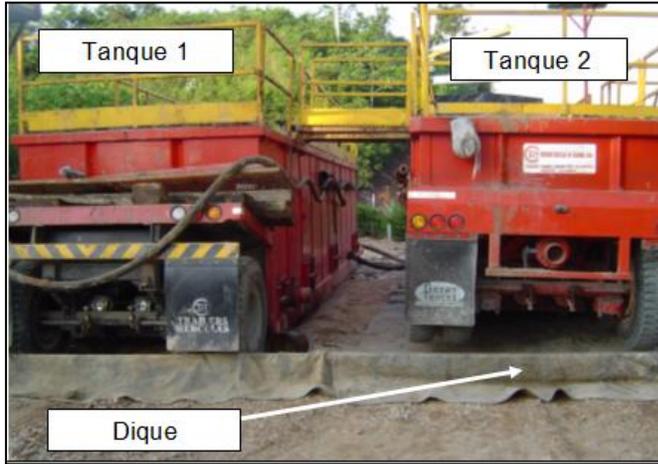


Imagen 19

- Después de colocar los tanques # 1 (de retorno) y # 2 (de píldora), se coloca el # 3 (el de reserva) al lado del # 2. Debe de haber una distancia de aprox 47 pulgadas uno del otro (que es la longitud del pasillo de comunicación de los 2 tanques), para que quede bien presentado, además, se debe tener en cuenta instalar el tubo o mangueras

de conexión entre los tanques. Estos tubos son de 3 pulgadas de diámetro y deben contar con sus respectivas uniones de golpe.



Imagen 20

Imagen 21

- Instalar mangueras de la Bomba Triplex.

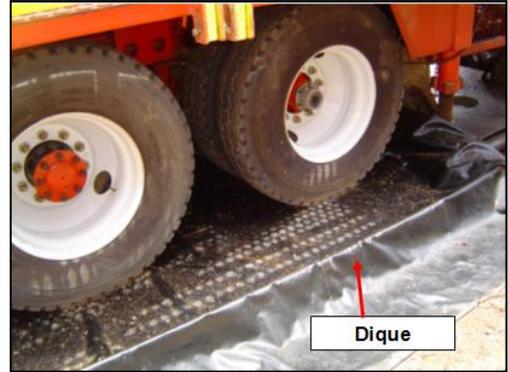




6. Colocar Diques para cada Tanque, con el fin de que este soporte el 110% de fluido de capacidad en cualquier eventualidad.

NOTA: El tanque debe quedar bien alineado (nivelado), esta medida también la da el piso superior que comunica al tanque # 2, con el # 3.

Imagen 22



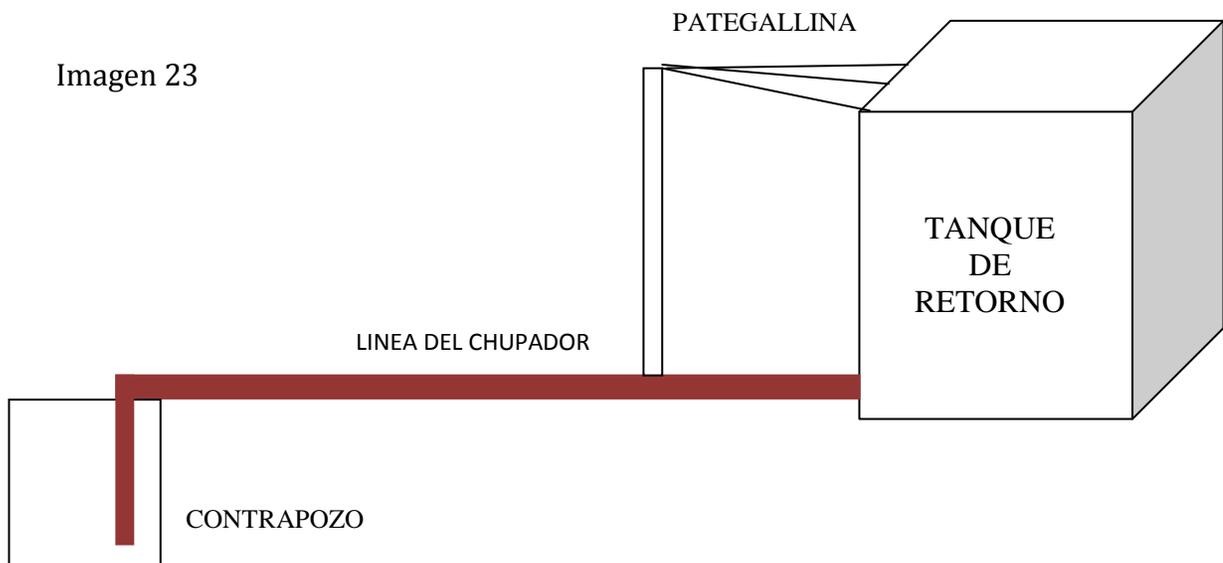
F. COLOCAR LINEAS DEL CHUPADOR Y LA LÍNEA DE CONEXIÓN DEL FLOW LINE A LAS RUMBAS (PATEGALLINA)

Después de colocar los dos tanques (el de Retorno # 1 y el de la Píldora # 2), la operación a seguir es colocar la línea del Chupador, (como su nombre lo dice, para chupar o succionar el agua que cae al contrapozo para que no se llene y se desborde por la locación.

Esta línea del chupador está conectada al tanque de retorno por una válvula de 6" (casi siempre en la parte inferior del tanque) para que baje el nivel de agua en el mismo. Posteriormente, se coloca la Pate Gallina (la línea triple de las Rumbas). Esta línea se coloca con la ayuda del carromacho

Después de esto, sigue la operación de instalación del Tanque de Viaje.

Imagen 23





G. INSTALACIÓN DEL TANQUE DE VIAJE

Esta operación es más sencilla, pues el Tanque de Viaje es levantado por el carromacho y lo sitúa entre la unidad básica y los tanques de lodo (ver plano de instalación equipo)

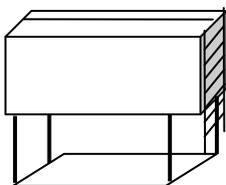
H. INSTALACIÓN DE LAS CENTRÍFUGAS

1. Se debe quitar la tornillería de las 3 Válvulas (porque son 3 centrifugas) que se encuentran en la parte inferior del tanque porque ellas succionan del compartimiento de retorno y le llevan hasta el compartimiento de tratamiento del lodo, estas son Válvulas de mariposa de 6 pulgadas.
2. Se ubican y aseguran las Válvulas
3. Después de colocar las Válvulas, se ubican los Flanches delante de ellas y se le coloca la tornillería.
4. El Macho la levanta y se pone en su lugar.
5. Luego se deben colocar las líneas que van desde la Centrifugas hasta el Mud Cleaner (Limpiador de Lodo) y el Dessander (Desarenador). (ver plano de instalación de equipo)

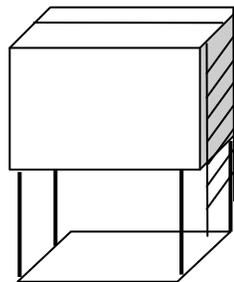
I. INSTALACIÓN DEL TANQUE DEL HIDROMÁTICO

1. Para colocar el Tanque del Hidromático, este se asegura con dos Eslingas del tubo horizontal que lo atraviesa.
2. Debe quedar siempre orientado con la escalera de acceso mirando hacia el tanque de retorno (donde se encuentra el Mud Cleaner) que es la posición donde va a quedar siempre.
3. Después de esto, se le sacan los pasadores que tiene en la parte superior de los tubos guías.
4. El Carro Macho lo eleva hasta que queden 5 huecos por fuera y se colocan los pines para que soporte el Tanque.
5. Por último, se le da al Carro Macho marcha hacia abajo y queda el Tanque en su posición.

Imagen 24



Posición inicial



Posición final



J. UBICACIÓN DE LA BOMBA # 1

Después de haber colocado los Tanques de Lodo, el Tanque de Viaje y las Centrifugas con sus respectivas líneas de conexión hacia el Limpiador de Lodo y el Desarenador, se coloca la Bomba # 1 en su lugar (ver plano armada equipo como referencia).

1. Antes de colocar la Bomba # 1, primero se debe colocar la Línea de Succión de la Bomba al Tanque ya que esta línea es una medida de referencia para la instalación de la bomba.

Imagen 25



Línea de succión de las bombas.

2. Después de haber colocado esta Línea, se coloca la Línea de Succión de la Bomba # 2 para dejarla presentada y la Línea de Succión de la Bomba # 3.
3. Después que se tienen puestas las respectivas Líneas de Succión, se puede colocar la Bomba # 1. Esta debe quedar bien presentada con respecto a la línea de conexión en la bomba y a la Línea de Descarga de 2 pulgadas, que es un punto de referencia importante para la distancia entre la bomba y el tanque.
NOTA: se debe tener en cuenta que las líneas de descarga, de succión, de seguridad y del chupador, se encuentran enumeradas para cada bomba para facilitar su instalación.
4. Cuando la Bomba esta presentada, se debe colocar una Válvula de Presión 5000 psi a un costado.. Esta Válvula es de la Línea de Descarga y de Seguridad de la Bomba que se desacopla, para efectos de trasteo ya que esta queda muy expuesta a que se enrede en algún lado. Esta válvula tiene un anillo metálico R39 que debe ser puesto para que proporcione buen sello.
5. Solo luego de haber puesto la Válvula de Seguridad, se puede colocar la Bomba de una forma correcta, presentada con la Camisa y con la Línea de Descarga de 2 pulgadas.
6. Esta debe quedar perfectamente alineada.



K. SUBESTRUCTURA DE UNIDAD BÁSICA E INSTALACIÓN DE UNIDAD BÁSICA

1. La Subestructura de la Unidad Básica (U.B.) es elevada por el carromacho en su plancha y se ubica sobre la Geomembrana que ya ha sido extendida frente al contrapozo o pozo a intervenir. Esta geomembrana sirve para que en ella caigan los residuos ya sea de aceite, grasa, crudo, cualquier cosa que pueda contaminar la locación queda encerrada por decirlo así en esta geomembrana. Es un sistema de control de derrames

Imagen 26

2. A medida que se va acercando a la Mesa Rotaria, hay que bajarlo un poco porque la subestructura pega con la Guitarra. Cuando está a punto de tocar suelo, el Carro Macho le da espacio marcha hacia atrás y lo va ubicando lo más centrado posible.



3. La ubicación de la Subestructura la dan los tensores que se encuentran anclados en la estructura de la Mesa Rotaria (ver foto). Estos tensores deben quedar ya sea flojos o apretados ambos.
4. Se puede instalar el pin un solo lado, cuando ya esté apinado cualquiera de los dos lados, el Carro Macho ronca (jala o empuja) la subestructura para el lado que necesite ser apinado con el tensor.
5. Después de ubicar la Subestructura, se colocan las rampas para que suba la U.B. estas deben quedar

apinadas con todos sus pines.

Imagen 27

6. Ya que se ha instalado la Subestructura, el mecánico sube la U.B. por la Rampa y la sitúa en la mitad de la Estructura. La U.B también se ubica por los tensores que están sobre el papa (el papa es una estructura que sobresale encima de la sub estructura y se encuentra en la punta de la subestructura) ver foto.



7. Por último y lo más importante, es que la U.B se cuadra respecto al Cardán de la Rotaria. Este debe quedar bien alineado pues de lo contrario, no se puede apinar el Cardán de la Rotaria con el Cardán de la Unidad Básica. Después de que esté



encima la UB con sus respectivos tensores instalados, se procede a bajar los Gatos hidráulicos de la UB; los de la Cabina deben quedar siempre con 10 vueltas aproximadamente cada uno. Después de gatear la unidad básica se nivela con el nivel de ojo de gallina. Solo después de haber realizado esta operación, se puede subir la torre, de lo contrario no es pertinente.

L. LEVANTAMIENTO DE PRIMERA SECCIÓN

1. Los Cuñeros y los Encuelladores bajan los cables de los vientos de la torre hacia el piso (los vientos de atrás se dejan a un lado de la Unidad Básica, los del frente de la Corona se jalan y se dejan en la parte de delante de la Mesa Rotaria).



2. Posteriormente se colocan las poleas de los cables de las llaves de potencia ya que las pesas de estas van en la Mesa Rotaria y se necesita desconectarla completamente del la Torre para poder viajar. La Torre debe estar desasegurada de la cabina de la Unidad Básica no de la segunda sección porque de lo contrario, se revienta la cadena que la asegura.
3. Por lo regular cuando se moviliza la unidad básica, el bloque viajero se asegura con cadenas a la torre para que no se mueva y cause daños por el peso. Los encuelladores deben desasegurar el bloque antes de levantar la torre y se debe hacer una inspección general desde la corona hasta la punta de la torre verificando que todos los cables estén libres y no haya nada en la torre que se pueda caer y causar algún incidente o accidente.
4. Cuando se han bajado todos los cables de la Torre, el Pusher y/o el Supervisor de mayor experiencia proceden a levantar la Primera Sección de la Torre con los gatos hidráulicos que ella posee.

NOTA: Por lo general, la presión máxima que desarrollan los gatos hidráulicos subiendo no debe pasar de las 2000 lbs, porque se estaría sobre - presionando las líneas de presión hidráulicas (no los gatos) y se pueden causar daños en la bomba de inyección de los mismos. Mientras la sección va subiendo, los operarios y todo el personal deben estar pendientes de los cables que no se vayan a enredar con nada para así evitar cualquier tipo de accidente.



5. A medida que va subiendo la Torre, se van alineando los tensores (ver foto) que soportan la torre con la Unidad Básica, que por lo general son rojos y se apinan al momento de la Torre estar en posición adecuada. Cuando la Primera Sección este asegurada con los tensores, se dispone a preparar el levantamiento de la Segunda Sección.

Imagen 28



Posición inicial tensores

Imagen 29



Posición final tensores

M. LEVANTAMIENTO DE SEGUNDA SECCIÓN

1. Después de apinar la primera sección, se procede a instalar la Patecabra (freno de mano) de la Consola de Controles del Perforador, otro personal debe colocar los tensores de la Primera Sección al Carrier y los tensores de la Corona a la parte delantera del Carrier, no de la cola de la Unidad Básica.
2. Se deben dejar los tensores largos de la Primera Sección hacia arriba para que soporte la Torre cuando se esté levantando la Segunda Sección.
3. Después de haber hecho este procedimiento, se procede a liberar el Bloque el cual está sujeto a la estructura de la Torre con una eslinga con un grillete.



Imagen 30



Primera sección Izada

Imagen 31



Segunda sección Izada

4. La Segunda Sección se levanta por lo general con gatos hidráulicos, sin embargo, en otros casos se hace por medio de una polea y con el cable del Malacate. En este último caso, ya enrollado el cable en el Malacate, los Encuelladores proceden a liberar el Trabajadero y ponerle el cable auxiliar del Winche porque el trabajadero en muchos casos no ecualiza por el mismo cuando está subiendo, por lo que se debe ayudar a bajar y soportarlo con el Winche.
5. También le colocan un lazo con una lágrima (guardacable) sobre los pasadores de seguridad (casco mulas) que tiene la Torre, para poder abrir estos cascos mulas cada vez que la Torre vaya subiendo por cada uno de los ángulos.

Imagen 32.



6. Luego de esto, el Pusher o Supervisor de mayor experiencia levanta la Torre ya sea con el cable del malacate o con sistemas hidráulicos. Para subir la segunda sección con el malacate este debe tener el cambio en primera que es donde tiene mayor potencia. Este procedimiento se hace con mucha cautela y despacio para evitar accidentes; a medida que va subiendo la Torre se va bajando el Trabajadero con el Winche.
7. La Torre debe subir siete ángulos de la Primera Sección, ya estando en la número 7 se para de subir y se asienta la Torre sobre los seguros (cascomulas) de la forma más suave posible.
8. Hecho esto, suben los Encuelladores y verifican que la Torre se encuentre debidamente sentada sobre los casco mulas. Posteriormente, ellos suben al Trabajadero y arreglan las poleas que ésta tiene a cada lado para así poder soltar el Winche.



9. Después de sentar la Segunda Sección, se quita el cable que la ha levantado y se enrolla a un lado de la Unidad.
10. Se baja el Bloque hasta la Mesa Rotaria y se observa cuál es su posición respecto al centro de la misma para así darle centro al Bloque con relación a la Rotaria. El centro se da primero con los gatos hidráulicos de la Unidad Básica
11. Por último, se le da centro a la Torre con los vientos de la Corona de la Torre.

NOTA: Los equipos nuevos levantan la Segunda Sección con gatos hidráulicos. Para realizar este procedimiento, primero se purgan los gatos abriendo una válvula que ellos tienen en la parte superior para quitarles el aire que en el sistema pueda haber. Después de purgar los gatos, se procede a levantar la Segunda Sección accionando un mando que activa el Sistema Hidráulico y hace posible que la Segunda Sección suba, esta queda apinada a una altura determinada y se asegura con casco mula como las demás torres.

N. UBICACIÓN DE BOMBAS # 2 Y # 3

1. Para colocar la Bomba # 2, el Carro Macho la ubica en la Plancha. Después de esto, se debe extender la Geomembrana de cada uno de las Bombas.



Imágenes 33. Fotos de carromachos levantando bombas triplex para su ubicación

2. Para tomar la medida de la Bomba # 2, esta siempre se sitúa sobre la Línea de Succión.
3. A medida que va avanzando hacia atrás, se recoge la Geomembrana en dos pliegues para que cuando baje la Bomba no la vaya a romper. Para esto, se coloca siempre un madero atravesado de lado a lado, para que cuando sea descargada la Bomba, quede sobre el madero y así poder extender la Geomembrana hacia atrás.
4. La Bomba debe quedar bien enfrente de su respectiva Línea de Succión. Debe quedar a una distancia de 5 pulgadas aproximadamente. Si queda demasiado corrida, el Carro Macho la baja un poco y le da empuje o marcha hacia atrás, teniendo cuidado de no golpear la línea de succión.



5. Después de enfrentar la Línea de Succión, se debe tener en cuenta la Línea de Descarga de la Bomba, esta debe quedar con la distancia apropiada hacia el Tanque # 2 (píldora). Si esta Línea queda demasiado retirada o demasiado pegada, se debe correr la Bomba en la dirección que sea necesario.
6. Para ubicar la Bomba # 3, se emplea el mismo procedimiento que la bomba # 2. Siempre los puntos de referencia son las Líneas de Succión y las Líneas de Descarga de cada una de las Bombas.



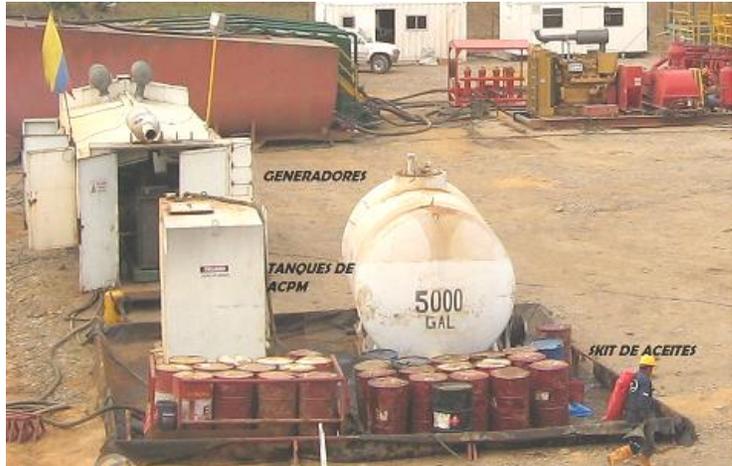
O. Imagen 34. INSTALACIÓN DE LA BARRERA DE ACEITES

1. Se debe tender la Geomembrana respectiva.
2. La barrera de aceites va ubicado en toda la esquina contraria a la ubicación de las Bombas de Lodo, se debe tener cuidado de no ir a regar ninguna caneca sobre la barrera.

P. INSTALACIÓN PLANTA DE GENERADORES

Imagen 35.

1. Como primera medida, esta Planta tiene 3 exostos, uno de ellos debe ir ubicado con el exosto hacia donde está situado la barrera de los aceites y el Tanque Cuadrado.
2. Los otros dos exostos deben ir dirigidos o direccionados al lado contrario de los Tanques de ACPM, debido a que estos generan gran cantidad de calor y no es conveniente que este calor, sople directamente hacia los Tanques de ACPM.





Q. CASETA MÚLTIPLE Y BODEGA DE MATERIALES

1. Primero se debe ubicar la Caseta Múltiple (taller de mecánica, comedor y soldadura), que por lo regular es en una esquina de la locación.
2. Por último, se debe ubicar la Caseta de Bodega de Materiales enseguida de la Caseta Múltiple.

R. UBICAR SANCOCHO

1. Ubicar como se muestra en la siguiente foto, el sancocho siempre sobre la misma línea de la Caseta Múltiple y de la Bodega.

Imagen 36





5. PERFORACIÓN

Para esta tarea se requiere la utilización de unos equipos y herramientas adecuadas, con las cuales los operarios de los equipos de perforación deben estar bien familiarizados.

5.1 COMPONENTES DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN

1. Torre o mástil y subestructura.
2. Equipo de izamiento o levantamiento
 - Malacate
 - Bloque corona
 - Bloque viajero
 - Gancho
 - Brazos y elevadores
 - Unión giratoria
 - Línea de perforación
 - Freno auxiliar
 - Ancla de la línea muerta
3. Equipo de manejo de tubería
 - Winches neumáticos o hidráulicos
 - Mesa rotaría
 - Cuñas manuales o neumáticas
 - Elevadores manuales y neumáticos
 - Llaves de potencia manuales o hidráulicas
 - Enroscador de kelly (Kelly Spinner)
 - Cuadrante de la kelly (Kelly Bushing)
 - Cuadrante maestro (Master Bushing)
4. Plantas eléctricas y sistema eléctrico
5. Sistema de transmisión de potencia
 - Motores diesel
 - Clutches twin disc
 - Acoples hidráulicos
 - Convertidores de torque
 - Clutches neumáticos
 - Cadenas
6. Sistema de lodos
 - Tanques de lodo
 - Bombas de lodo (triples o dobles)
 - Bombas centrifugas
 - Control de sólidos



- Separadores de gas
- Pistolas aéreas y submarinas.
- Mezcladores de lodo

7. Instrumentación.

- Indicador de peso
- Manómetros de presión
- Tacómetro de la rotaría
- Indicador de torque de la rotaria
- Indicador de rata de penetración
- Registrador de parámetros de perforación (Drilling recorder)
- Indicador de torque para las llaves de potencia
- Contador de strokes
- Indicador de flujo anular
- Indicadores de niveles en las piscinas de lodo

8. Equipo de control de pozo

- Unidad de control
- Acumulador hidráulico
- Válvula impide reventones (B.O.P.)
- Choque Manifold
- Control hidráulico choque manifold
- Tanque de viaje
- Stand pipe
- Válvulas del Stand Pipe

5.2 MANTENIMIENTO Y LUBRICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN

Un aspecto primordial para el excelente funcionamiento de un equipo de perforación es su mantenimiento y lubricación, antes, durante y después de realizadas las operaciones de perforación. Para tal función, debe existir una gran coordinación entre el departamento de mantenimiento y el personal del equipo, para conocer los aspectos en que se debe realizar el mismo. Se enumeraran algunas de las tareas cotidianas que se deben realizar para el mantenimiento y lubricación del equipo durante las operaciones de perforación:

1. Revisar, por parte de todo el personal del taladro:

- que el equipo esté bien anclado, verificando visualmente los seguros de los pines de la torre y la subestructura:
- el anclaje del malacate, motores y bombas de lodo,
- la ubicación de la línea de escape del encuellador (Gerónimo),
- los vientos de la torre, y,
- los vientos del trabajador del encuellador, verificar su nivelación.



2. Revisar:

- el bloque de la corona (rodamientos, posición del cable de perforación y engrasarla),
- el bloque viajero y el gancho de izamiento (rodamientos, posición del cable de perforación, la buena operabilidad del resorte y seguros del gancho, verificar que los brazos del elevador estén bien asegurados y engrasarlo),
- el malacate (rodamientos, estado de las bandas del freno, estado de los torones de la línea de perforación, estado de las líneas de aire, líneas de refrigeración, revisar niveles de aceite y engrasarlo),
- la unión giratoria (niveles de aceite y engrasarla),
- ancla de la línea muerta (verificar el ajuste de los tornillos, el seguro del cable y el buen funcionamiento del sensor de peso).

3. Revisar:

- todas las herramientas de manejo de la sarta de perforación como: cuñas (pines y seguros, estado y posición de los insertos, estado de las manijas y estado general);
- elevadores (pines y seguros, resortes, buen cierre y fácil abertura, estado general y engrase);
- la mesa rotaria (tornillos de las tapas, nivel de aceite, anclaje y engrase);
- winches de aire o hidráulicos (anclaje, mangueras de aire o hidráulicas, estado de los cables, guardas, niveles de aceite y engrase);
- llaves de potencia (buen estado de las líneas muertas y líneas de tensión, cables de soporte, poleas, perros de amarre, pines y seguros, estado y posición de los insertos, nivel de las llaves, estado general y engrase);
- kelly spinner (verificar posición y estado de las mangueras, ajuste de los templetes y tornillos, funcionamiento y engrase);
- Kelly bushing y master bushing (revisar estado de los rodillos, ajuste de los tornillos de la tapa, estado general y engrase).

4. Las plantas eléctricas:

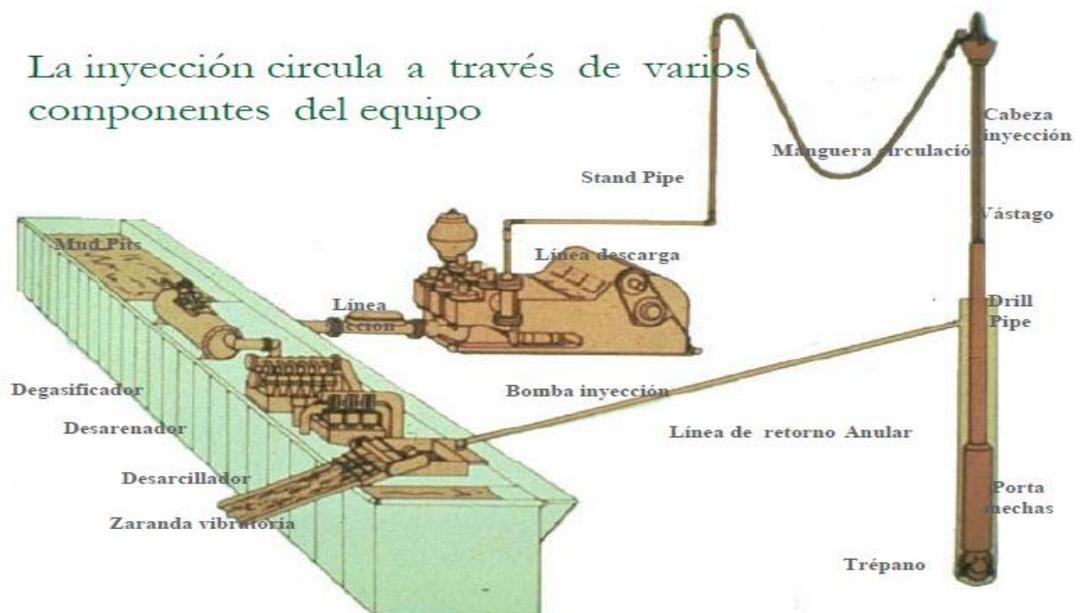
- Motores Diesel: Deben tener un monitoreo continuo por parte de los mecánicos o aceiteros, verificando que los registros de presiones, temperaturas, niveles y revoluciones sean los adecuados.
- Generadores eléctricos: Deben tener un monitoreo continuo por parte del electricista, verificando su buen funcionamiento con y sin carga.

5. Transmisores de potencia: Esta parte del equipo es responsabilidad de los mecánicos, personal que es técnico en el manejo de este sector, sin embargo, se puede realizar un monitoreo continuo de esta parte del equipo así:

- Motores Diesel: El mismo realizado para los motores diesel del ítem anterior (motores diesel).



6. Sistema de lodos: El sistema de lodos debe ser del interés y cuidado de todos, pues es una de las partes más importantes en la consecución de buenos resultados en las operaciones de perforación.
- Tanques de lodo: Deben permanecer en buen estado, en lo posible limpios de sólidos, con todas sus válvulas en buen estado y operables, los agitadores en buen funcionamiento, las pistolas submarinas destapadas y con facilidad de giro, los embudos mezcladores de lodo siempre limpios si no están en uso, con las boquillas en buen estado garantizando buena presión de mezcla.
 - Bombas de lodo: Deben ser revisadas en cada cambio de broca, verificar el buen estado de las correas y cadenas, las válvulas en buen estado, todas las líneas y mangueras de alta presión con sus amarres de seguridad, tener instaladas todas las guardas de seguridad, asegurar que el sistema de enfriamiento de los pistones trabaja perfectamente, verificar los niveles de aceite y engrasarla.
 - Bombas centrífugas: Se debe garantizar el buen funcionamiento de las centrífugas verificando cotidianamente el buen estado de los sellos, presión de trabajo, buen estado del acople con el motor eléctrico, verificar que las líneas de succión y de descarga permanezcan sin obstrucción, que los motores eléctricos estén protegidos, funcionen perfectamente y cumplan los requisitos de capacidad de acuerdo a la centrífuga que tienen que mover.



- Equipo de control de sólidos. Compuesto por:
 - o Rumbas (Shale Shakers): Verificar que los motores eléctricos estén protegidos, cumplan los requisitos de capacidad para mover las rumbas, las mallas instaladas en la rumba en buen estado y adecuadas a los requisitos de la operación, tornillos tensores en buen estado y ajustados con el torque correcto, las rumbas bien niveladas y las correas en buen estado. Mantener siempre la trampa (compartimiento por debajo de la rumba) limpia de sólidos.

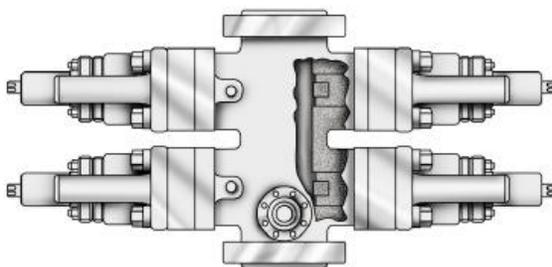


- El desarenador, el deslimador, el desarcillador, deben operar a la presión adecuada (20-30 Psi), tener todos los conos en buen estado y sin obstrucción, la malla del mud cleaner en buen estado y los equipos limpios. Se debe verificar que estos aparatos estén bien instalados para garantizar su buen funcionamiento
- Separadores de gas (di-gasser): Se debe garantizar la correcta instalación de estos aparatos, su buen funcionamiento, operabilidad y la instalación de la línea de descarga al quemadero.

7. Equipo de control de pozo: El cual está formado por:

- Conjunto de preventores (B.O.P.): Este conjunto de válvulas hidráulicas es muy importante para la seguridad del pozo, por lo cual su instalación, prueba y mantenimiento es vital. En el momento de su montaje los anillos instalados entre la cabeza del pozo y la válvula inferior y entre las demás válvulas deben ser nuevos. Todos los tornillos que ajustan las válvulas deben ser apretados en cruz y con llave de golpe. Los nipples, uniones de golpe y mangueras utilizadas en su funcionamiento deben ser de alta presión (3.000 Psi o más) para garantizar que soporten las presiones de apertura y cierre.

Se debe comprobar, en por lo menos cada viaje de tubería, su perfecto funcionamiento. Cuando no se están usando deben ser destapadas, engrasadas y almacenadas teniendo precaución de taponar las entradas y salidas de fluido y proteger las ranuras donde van instalados los anillos (Ring Gasket). No se debe probar el funcionamiento de las esclusas de tubería sin haber colocado, en los preventores, la tubería del tamaño correspondiente para evitar daños. Al cambiar las empaquetaduras de las esclusas, recordar que la mayoría de los problemas surgen por cierres y sellos de compuerta inadecuados. Es importante inspeccionar y reemplazar estos sellos todas las veces que sea necesario.



Preventor de arietes doble.

Imagen38. Preventor doble ariete

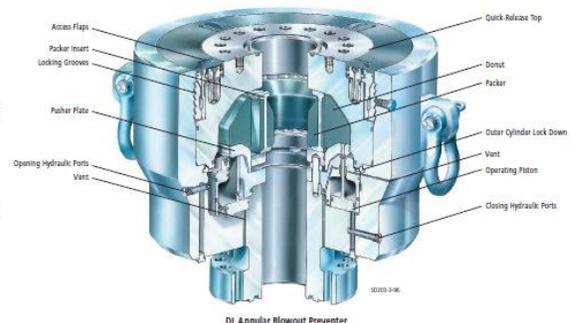


Imagen 39. Preventor Anular

- Acumulador hidráulico y unidad de control: Se debe realizar un servicio de mantenimiento básico del acumulador por lo menos cada treinta días o cada pozo teniendo en cuenta:
 - limpiar y lavar el filtro de aire, llenar el lubricador de aire con aceite SAE 10,



- verificar la empaquetadura de la bomba de aire y la empaquetadura de la bomba de accionamiento eléctrico,
- desmontar y limpiar los filtros de succión,
- verificar el nivel de aceite del cárter de la cadena de rodillos de la bomba eléctrica y que el volumen de aceite en el tanque hidráulico esté a nivel operativo (entre dos tercios y tres cuartos),
- desmontar y limpiar los filtros hidráulicos de alta presión,
- lubricar las válvulas de cuatro vías,
- limpiar el filtro de aire que se encuentra en la línea del regulador,
- verificar la precarga de los botellones individuales del acumulador (entre 900 y 1.000 Psi).



Imagen 40. Acumulador hidráulico



Imagen 41. Unidad de control

- Manifold de ahogo: Todas las válvulas del manifold deben ser de alta presión y estar en perfecto estado de funcionamiento, los anillos de las bridas deben ser nuevos, los tornillos de las válvulas deben ser apretados en cruz y con llave de golpe de acuerdo al diámetro del tornillo, el estrangulador hidráulico debe operar bien en todo momento y sus líneas deben estar protegidas, las líneas que conectan las preventoras con el manifold deben ser lo más rectas posibles y estar bien aseguradas, las válvulas deben ser engrasadas periódicamente.



Imagen 42.



5.3 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

A medida que se avanza en la perforación de un pozo exploratorio es necesario retirar del fondo los pedazos de rocas cortados por la broca, llamados comúnmente cortes. Este trabajo lo realizan los fluidos de perforación y sus funciones, actualmente, se encuentran bien establecidas. A continuación, se mencionan las ocho funciones básicas de los fluidos de perforación:

- Transporte de cortes hacia la superficie
- Suspensión de los cortes cuando se detiene la circulación.
- control de la presión anular.
- lubricación y enfriamiento de la sarta de perforación y la broca.
- Soporte de las paredes del pozo
- Flotación de la sarta de perforación y revestimiento
- Provisión de la energía hidráulica
- Un medio adecuado para la toma de los registros eléctricos

Las propiedades de los fluidos de perforación, tanto físicas como químicas, deben controlarse adecuadamente si se lo va a utilizar durante las operaciones de perforación. Generalmente los miembros de la cuadrilla solo controlan el peso y la viscosidad de embudo, el resto de pruebas las realiza un ingeniero de lodos. Las principales pruebas que se realizan al lodo son:

- Control de peso (densidad).
- control de propiedades reológicas (viscosidad de embudo y viscosidad plástica, punto de cedencia)
- Prueba de filtrado
- prueba de cloruros
- Temperatura.

5.4 PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN

Durante las operaciones de perforación se presentan a veces una serie de problemas, los cuales pueden ser evitados o corregidos, si el personal conoce las causas que los producen y la manera de evitarlos o corregirlos.

1. Pérdidas de circulación de lodo: Ocurren cuando se perfora a través de rocas poco consolidadas o agrietadas que absorben enormes cantidades de lodo de perforación. Las señales de que una pérdida de circulación está en proceso son:
 - a.) disminución del nivel de lodo en las piscinas.



- b.) pérdida de retorno en superficie. Para subsanar este inconveniente se debe suspender la perforación y empezar el bombeo de lodo con materiales sellantes o taponantes como algodón, celofán desmenuzado, cáscara de arroz, mica picada, cuero y en ciertos casos muy críticos cemento.
- Una pérdida de circulación puede ser causa de problemas más graves como un disparo del pozo o un reventón incontrolado, derrumbamiento de las paredes del pozo por disminución de la presión hidrostática y pegas de tubería, por tal razón es importante estar pendiente de las señales que nos avisan de la inminente presencia del problema.
2. Derrumbe de las paredes del pozo: Casi siempre se origina cuando se perfora en formaciones poco consolidadas y en las llamadas arcillas hinchables. Este problema se puede presentar por deficiencias físicas y químicas en el lodo, alta vibración de la tubería al rotar, o por la inestabilidad de las paredes del pozo. Estos problemas se pueden subsanar utilizando lodos especiales con baja pérdida de agua, instalando en la sarta absorvedores de vibración o bajando tuberías de revestimiento para cubrir las zonas de derrumbe.
3. Pegas o atascamientos de tubería de perforación: Las pegas o atascamientos de la tubería es uno de los problemas más graves que se pueden presentar durante las operaciones de perforación. Todo el personal del taladro debe estar alerta para detectar las señales de que algo anda mal dentro del hueco. Por ejemplo:
- Las pegas de tubería se pueden evitar si existe una comunicación efectiva entre los miembros del equipo. Lo que parece trivial para una persona, puede ser vital para otra. Asegúrese que se registra y se comunica el estado del pozo durante el cambio de turno. La mayoría de las pegas de tubería suceden durante los momentos cercanos al cambio de turno.
 - Se debe planificar por adelantado e informar al personal sobre que formaciones o problemas potenciales están por venir, estar constantemente pendientes de que nos indica el pozo con respecto al torque, el arrastre, aumento en el volumen de los cortes, presión de la bomba, aumento o disminución de los estrokes. Toda esta información debe ser registrada en el reporte y cualquier anomalía informarla.
 - Siempre se debe mantener la tubería en movimiento en hueco abierto, si no se está perforando es preferible moverla hacia arriba y hacia abajo.
 - Mantener las propiedades del lodo dentro de las especificaciones dadas por el ingeniero de lodos, especialmente el peso y la viscosidad y realizar el tratamiento de acuerdo con las indicaciones pertinentes.
 - Mantener limpio el hueco, realizando buenas circulaciones antes de los viajes de tubería y cuando se realicen paradas por daños en las bombas del equipo, que impiden tener el hueco en circulación. Realizar viajes de limpieza si las condiciones del pozo así lo requieren.
 - Limpie y repase el sencillo perforado en pozos difíciles, evite parar las bombas antes de levantar, limpie el hueco antes de tomar registros de desviación, evite bolsillos grandes en las cementadas de los revestimientos.



- Durante los viajes de tubería asegúrese donde están los puntos problemáticos de acuerdo a la perforación y a viajes anteriores. Controle el llenado del pozo lo más exactamente posible, no viaje (meter o sacar) la tubería rápidamente, este pendiente de las tensiones que presente la sarta, circule a limpio antes de sacar, repase los últimos tres sencillos antes de llegar a fondo especialmente si la broca salió fuera de diámetro. Finalmente sea especialmente cuidadoso a todo momento.

5.5 REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN DE POZOS

Durante la perforación de un pozo es necesario colocar varias tuberías de revestimiento de diferente diámetro y a diferentes profundidades de acuerdo a un programa ya establecido, con el objeto de proteger las paredes del hueco y poder ponerlo en producción. Comúnmente se instalan tres clases de revestimiento, de superficie, intermedio y de producción, los cuales son cementados a las paredes del pozo.

Antes de realizar las operaciones de bajada de revestimiento y cementada es necesario limpiar bien el hueco, asegurar que el lodo está en estado óptimo, calcular la velocidad de bajada para evitar daños a la formación, centralizar la sarta de revestimiento para garantizar una cementación homogénea y evitar pega de la tubería pues los centralizadores la mantienen separada de las paredes del pozo, llenar la tubería de revestimiento periódicamente, circule el revestimiento en puntos problemáticos antes de seguir bajando.

Cuando vaya a perforar cemento establezca circulación arriba del tope del cemento, perfore con bajo peso sobre la broca, bajas revoluciones en la rotaria y observe los retornos por si el cemento está fresco. Esto evitará daños al revestimiento, un probable desprendimiento del zapato y una posible pega de tubería al fraguarse el cemento.

5.6 LA SARTA DE PERFORACIÓN Y HERRAMIENTAS

El propósito principal de la sarta de perforación es el de transmitir la rotación de la mesa rotaria a la broca, sirve para transmitir la potencia hidráulica por medio de la circulación del lodo, suministra el peso necesario sobre la broca para poder perforar, garantiza una buena construcción del hueco y llevar la terminación del mismo al objetivo planeado. Por tales razones es importante un buen diseño de la sarta de perforación, su manejo, lubricación y mantenimiento. A continuación se mencionarán las partes que conforman una sarta de perforación y sus funciones principales.



1. La broca: Existen diferentes clases de brocas de acuerdo a la dureza y tipos de formaciones a perforar. Estas brocas son diseñadas para trabajar con determinados pesos y revoluciones y con diseños hidráulicos apropiados para cada caso.

Trépano de
rodillos cónicos
con dientes de
acero
(no sellado)



Trépano
con
cojinetes
sellados y
dientes de
carburo de
tungsteno



Trépano
compacto con
diamante
policristalino
(PDC)



Imagen 43.

Imagen 44.

Imagen 45.

2. Collares de perforación (Drill Collar): Suministran el peso necesario a la broca para poder perforar la formación, dan rigidez a la sarta y sirven de conducto para la circulación del lodo. El uso de collares tipo espiral minimizan los pegamientos por presión diferencial, pues el área de contacto con las paredes del pozo es menor y el lodo circula más fácilmente. Imágenes 46.

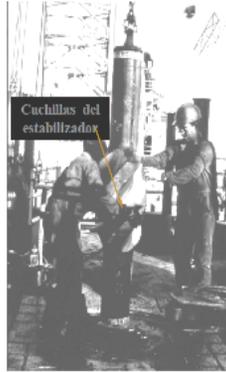


3. Estabilizadores: Hay tres tipos básicos de herramientas estabilizadoras: De aleta rotatoria que pueden ser rectos o en espiral, de camisa no rotatoria, y escariador de rodillos cortantes. Estas herramientas cumplen funciones importantes en la construcción del hueco, ayudan a evitar los llamados “pata de perro y los ojos de llave”, producen huecos de diámetro completo y paredes lisas, mejoran el rendimiento de las brocas y minimizan los pegamientos por presión diferencial.



Imágenes 47

Los ayudantes posicionan un estabilizador en la boca del pozo antes de armarlo en el conjunto de fondo de pozo (BHA).



4. Tubería de perforación Heavy-weight: La tubería de perforación Heavy-Weight es un componente de peso intermedio para la sarta de perforación. Son tubos de pared gruesa unidos entre si por juntas extra largas, tienen las mismas dimensiones de la tubería de perforación corriente para facilitar su manejo. Un distintivo sobresaliente es la sección central integrada que protege el tubo contra el desgaste por abrasión.

La tubería de perforación Heavy-weight se puede trabajar en compresión para aplicar peso sobre la broca, especialmente en equipos pequeños, se puede usar en la zona de transición (punto donde la sarta cambia de compresión a tensión) entre los collares de perforación y la tubería de perforación (Drill pipe) y en la perforación direccional pues el diseño de la tubería Heavy-weight produce menos área de contacto con la pared del hoyo, lo cual redundaría en menos torsión de rotación, menos probabilidad de pegamientos por presión diferencial, menos arrastre vertical y mejor control de la dirección del pozo.



Imágenes 48.

5. Tubería de perforación (Drill pipe): La principal función de la tubería de perforación es transmitir la rotación de la mesa rotaria a la broca situada en el fondo del pozo, también sirve para circular el lodo de perforación.

Las conexiones de la tubería de perforación requieren un tratamiento diferente a las conexiones de los collares de perforación. Los cuellos de la tubería de perforación son mucho más rígidos que el cuerpo de los tubos y raramente sufren



daños de fatiga por flexión. Las conexiones de los cuellos de perforación son elementos sacrificables y nunca son tan fuertes como el cuerpo de los tubos. Los daños más frecuentes de la tubería de perforación son causados por la fuga de fluido, el maltrato, el desgaste de las roscas, la hinchazón de las cajas debido al desgaste del diámetro exterior, la torcedura al trabajar la tubería en compresión, el excesivo torque aplicado al apretarlos, subir y bajar la tubería sin protectores y el mal manejo al transportarla.



Imagen 49



6. Substitutos o cross-over: Son tubos cortos de diferente tipo de rosca y tamaño que se usan entre las herramientas o componentes de la sarta de perforación para cambiar de rosca.



Imagen 50



5.7 CUIDADO Y MANEJO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN Y HERRAMIENTAS

En vista de la importancia que para las operaciones de perforación tiene la sarta de perforación, a continuación se detallan los cuidados más importantes que los miembros de las cuadrillas deben tener al manipular la sarta y las herramientas, en el momento de transportarlas, descargarlas, levantarlas o bajarlas de la mesa rotaria y al enroscarlas o desenroscarlas.

1. La broca: Debe ser siempre transportada, levantada o bajada de la mesa rotaria en su caja o estuche original. En caso contrario, se deben usar los protectores de rosca con asa para levantarla, con el objeto de protegerla de golpes en la rosca o en el cuerpo, lo que puede llevar a inhabilitarla. Al instalar las boquillas se debe garantizar que estas queden bien colocadas y ajustadas con el fin que no se suelten al iniciar la circulación.

Imagen 51



Bit breaker de Broca tricónica

Imagen 52



Broca tricónica con Bit breaker

Al enroscar la broca, se debe instalar en la canasta de la broca (bit breaker), y enroscarla con el torque indicado en las tablas para cada tipo de rosca. El perforador debe tener cuidado al bajar la broca en el pozo cuando atraviese la zapata del revestimiento, al iniciar la perforación colocar sobre la broca bajos pesos y revoluciones e irlos incrementando paulatinamente, con el objeto de garantizar una adecuada soltura de los conos y su trabajo uniforme.

Es recomendable repasar los últimos 60 pies del hueco, con el fin de rectificarlo y evitar que la broca entre ajustada y, de esta manera también remover los sólidos sueltos depositados en la parte inferior del hueco que pueden taponar las boquillas o producir una pega de tubería.

2. Collares de perforación: Una sarta de collares de perforación debe rendir muchos meses de servicio libre de contratiempos; pero se puede echar a perder la primera vez que se introducen en el pozo si no se limpian y lubrican debidamente y si no se enroscan bajo torque medido y controlado. Hay tres puntos indispensables para que los collares de perforación den buen rendimiento:



- lubricar debidamente los sellos u hombros y las roscas con grasa para collares;
- usar el torque correspondiente debidamente medido;
- revisar en cada sacada de tubería los sellos de las conexiones y repararlos inmediatamente. Al transportar los collares de perforación se debe revisar que lleven los protectores de rosca adecuados; al levantarlos y bajarlos de la mesa rotaria se deben usar los muñecos de levantamiento (Lifting Sub) y asegurarse que los pines tengan los protectores correspondientes.

Para el mantenimiento de los collares de perforación en el equipo se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Desenroscar una conexión diferente cada vez que se viaja la sarta para revisar los sellos y el estado de las roscas, inspeccionar visualmente cada collar a medida que se sacan del pozo, cada tercer viaje realizar una inspección de todos los sellos y roscas para detectar las fallas y posibles fracturas. Antes de almacenar los collares de perforación deben limpiarse y engrasarse y si es necesario realizar las reparaciones pertinentes.
 - Cuando se va a aplicar el torque de enrosque se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones: Verificar en la tabla el valor de torque adecuado, colocar la llave correctamente y situar la llave aguantadora abajo del sello de la caja.
 - El indicador de torque debe estar colocado en la línea de amarre, formando un ángulo recto (90°) con el brazo de la llave, realizar el halado de la llave uniformemente hasta llegar al valor indicado y soltarla lentamente.
3. Tubería de perforación Heavy-Weight: Las recomendaciones para el manejo, mantenimiento y lubricación de la tubería de perforación Heavy-weight es similar a la de los collares de perforación haciendo la salvedad que la grasa que debe usarse es la misma grasa que se usa para la tubería de perforación (Drill-pipe).
4. Tubería de perforación: Al igual que los collares, el primer uso de la tubería de perforación es muy importante para obtener una larga vida. Las superficies recién maquinadas son más susceptibles al ludimiento (partículas que se oxidan y quedan atrapadas entre las superficies de contacto actuando como agentes abrasivos) hasta que se endurecen con el trabajo. Hay que tener mucho cuidado en el manejo de la tubería de perforación, los tubos deben tener colocados los protectores de rosca al levantarse, recostarse, mudarse o almacenarse.
- Asegurarse de limpiar bien las roscas y los hombros para remover los materiales extraños. Si se usa kerosén, gasoil u otro líquido, deje transcurrir suficiente tiempo para que se seque o lavar con agua y secar con un trapo limpio. Aplicar suficiente grasa para tubería a las roscas y a los sellos.
 - Aplicar el torque correspondiente, verificando su valor con la tabla, colocar la llave en posición correcta. El indicador de torque se debe colocar en las líneas de amarre, formando ángulo recto con el brazo de la llave.



- Revisar visualmente las conexiones en los viajes de tubería y cambiar la unión para soltar en cada viaje, con el objeto de poder ser revisada toda la tubería.
 - Inspeccione periódicamente las cuñas de tubería, los cuadrantes del kelly, los elevadores para evitar daños en los tubos. No detenga el movimiento descendente de la tubería con las cuñas, esto podría producir aplastamiento o adelgazamiento del tubo, tampoco deje frotar las cuñas con la tubería al sacarla del pozo.
 - Un buen manejo de la sarta de perforación garantiza una operación libre de riesgos y ayuda a eliminar pérdida de tiempo por viajes inoficiosos, roturas de tubería y pescas.
5. Substitutos o cross-over: Estas herramientas deben ser muy bien revisadas antes de ser utilizadas. Se deben almacenar instalando los correspondientes protectores de roscas, revisar el buen estado de las roscas y los sellos, verificar que la rosca corresponde a la rosca de la sección de la sarta donde se va a utilizar, engrasar bien las roscas y los sellos y aplicar el torque correspondiente al ser conectado. Todas las herramientas que se bajan al pozo deben ser calibradas correctamente, teniendo en cuenta su diámetro interior y exterior, longitud total, longitud de pesca, si tiene diferentes diámetros calibrarlos todos, reseñar su número de serie y compañía a que pertenece y realizar un diagrama de la misma donde consten todos los datos anteriores.

5.8 ACCIONES Y OPERACIONES A REALIZAR

Hoy en día, casi todos los pozos petroleros se perforan con el método rotatorio.. El método de perforación se desarrolló por primera vez en Europa en los años 1930 y pronto sustituyó a la percusión o herramienta del sistema de cable.

La perforación rotatoria se puede realizar bajo determinadas condiciones, con aire comprimido se distribuye por la sarta de perforación y de nuevo a la superficie por el espacio anular entre la tubería y las paredes de roca. Sin embargo, los más típicos requieren un sistema más pesado, líquido, que se distribuye dentro y fuera del agujero para enfriar y lubricar la broca, cortes al ras de roca fuera del agujero, para estabilizar el pozo, el control de la pérdida de fluidos en la roca y mantienen controlada la presión de formación.

Este líquido se conoce como "barro o lodo", originalmente eso era lo que se hacía en las operaciones de perforación superficial, pero los sistemas de fluidos muy complejos son necesarios para la construcción segura y eficaz de la mayoría de los pozos. El sistema de tratamiento de lodo es una serie de tanques, bombas, válvulas, tuberías y mangueras que permite que el lodo sea bombeado a la sarta de perforación, la broca y se distribuya de nuevo a la superficie en forma controlada. Los principales impulsores



son la fuente de energía de la plataforma y puede ser diesel o gas natural, los motores eléctricos o una combinación de motores y generadores.

Las actividades o pasos a realizar en la etapa de perforación del hueco de superficie son generalmente las siguientes:

- A. INSTRUCTIVO PARA INSTALACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS EN LA MESA ROTARIA
- B. INSTRUCTIVO PARA INSTALACIÓN Y PRUEBA DEL SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN
- C. PERFORACIÓN DE HUECOS AUXILIARES.
- D. INSTRUCTIVO PARA LA PRUEBA DE VÁLVULA CROWN O MATIC.
- E. PERFORAR PRIMERA SECCIÓN HUECO DE SUPERFICIE
- F. BAJADA DE CSG DE SUPERFICIE Y CEMENTACIÓN
- G. INSTALACION DEL CSG HEAD Y ANCLAR EL REVESTIMIENTO
- H. INSTALACIÓN DEL COLGADOR
- I. CONEXIÓN DE LA CABEZA DE REVESTIMIENTO
- J. PRUEBA DE LA CABEZA DE REVESTIMIENTO
- K. INSTALACIÓN Y PRUEBA DE LA BOP
- L. SEGUNDA FASE EN PERFORACIÓN
- M. SACAR QUEBRANDO TUBERIA COMPLETAMENTE
- N. BAJADA Y CEMENTADA DEL CSG INTERMEDIO



A. INSTRUCTIVO PARA INSTALACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS EN LA MESA ROTARIA

Después de terminar el arme del equipo en general, la cuadrilla procede a levantar las herramientas y organizarlas para iniciar las operaciones de perforación y completamiento o workover. Las herramientas básicas y esenciales son:

- Cuñas.
- Llaves de potencia.
- Llaves de cadena.
- Mangueras.
- Llave neumática ó hidráulica para roscar tubería.
- Elevadores.
- Llaves de tubo.
- Palancas.
- Herramienta de mano.

1. Charla preoperacional.

2. Cuñas:

Durante los viajes de tubería y toda la operación, las cuñas están en constante uso, éstas deben manejarse adecuadamente y la capacitación de los cuñeros en su uso y levantamiento es primordial para evitar accidentes como machucones, espasmos musculares y aun perdida de miembros de la mano. Los trabajadores deben asegurarse que esta herramienta no los golpee o atrape, las cuñas no deben utilizarse para otros propósitos sino para los que ellas fueron diseñadas.

Se pueden producir serios daños a la tubería o al pozo si no se utiliza el tamaño correcto y el tipo apropiado de cuña. Las cuñas siempre deben estar en perfectas condiciones de operación y deben poseer el correspondiente registro de inspección actualizado. Estas se deben subir y bajar a la mesa rotaria utilizando un Winche con cable alma de acero de ½ pulgada o 9/16 pulgadas de acuerdo al Winche. Se debe bajar lentamente a una velocidad constante guiándole con una Manila de acuerdo al lugar donde se van a ubicar.

- Todas las cuñas del equipo deben ser inspeccionadas por una entidad competente y autorizada.
- En su almacenamiento se debe impedir colocar herramientas pesadas sobre ellas, ya que el sobre peso puede torcer los pasadores que unen los cuerpos de la cuña y las agarraderas de la misma.
- Revisar los insertos de la cuña, estos deben estar en buenas condiciones, si no es así reemplazar y asegurar de que queden correctamente asegurados con sus respectivos tornillos.
- Utilizar la herramienta apropiada para remover e instalar los insertos, cuando realiza esta operación hágala lejos de la boca del pozo, para evitar la caída de objetos al hueco.
- Utilizar los equipos de protección personal adecuados para remover los insertos (gafas, tapa oídos y guantes).
- Mantener limpia la cuña, lavar constantemente sobre todo en el área de los insertos, utilizar cepillo de acero si es necesario.



- Durante la operación, lubricar con aceite los pasadores y bisagras de la cuña y aplicar grasa en la parte externa de los cuerpos para evitar que la cuña se pegue en el Master Bushing.
- Levantar y sentar la cuña con la palma de la mano hacia arriba cogiéndola siempre de las agarraderas.
- Utilizar la posición ergonómicamente más adecuada para el levantamiento de objetos pesados, para evitar problemas de espasmo muscular.
- Coordinar el levantamiento de la cuña con los demás compañeros, esta siempre se debe levantar mínimo entre dos personas para cuñas livianas y tres para cuñas pesadas.
- Estar pendiente a todo momento del recorrido del elevador y bloque viajero, no caminar o trabajar debajo de estos cuando viajan hacia arriba o abajo.
- Nunca permitir que las cuñas se deslicen sobre la tubería.
- Colocar la cuña parada en un lugar despejado de la mesa donde no puedan tropezarse ó golpearse.

3. Elevadores:

Los elevadores al igual que las cuñas están en constante uso durante los viajes de sarta de tubería ó revestimiento. Estos se utilizan para agarrar la sarta soportando todo su peso y así poder bajarla o sacarla del pozo. Las personas encargadas de manipular los elevadores son los cuñeros en la mesa rotaria y el encuellador en el trabajadero de tubería, estos deben verificar el perfecto cerrar del elevador al momento de atrapar la tubería.

Antes del uso de un elevador, se debe verificar que sea el indicado para el tipo de tubería, esta verificación debe ser hecha básicamente sobre los parámetros de diámetro, capacidad y tipo de tubería, ya que existen elevadores rectos (de 90°) para tubería de producción con cuello, elevadores de cuña para tubería sin cuello, elevadores cónicos (de 18°) para tubería de perforación, elevadores rectos de revestimiento, spider o cuñeros elevadores de revestimiento y pickups o elevadores de una sola junta por nombrar los más importantes y comunes en un taladro.

Todos los elevadores existentes en el taladro deben tener su respectiva inspección realizada por una entidad competente y autorizada. Los elevadores se deben subir y bajar a la mesa rotaria utilizando un winche con cable alma de acero de ½ pulgada o 9/16 pulgadas de acuerdo al Winche. Se debe bajar lentamente a una velocidad constante guiándole con una Manila de acuerdo al lugar donde se van a ubicar.

- Las personas que manipulan los elevadores deben estar capacitadas en el manejo, funcionamiento e inspección visual de éstos.
- Antes y durante su uso verificar las bisagras, manijas y chavetas del elevador, estas deben estar siempre en perfecto estado, de no ser así retirar el elevador y reemplazarlo por otro en buen estado.



- En caso de encontrarse alguna fractura al elevador no permitir por ninguna razón realizar trabajos de soldadura en el taladro sobre él, éste debe ser informado y enviado a reparar a una entidad calificada para este tipo de trabajos.
- Revisar que los resortes del elevador deben estar en perfecto estado y que permitan un buen cerrar al elevador.
- Únicamente abra y cierre los elevadores de los manubrios “cachos”.
- Si desea halar o empujar un elevador que no posee manija trasera, hágalo ubicando las manos en el cuerpo de los brazos elevadores asegurándose de no ir a ser golpeado, pellizcado ó atrapado.
- NUNCA colocar las manos sobre los bordes del elevador, ni en los ojos de los brazos elevadores, ni en el área de las mordazas ó compuertas del elevador.
- Este pendiente siempre del recorrido del elevador en los viajes.
- Cuando están bajando tubería, espere siempre que sus compañeros retiran las manos de la cuña antes de abrir el elevador.
- Asegurar de que los tornillos del elevador están bien apretados.
- Utilizar solamente el tipo correcto de elevadores que coinciden con la tubería, NUNCA manipule Drill pipe con elevadores de 90º ó viceversa.
- Utilizar siempre el pasador de cerrar en los elevadores de una sola junta o pick ups.
- Durante operaciones de martilleo ó en percusiones (cañoneo), asegure el elevador con una Manila de los puntos de agarre de cierre (llamados comúnmente cachos).

4. Llaves de Potencia ó tenazas para tubería:

Se utilizan constantemente en la mesa de trabajo y son indispensables para dar un torque correcto a la tubería, por lo tanto a menos que se utilizaran correctamente y se les dé un mantenimiento adecuado, ocurrirán lesiones. Las lesiones por aplastamiento son las lesiones más comunes causadas por las llaves de potencia. Estas lesiones son el resultado de introducir los dedos o las manos en las partes móviles de las llaves.

Las llaves de potencia son herramientas pesadas que deben manipularse con el güinche para ser subidas a la mesa de trabajo y luego colgarse con un cable de acero con contrapesa, la cual se calibra llenándola con agua hasta que su peso sea equilibrado y por ende se pueda subir o bajar con menor esfuerzo. Toda herramienta que pertenezca al equipo debe poseer su respectiva inspección con luz negra ó partículas no destructivas y las llaves de potencia no deben ser la excepción.

Las llaves de potencia se deben subir y bajar a la mesa rotaria utilizando un winche con cable alma de acero de ½' 0 9/16' de acuerdo al Winche. Se debe bajar lentamente a una velocidad constante guiándole con una Manila de acuerdo al lugar donde se van a ubicar.

- El personal encargado de maniobrar las llaves de potencia en el equipo son los cuñeros, estos deben estar capacitados en su operación, mantenimiento e inspección visual.



- Verificar que todos los componentes ó partes de las llaves están en buen estado. Verificar que los pasadores sean los adecuados y no presenten desgaste, a su vez que posean las chavetas de seguridad indicadas, NUNCA utilizar varillas de soldadura para reemplazar las chavetas.
 - Utilizar equipo de protección personal adecuado, gafas, botas, guantes, casco, etc.
 - Limpie regularmente las mordazas de las llaves y aceite o engrase los pasadores.
 - Verificar que todos los pasadores de grillete de los cables de anclaje y arrastre tienen un pasador de seguridad.
 - La línea de soporte debe poseer una línea adicional de seguridad.
 - No se deben poner pesos adicionales a las llaves o a las contrapesas de las mismas.
 - Únicamente mueva y ajuste las llaves por las manijas. NUNCA colocar sus manos o dedos en algún otro lugar.
 - Nunca se pare entre las tenazas cuando está haciendo o rompiendo conexiones de tubería.
 - Cuando se requiere un arrastre adicional para romper una conexión, párese a una distancia prudente de las tenazas y líneas.
 - NUNCA se debe ubicar en el recorrido de las llaves de potencia.
 - Revisar constantemente el estado de los insertos de las llaves, si se encuentran en mal estado reemplácelos por unos nuevos.
 - Utilizar la herramienta adecuada para retirar e instalar los insertos, hacer esta operación alejado de la boca del pozo con el fin de evitar la caída de objetos al hueco.
5. Llaves de tubo y llaves de cadena:
- La mayoría de accidentes asociados con la utilización de llaves tienen que ver con el uso de las herramientas en malas condiciones o uso incorrecto de las mismas. Una llave con demasiado desgaste puede repentinamente soltarse y generar lesiones en las manos de quien la opera. El exceso de esfuerzo en las llaves puede ocasionar que éstas se suelten y generen lesión en diferentes partes del cuerpo. El hecho de martillar las llaves puede ocasionar rotura o daños de las mismas durante su operación.
- Hacer verificación periódica de las llaves y todas las herramientas.
 - Verificar el área de las mandíbulas, comprobar que no esté torcida o estropeada. Verificar el estado del cuerpo de las llaves. Chequear el estado de los insertos, si están en malas condiciones reemplace los insertos y si es el caso las llaves dañadas.
 - Verificar que las llaves se encuentran en buenas condiciones antes de usarla, revisar la cadena en las llaves de este tipo y asegúrese de que esté en buenas condiciones, si es necesario reemplace la cadena.
 - Utilizar la herramienta para el fin que fue diseñada.
 - Utilizar la llave con el rango adecuado según el tubo a agarrar.
 - No golpee las llaves con mazos, martillos ó machos ya que estas NO están diseñadas para ese fin. El uso de palancas ó “policías” sobre las llaves no es aconsejable.



- Siempre cuestionese, antes de ejercer un esfuerzo sobre la llave, acerca de que puede pasar si ésta se suelta.
- Nunca arroje o tire este tipo de llaves. Ubíquela en el lugar correcto. Cuando trabaje en altura sujete la llave al cinturón con una Manila.

6. Palancas.

Los policías son los tubos que se utilizan sobre los mangos de algunas herramientas para lograr mayor efecto de palanca. Regularmente los policías son usados con las llaves de tubo ó de cadena en la mesa del equipo. Los policías en algunos casos pueden ocasionar accidentes cuando se zafan o aun pueden romper el mango de llave en la que se usan.

- En términos generales, no es conveniente usar los policías. Cuando una conexión está demasiada ajustada, es más aconsejable utilizar una llave hidráulica o alguna otra herramienta apropiada.
- En casos extremos de no contar con estas herramientas, se puede implementar el policía, teniendo en cuenta de ajustarlo correctamente, la longitud del policía no debe exceder una vez y media la longitud del mango de la llave. La operación debe realizarse bien coordinada por el personal que realiza la fuerza, por ninguna razón se debe martillar el policía.
- Nunca utilizar un policía en herramientas como llaves de expansión y martillos.

7. Mangueras Chicksan:

Estas líneas de mangueras son utilizadas para efectuar conexiones flexibles de alta presión y sirven para conectar a los tubos o mangueras para bombear fluidos. Las mangueras en mal estado pueden romperse y caer o pueden estallar si están corroídos. El bombeo produce saltos y sacudidas en las mangueras. Si no se utilizan cables de seguridad estos podrían causar algún incidente o accidente. El martilleo o la desconexión de las líneas mientras conservan presión pueden producir un chorro peligroso de líquido.

Es de gran importancia verificar siempre el tipo de conexión de la manguera, el cual debe coincidir exactamente con el punto de conexión.

Es por eso que:

- Se recomienda estandarizar el tipo de conexión en todos los equipos, la conexión más adecuada es 1502.
- Solo deben utilizarse conexiones iguales en los extremos de las conexiones.
- Las mangueras deben ser inspeccionadas anualmente, y se debe poseer un archivo con las inspecciones en el equipo.
- No utilizar mangueras dañadas o con fallas.
- Las mangueras deben ser sujetadas con cables de seguridad, en los extremos.
- Las articulaciones giratorias deben ser incluidas en las líneas para permitir su movimiento.
- Nunca debe martillarse o desconectarse una línea mientras conserve presión. Purgue toda la presión antes de desconectar las líneas.



- Todo el personal se debe mantener a distancia de las líneas cuando se realicen operaciones de prueba con presión, nunca camine cerca o por encima de las líneas mientras se está bombeando.
- Verificar al conectar una manguera, que esta posea el sello (empaquete) respectivo (de caucho ó metal), nunca conectar una manguera sin el sello.
- Lubrique con grasa y reemplace las graseras cuando están en mal estado.
- En caso de existir “juego” en los puntos de giro de la manguera, verificar que esta tenga instalados los balines recomendados y se encuentre bien lubricado.

8. Herramientas de mano:

Aproximadamente del 10% de los accidentes del taladro son generados por herramientas de mano. La mayoría de los accidentes son ocasionados por: deslizamiento, golpes o atrapamiento. La parte del cuerpo más afectada con este tipo de herramientas son los dedos y las manos.

Unas pocas lesiones se producen en la cara y los pies. Es común determinar que los accidentes producidos por herramientas de mano, se deben a su mala utilización. En ocasiones el esfuerzo excesivo sobre este tipo de herramientas también puede ocasionar accidentes.

Se recomienda:

- Hacer verificación periódica de las herramientas de mano. Repare o reemplace las herramientas dañadas.
- Verificar que las herramientas se encuentran en buenas condiciones antes de usarla. Utilizar la herramienta para el fin que fue diseñada.
- Nunca golpee con martillos sobre herramientas comunes.
- Nunca aplique fuerza excesiva sobre las herramientas.
- Piense en lo que puede ocurrir si la herramienta se le desliza al aplicar una fuerza sobre ella. Nunca dejar caer o arroje herramientas. Ubíquelas en el sitio adecuado.
- Cuando trabaje en altura sujete la llave al cinturón con una Manila.

9. Llave neumática ó hidráulica para roscar tubería:

La llave de roscar tubería es probablemente la herramienta más pesada entre las que se ubican para iniciar las operaciones, esta llave puede ser neumática y/ó hidráulica y debe ser colgada por medio de un cable que está asegurado del trabajador de tubería.

Es indispensable un visto bueno por parte del mecánico del equipo antes de su utilización. Las llaves neumáticas o hidráulicas se deben subir y bajar a la mesa rotaria utilizando un Winche con cable alma de acero de $\frac{1}{2}$ ” ó $\frac{9}{16}$ ” de acuerdo al Winche. Se debe bajar lentamente a una velocidad constante guiándole con una Manila de acuerdo al lugar donde se van a ubicar.

- Verificar el correcto estado mecánico de la llave.
- Al izar la llave, utilizar el winche de mayor capacidad que tenga, asegurar de que el peso de la herramienta este dentro de este rango.



- Utilizar doble línea para colgar la llave, verificar que los cables, grilletes, grapas, etc. tengan la capacidad requerida y se encuentren en buen estado.
 - Asegurar de que la llave quede bien nivelada. Revisar la línea aguantadora de la llave.
 - Use la llave solo para los rangos de tubería y torques que fue diseñada.
 - Nunca fuerce la llave acelerando el sistema hidráulico del equipo, ya que puede reventar las líneas hidráulicas ó causar serios daños al equipo y a la tubería.
 - El personal que opera la llave debe tener buena capacitación sobre su manejo y cuidados operacionales. Verificar el correcto estado de los indicadores de torque.
 - Si la llave es neumática, verificar una suficiente alimentación de aire, 100 ó 120 psi, según corresponda. NUNCA permitir que la llave sea operada por personal sin experiencia.
 - Retirarse del área de recorrido de la llave cuando se vaya a operar.
- Recomendaciones desde HSE.
 - Realizar las charlas de seguridad de cinco minutos antes de iniciar cada turno y hacer reuniones preoperacionales levantando AST (Análisis de Seguridad en el Trabajo) para actividades no rutinarias, operaciones simultaneas o cuando haya cambios significativos en las condiciones normales en las que se desarrollaba la operación como cambios climáticos o locativos que ameriten una evaluación cuidadosa con el fin de prevenir y controlar riesgos o impactos.
 - Todo el personal debe utilizar los elementos de protección personal E.P.P. definidos de acuerdo al cargo. Todos deben usar overol, casco dieléctrico de seguridad, gafas de seguridad, protectores auditivos, guantes de lona y botas de seguridad con punta de acero.

B. INSTRUCTIVO PARA INSTALACIÓN Y PRUEBA DEL SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN

Este tipo de operaciones lo hace personal calificado en calibración e instrumentación de equipos de presión

1. Charla preoperacional.
2. Alistamiento de herramientas adecuadas que se van a emplear para la operación.
3. Revisar:
 - INDICADOR DE PESO Conectar y Revisar el estado del indicador de peso y sus accesorios, este debe estar calibrado y en perfecto estado.
 - PRESIÓN DE LODO, Revisar el estado de los indicadores y sensores de presión de lodo ubicados en la consola del perforador y en la bomba de lodos.
 - TORQUE DE LA ROTARIA, Realizar el procedimiento de revisión y ajuste comprobación del indicador y sensor de torque, revisar en consola de manómetros el perfecto funcionamiento.
 - LLAVES DE POTENCIA Realizar el procedimiento de revisión y ajuste de comprobación del indicador y sensor de torque de llaves.



- BOMBAS DE LODO, revisar nivel de lodos, densidad y composición de químicos.
- SENSORES DE NIVEL, Tomar los sensores de nivel de los tanques y medir la continuidad; realizar las reparaciones correspondientes en la línea.
- SENSOR DE FLUJO, Destapar la caja de conexiones del Mud Flow (fluido de barro) y medir la continuidad entre las conexiones internas y el Plug de la parte externa.
- CAJA DISTRIBUIDORA, Revisar la conductancia de todos los cables de los sensores (SPM, NIVELES DE TANQUES Y FLUJO DE RETORNO) de la caja distribuidora. Chequear la continuidad entre las entradas y las salidas de la caja distribuidora. Hacer la conexión eléctrica entre los sensores de los tanques, bombas y la caja distribuidora; Si no hay caja distribuidora llevar cada uno de los cables a su correspondiente sensor identificando previamente que sensor corresponde.

C. PERFORACIÓN DE HUECOS AUXILIARES.

NOTA: Antes de empezar a perforar los cabrones, se deben probar las 3 bombas respectivamente. Primero se prueba de la bomba 1 a la 3 empezando a circular las bombas hacia el mismo tanque para desairar la línea. Esto se hace con las 3 bombas, el encuellador alinea las bombas para realizar circulación al tanque, lo hace cerrando la válvula de 4" (que da la salida a la línea de Stand Pipe) y abriendo la de 2" del chupador y la de descarga de seguridad también de 2", así el agua circula del tanque a la bomba y de la bomba al tanque, posteriormente, se prueban las 3 bombas por la línea del stand pipe con 1000 psi de presión para revisar que no haya fugas en ninguna de las líneas.

Los huecos auxiliares perforan con agua solamente. Después de desairar las bombas y de probarlas con la línea del Stand pipe, dejamos una bomba para la línea del stand pipe y otra para la línea del chupador el cual achicará el contrapozo cuando este se esté llenando. Lo que succione la línea del chupador será reenviado hacia el sistema para reenviar esta misma agua a la línea del stand pipe para perforar los huecos auxiliares.

Después de tener las bombas y las líneas listas y de haber instalado la Kelly con sus respectivas partes (Kelly Bushing, Kelly Spinner) Procedemos a realizar la operación de perforado de los huecos auxiliares como se vio en la sección anterior de armado de equipo.

Se perfora un hueco auxiliar denominado hueco del sencillo o Mouse Hole, en este se ubica cada junta a ser incluida en la sarta, se enrosca con el Kelly Spinner y se torquea con las llaves de potencia. De igual forma cuando se quiebra tubería en el Mouse Hole se deposita la junta y luego se retira con el winche a la planchada. El segundo hueco auxiliar es el de la Kelly o Rat Hole, el cual tiene como función guardar la Kelly y el



Swivel en los momentos en los cuales no se estén utilizando (por ejemplo en los viajes de tubería).

- Elementos requeridos:
 - Broca 12".
 - Drill collar 8".
 - Llaves de potencia.
 - Crossover
 - Plano de líneas de producción de la localización.
 - Layout del equipo y longitudes de los huecos a perforar.
 - Bitsub.
 - Short Drill Collar 6 1/4" u 8".
 - Tabla de torques recomendados.
1. Charla preoperacional.
 2. Alistamiento de herramientas adecuadas que se van a emplear para la operación.
 3. Alistar y conectar bombas para el pozo y el chupador. Se debe perforar con una bomba de lodo al stand pipe y otra a la línea del chupador.
 4. Conectar manguera del Stand pipe al Swivel., Asegurarse que la manguera no quede con torque al momento de apretar las uniones de golpe.
 5. Revise la correcta ubicación del Wash Pipe del Swivel y su lubricación.
 6. Instalar el brazo de seguridad para evitar transmisión de torque.
 7. Pasar el cable del winche por el ojo o grillete del brazo de seguridad, asegurarlo y dar tensión al cable.
 8. Verificar el paso y retorno de aceite.
 9. El Drill Collar corto en este caso, es de 6 1/4". Sin embargo, hay que aclarar que no todos los pozos se perforan con botellas de 8", en algunos equipos se perfora con botellas de 6-1/4".
 10. Conectar el DC de 6 1/4" a la DC 8" con sus respectivo X/O.
 11. Limpie, revise y lubrique con grasa las roscas y los sellos del SDC, del crossover y del DC.
 12. Utilizar los torques recomendados para el tipo de rosca del SDC, el crossover y el DC.
 13. Conectar bit sub y broca a DC de 8" OD.
 14. Revisar la broca y retirar los jets si están instalados, esto se hacer con el fin de controlar la presión evitando fracturar el hueco superficial y prever así una posible comunicación de fluido con el pozo al momento de su perforación.
 15. Utilizar los torques recomendados para el tipo de broca.
 16. Preparar para iniciar a perforar.
 17. Prender rumbas y equipo de control de sólidos.
 18. Ubicar la broca en el hueco a perforar, bajar midiendo y marcando según longitud estimada de la funda del sencillo o de la Kelly.
 19. Prender bombas y verificar retorno y correcto funcionamiento del chupador.
 20. Para evitar la transmisión de torque inicie la rotación y tense el cable del winche, dejando cierta tolerancia.
 21. Establecer parámetros para perforar.



22. Inicie la perforación con bajo caudal, poca rotación y poco peso, varíe estos parámetros si las características geológicas así lo requieren.
23. Perfore hasta la marca establecida, repase el hueco y de un poco de circulación para asegurar su limpieza.
24. Apague bombas y retire la sarta.
25. Ubicar la funda del sencillo o de la Kelly.
26. Utilice el winche para levantar e instalar la funda, asegurarse que el amarre realizado pueda ser soltado después de bajar la funda al hueco.
27. Si presenta dificultad al bajar levante la funda, deje caer con fuerza, si continua el problema retire la funda y repase el hueco.
28. Retire broca, bitsub, DC, crossover, SDC.
29. Continúe con el arme del equipo.

D. INSTRUCTIVO PARA LA PRUEBA DE VÁLVULA CROWN O MATIC.

Aplica para todo el personal y equipo de INDEPENDENCE DRILLING S.A., que intervienen en la prueba de la válvula Crown o Matic en operaciones de Perforación completamiento y Workover. Aplicando antes de iniciar el servicio de sacar y bajar tubería, corrida y corte de cable, después de sacar y bajar el martillo y/o cuando se estime necesario.

1. Charla preoperacional.
2. Alistamiento de herramientas adecuadas que se van a emplear para la operación. La válvula está instalada sobre el tambor del malacate, se acciona cuando es tocada por el cable de acero el cual se enrolla en el tambor al subir la polea viajera ocasionando que a una vuelta adicional del cable sobre el tambor del numero de vueltas normales de trabajo (esto es a 4 – 5 ft de distancia del bloque a la corona de la torre), la válvula se dispare, activando el freno neumático del tambor de malacate y corte el suministro de aire a la consola del maquinista bloqueando la operación del equipo.
3. Revisar el estado del sistema neumático, conexiones, mangueras, verificar que la presión de trabajo en la consola del maquinista sea mínima de 100 psi.
4. Eleve el bloque viajero a una distancia de ± 10 pies de la corona del mástil.
5. Ubique el Crown-O-Matic en el tope de la última vuelta enrollada en el malacate, asegure la válvula al riel de anclaje.
6. Con el malacate embragado de 4 (cuarta) a 5 (quinta), subir el bloque sin acelerar hasta el punto en donde no se alcance o golpee la corona de la torre, el Encuellador debe estar pendiente de esta operación indicando al maquinista el punto en donde debe parar.
7. Deje que el bloque suba hasta que el cable desplace el vástago de la válvula Crown-O-Matic, esta acción debe accionar el freno de seguridad del tambor, si no acciona detenga el viaje de la polea viajera y verifique el estado mecánico de la válvula si presenta algún problema proporciónale corrección de inmediato.



8. Cuando se active el freno verifique la distancia que resulta entre la corona y el bloque viajero, esta debe oscilar en 7 ± 2 pies, dependiendo de la altura de la mesa rotaria y la tubería que se esté sacando, esta información debe ser suministrada por el Encuellador.
9. Luego de la prueba se deben registrar la información y observaciones obtenidas.
10. Drenar el freno accionando el dispositivo de alivio.
11. Bajar el bloque hasta que el cable deje de accionar la válvula Crown-O-Matic.
12. Reinicie operaciones.

E. PERFORANDO PRIMERA SECCION HUECO DE SUPERFICIE

1. Después de perforar los huecos auxiliares, se debe empezar la perforación de la primera sección o sección de superficie.
2. Junto con la colaboración del ingeniero de lodos el cual debe tener preparado un lodo que por lo regular está entre 8.5 lpg y 8.6 lpg se empieza a armar el BHA #1. Para ello se arma el siguiente BHA (Botton Hole Assembly = ensamblaje de fondo de hueco). Este BHA se utiliza para perforar hasta 300 o 500 ft aproximadamente.

Cuadro 4. Herramientas a utilizar en perforación de primera sección de hueco

HERRAMIENTA	LONGITUD
1. Bit triconica de 12-1/4'' PDC	1.21 ft
1. Bit sub 6-5/8'' Reg * 4-1/2'' XH	3.20 ft
2 Drill collar XH	+/- 61.19 ft
4 Heavy weigth XH	+/- 120.88 ft
1 x-over XH Pin * IF Box	1.40 ft
1 jar (martillo) IF	31.97 ft
1 x-over IF Pin * XH Box	1.03 ft
3 Heavy weigth	+/- 91.79 ft
LONGITUD BHA PRIMERA SECCION	+/- 330 ft

Esta sección se perfora a hueco abierto, es decir, no se ha instalado la preventora porque en el contrapozo cuando los hacen, solo se ha colocado un tubo conductor de 13-3/8" de 20 ft aproximadamente.



Imagen 53 Contrapozo

Toda la operación se hace con el mayor de los cuidados, se perfora la primera sección según indicaciones del Company man encargado del pozo, el dá las pautas y parámetros con los cuales se va a trabajar. Entre ellas tenemos:

W.O.B. (weith on bit – peso sobre la broca, presión (en las bombas), spm bomba, rpm rotaria.

W.O.B.	PRESION (psi)	SPM BOMBA	TORQUE	RPM

Cada vez que se perfora la longitud de 1 tubo (30 ft aproximadamente), esta junta se repasa hacia arriba y abajo unas 3 veces para que el pozo quede bien rectificado y no se vaya a cerrar o derrumbar lo que nos implicaría una pega de tubería o perdida de circulación.

Cada vez que se conecta 1 tubo a la Kelly, se deja el siguiente tubo en la funda del sencillo para así agilizar la desconectada de la Kelly y la conectada en el siguiente tubo. El factor tiempo es primordial para evitar que el pozo este con el menor tiempo posible sin circulación.

Después de perforar hasta la profundidad deseada, el ingeniero de lodos, circula el pozo con lodo nuevo y luego le envía una píldora viscosa (fluido viscoso). Este proceso se hace para levantar la mayor cantidad de ripios o cortes que se haya podido quedar en el fondo del pozo.

- Después de circular la píldora viscosa, se procede a sacar el BHA #1 a la torre completamente y alistar herramientas para bajar CSG de 9-5/8”.



Hay equipos que su rotaria no es lo suficientemente grande como para que pase un tubo de 9-5/8" de diámetro por el master bushing y se hace necesario quitar la rotaria y poner una rotaria falsa que la trae la empresa que va a bajar el CSG de superficie. Eso sucede en muy pocos equipos.



Imagen 54.
Mesa rotaria falsa para CGS de mayor diámetro



Imagen 55. Cuña para CSG

Continuando con la operación, se debe colocar la parrilla de trabajo para CSG la cual se ubica unos 30 ft en la estructura de la primera sección de la torre, en esta pequeña parrilla se ubica un operario de la empresa que va a bajar el CSG para mover el tubo de un lado a otro con el fin de que el pin del CSG case correctamente sobre la caja del otro CSG que se encuentre en el hueco.

Imagen 56

Personal de perforación
parado encima del
trabajadero de CSG

Archivo personal del autor





El ultimo tubo de CSG que se baja al pozo tiene la cabeza conectada a la sección A de un árbol de producción (esta sección tiene en su cabeza el CSG head que es donde se va a conectar posteriormente la BOP y el árbol de producción cuando se deje en producción el pozo)



Imagen 57. CSG Heads

4. Finalizada la operación de bajada de CSG, se coloca nuevamente la rotaria si se ha retirado y se baja el trabajadero de CSG de la torre, El personal se prepara para meter tubería para realizar la cementación.

Por lo regular se paran 5 paradas de tubería 3-1/2" o 4-1/2" (más o menos 300 ft o la distancia perforada) en la torre, esto con el fin de agilizar las operaciones porque como se ha mencionado, los pozos se pueden derrumbar o cerrar cuando tienen arcillas que se hinchan con el contacto del agua.

La operación de cementación está a cargo de personal especializado de otras compañías, pueden ser Schlumberger, Halliburton, Weatherford. Ellos determinan el porcentaje de cemento a utilizar, las proporciones de acuerdo a la capacidad del CSG y del anular. Independence como empresa contratista brinda apoyo con el personal y las herramientas pero no realiza este tipo de operaciones directamente.

F. CEMENTACIÓN.

Cementar un pozo no es otra cosa que preparar una mezcla de agua y cemento en superficie, ya sea utilizando un camión cementador o un mezclador, bombearlo al pozo y ubicarlo en un determinado lugar. A la mezcla de agua y cemento se la denomina "Lechada de Cemento". La lechada de cemento que es bombeada al pozo cumple varias funciones. Primeramente es usado como un material sellante impermeable en la perforación de pozos de petróleo y gas. Pero es más comúnmente usado como un sello entre la tubería de revestimiento y el agujero, uniendo la tubería de revestimiento a la formación y proveyendo una barrera para el flujo de fluidos desde o dentro de la formación detrás del CSG y/o desde adentro de la sección del pozo subsecuente. Sin embargo cuando la lechada es colocada entre el CSG y el agujero puede desempeñar otras funciones.



La lechada de cemento se usa también para trabajos de remediación o reparación en pozos productores. Es usada para sellar por ejemplo CSG perforados cuando una zona productora empieza a producir grandes cantidades de agua o para reparar fugas en el CSG.

Estos son los tipos de Cementos API que se utilizan en la industria petrolera:

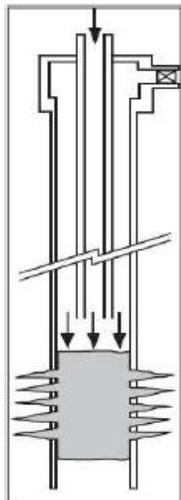
- Clase A: hasta 1830 mt, 6000 ft de profundidad y temperatura de 77°C o 170°F
- Clase B: hasta 1830 mt, 6000 ft de profundidad y temperatura de 77°C o 170°F
- Moderada resistencia a los sulfatos
- Clase C: hasta 1830 mt, 6000 ft de profundidad y temperatura de 77°C o 170°F, alta resistencia a la compresión temprana y alta a los sulfatos
- Clase D: de 1830 mt a 2050 mt, 6000 ft a 6725 ft de profundidad y temperaturas hasta 110°C o 230°F y presión moderada. Moderada a alta resistencia a los sulfatos
- Clase E: de 1830 mt a 4270 mt, 6000 ft a 14000 ft de profundidad y temperaturas hasta 143°C o 290°F y presión alta. Moderada a alta resistencia a los sulfatos
- Clase F: de 3050 mt a 4880 mt, 10000 ft a 16000 ft de profundidad y temperaturas hasta 160°C o 320°F y presión alta. Moderada a alta resistencia a los sulfatos
- Clase G y H; cemento petroleros usados de 0 a 2240 mt, 0 ft a 7300 ft. Fabricados con especificaciones más rigurosas. Se modifican con aditivos

A continuación se nombran las operaciones con cemento que se efectúan con fines específicos en los pozos petroleros. La clasificación de las operaciones de cementación se realizan de acuerdo con los objetivos que se persiguen, en este sentido tenemos:

1. Cementación primaria:

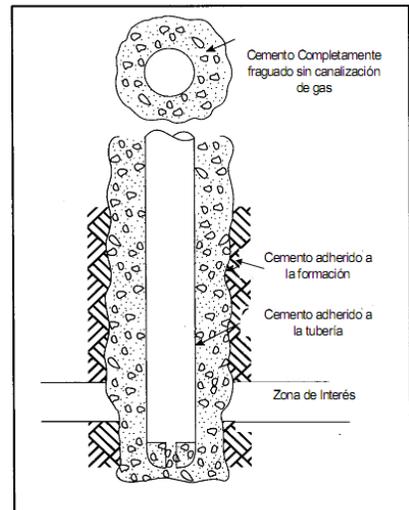
Es el proceso que consiste en colocar cemento en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero, asegurando un sello completo y permanente. Objetivos de la Cementación Primaria

- Proporcionar aislamiento entre zonas del pozo que contienen gas, aceite y agua.



- Soportar el peso de la propia tubería de revestimiento.
- Reducir el proceso corrosivo de la tubería de revestimiento con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados de estimulación.
- Evitar derrumbes de la pared de las formaciones no consolidadas.

El reto principal es obtener sellos hidráulicos efectivos en las zonas que manejan fluidos a presión. Para lograrlo es indispensable mejorar el





desplazamiento del lodo de perforación del tramo del espacio anular que se va a cementar consiguiendo así una buena adherencia sobre las caras de la formación y de la tubería de revestimiento, sin canalizaciones en la capa de cemento y con un llenado completo.

Se ha vuelto práctica común que para cumplir con el segundo y tercer objetivos, el cemento debe desarrollar un esfuerzo compresivo mínimo de 500 psi (35 Kg/cm²) dentro de las primeras 8 horas. Este valor es producto de la práctica.

2. Cementación forzada (cementación secundaria).

Es el proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos o ranuras en la tubería de revestimiento al espacio anular. Esta es una medida correctiva a una cementación primaria defectuosa. Objetivos de la Cementación Forzada

- Mejorar el sello hidráulico entre dos zonas que manejan fluidos.
- Corregir la cementación primaria en la boca de una tubería corta (liner) o en la zapata de un csg cementado, que manifieste ausencia de cemento en la prueba de goteo. Esta prueba consiste en la aplicación al agujero descubierto, inmediatamente después de perforar la zapata, de una presión hidráulica equivalente a la carga hidrostática, que ejercerá el fluido de control con el que se perforará la siguiente etapa. Esto se realiza durante 15 a 30 minutos, sin abatimiento de la presión aplicada.
- Eliminar la intrusión de agua al intervalo productor.
- Reducir la relación gas petróleo.
- Sellar un intervalo explotado.
- Sellar parcialmente un intervalo que se seleccionó incorrectamente.
- Corregir una canalización en la cementación primaria.
- Corregir una anomalía en la tubería de revestimiento.

3. Tapones de cemento (cementación secundaria)

Los tapones comprenden un cierto volumen de lechada de cemento, colocado en el agujero o en el interior de la cañería de revestimiento. Objetivos de los tapones de cemento:

- Desviar la trayectoria del pozo arriba de un pescado o para iniciar la perforación direccional.
- Taponar una zona del pozo o taponar el pozo.
- Resolver un problema de pérdida de circulación en la etapa de perforación.



Imagen 58.

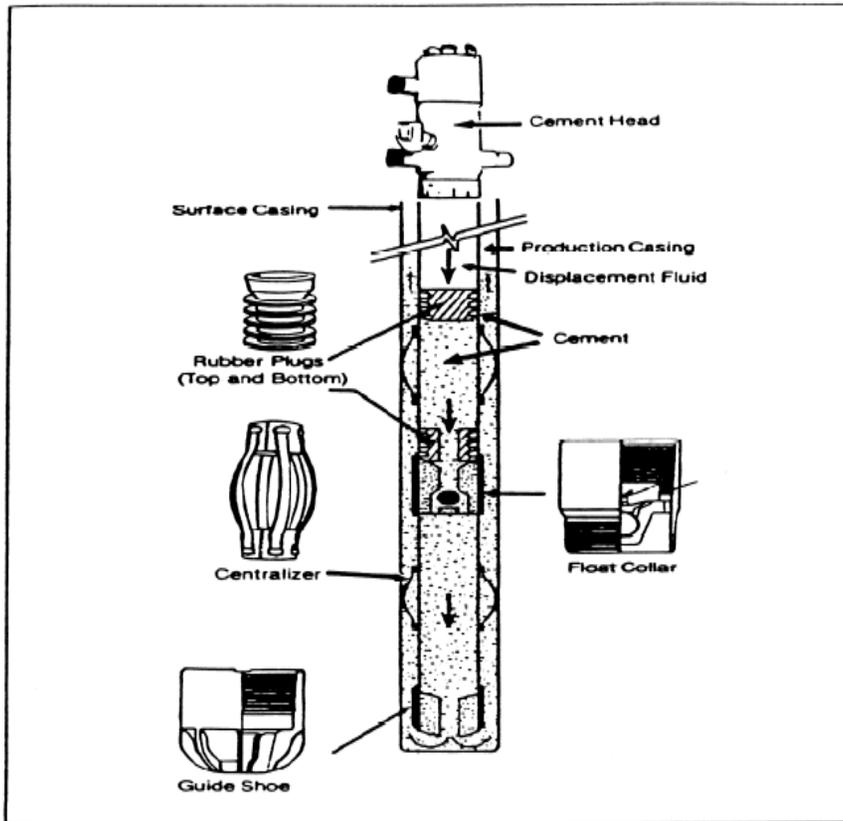


Imagen 59.
Diagrama de trabajo
de cementación de
CSG.
Tomado de Hughes
- Christensen
Training Course.

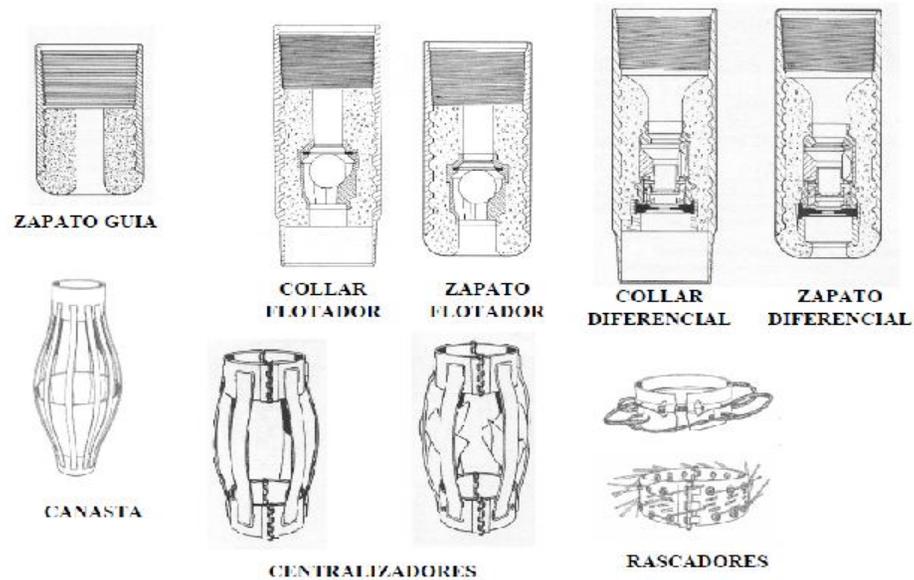


Imagen 60.
Accesorios de la entubación - Tomado de Hughes - Christensen training course



• GUÍAS PRÁCTICAS DE OPERACIÓN DE CEMENTACION

Además de la planeación teórica, deben tenerse en cuenta una serie de factores prácticos para realizar la operación.

- Tener el agua suficiente en la localización para toda la operación: mezcla de espaciadores, lavadores, lechada de cemento, etc.
- Instalar una línea adicional desde la bomba del equipo hasta la cabeza de cementación, como medida de precaución.
- Asegurarse que el suministro de lodo o agua a la unidad de cementación funcione y esté de acuerdo con lo requerido.
- Revisar el volumen del combustible en los tanques de la unidad de cementación.
- Tomar testigos de la lechada (tomar en un vaso desechable una muestra del cemento bombeado), de tal forma que se tenga información aproximada de toda la columna de cemento (inicial y cada cierto número de barriles, de acuerdo a la cantidad total de lechada).
- Pasar el cemento de retorno a través de canales hasta la piscina de lodo, para evitar la contaminación del lodo de perforación y del ambiente.
- Para el manejo de grandes cantidades de cemento o cuando el trabajo lo requiera, se deberá evaluar la posibilidad de tener en la localización dos (2) unidades de cementación o equipo adicional que permita la realización del trabajo.
- Asegurarse de que el tapón adecuado sea colocado en la forma correcta en la cabeza de cementación y que el pin indicador de paso del tapón funciona.
- Antes de iniciar el bombeo, revisar las válvulas de la cabeza de cementación, cerrar la de desplazamiento (superior) y abrir la de mezcla (inferior).

Resumiendo la operación, la secuencia es:

1. Llenar las líneas con agua, cerrar las válvulas de la cabeza y probar con el cincuenta por ciento adicional de la presión máxima programada, aliviar presión.
2. Bombear el colchón lavador, el espaciador y el separador.
3. Mezclar y bombear el cemento a la tasa programada.
4. Soltar el tapón de desplazamiento y asegurarse que pasó a través de la cabeza.
5. Desplazar con el volumen de lodo calculado a la rata programada.
6. Disminuir la tasa de desplazamiento para los últimos 10 bbls, con el fin de no sobrepresionar excesivamente al sentar el tapón.
7. Colocar la presión de asentamiento calculada, de acuerdo con la presión final de desplazamiento y la resistencia del revestimiento.
8. Aliviar la presión lentamente, midiendo el retorno (back flow). Bombear nuevamente la misma cantidad retornada (teóricamente debe obtenerse la misma presión. Aliviar lentamente la presión (debe obtenerse el mismo volumen retornado inicialmente).



EJEMPLO DE PROGRAMA DE CEMENTACION CSG 9-5/8" POZO XXX - 23

PROGRAMA DE BAJADA DE REVESTIMIENTO 9 5/8" P-110 47 LB/PIE, BTC

a. Estado Mecánico del Pozo:

Profundidad Total Medida: 510'

Diámetro del hueco: 12 1/4".

b. Programa a Seguir:

1. Terminar de sacar la tubería a superficie, quebrar estabilizadores de 12-1/4", 3/8" DC y broca tricónica de 12-1/4".
2. Realizar reunión de seguridad- proceso y análisis de riesgos.
3. Realizar Rig up de las herramientas de Compañía xxx para corrida de revestimiento.
4. Bajar revestimiento de acuerdo al Tally de medida de tubería adjunto, teniendo en cuenta las siguientes observaciones:
Instalar Zapato Flotador (BTC) + 1 Junta de revestimiento 9 5/8" (BTC caja x pin) + Instalar insert valve en la caja de la primera junta. Utilizar soldadura liquida en el zapato, primera y segunda junta.
5. Probar funcionamiento del equipo de flotación. Continuar bajando revestimiento 9 5/8" P-110 47·/pie, BTC según tally adjunto (total de juntas a bajar= 12).
6. Instalar los centralizadores según tally adjunto.
7. Llenar el revestimiento cada 3 juntas, chequear retornos permanentemente.
8. Bajar con grapa de seguridad durante toda la corrida.
9. Posicionar el revestimiento dejando aproximadamente 6 ft por encima de la mesa
10. Instalar cabeza de cementación de LA COMPAÑÍA X y circular en fondo hueco a limpio y acondicionar lodo para realizar cementación. (1 hora) Q=250 GPM.
11. Asegurar el revestimiento.
12. Oportunamente se emitirá el programa de cementación.

POZO XXX - 23, PROGRAMA PARA CEMENTACION DE REVEST. 9 5/8"

Diámetro promedio del hueco (Prueba ing lodos) = 14"

OD Reves	= 9.625".
ID Reves 9-5/8"	= 8.681".
Depth	= 510 ft
Depth Shoe	= 506 ft.
Volumen Anular	= 50.8 bbls.
Volumen Bolsillo	= 0.7616 bbls.
Volumen Shoe Track	= 3.32 bbls.
Volumen de desplazamiento	= 33.7 bbls.
Volumen de lechada a preparar	= 54.88 bbls
Aplicando exceso	= 70 bbls.



Después de bajar el revestimiento de 9 5/8” continúe con la cementación así:

- 1 Instalar tapones en la cabeza de cementación
- 2 Reunión preoperacional- análisis de riesgos.
- 3 Llenar la línea de superficie con 5 bls de agua @ 5 BPM.
- 4 Probar la Línea de superficie con 500 y 3000 Psi. Durante 5 min.
- 5 Iniciar Mezcla de cemento en Batch Mixer de las dos lechadas 15 ppg (40 bbls) y 15.7 ppg (30 bbls).
- 6 Bombear 25 bbl de agua para completar el preflujo a 5.0 BPM.
- 7 Soltar Tapón Inferior (Bottom Plug).
- 8 Bombear lechada de Relleno; 15 ppg, 30 bls a 5.0 BPM.
- 9 Bombeo de lechada de cola; 15.7 ppg, 40 bbls a 5.0 BPM.
- 10 Soltar Tapón Superior
- 11 Bombeo del desplazamiento con la unidad de LA COMPAÑÍA XXX así:
 - Bombear 6 bls de agua @ 5.0 BPM.
 - Bombear 18 bbls de lodo de 8.8 ppg @ 5 BPM.
 - Bombear 10 bbls de agua @ 2 BPM.
 - Sentar tapón con 800 psi sobre la presión final de desplazamiento
 - Revisar back flow.

Notas Importantes:

En caso de no verse aumento de presión en la llegada del Top Plug bombear 1 bbls mas de desplazamiento de acuerdo a un Shoe Track de 3.32 bbls

El ingeniero de lodos y TFM deben estar pendientes de los retornos de cemento en superficie

El cemento remanente será bombeado al catch tank por intermedio del chupador

Una vez termine el trabajo de cementación adecuar la mesa de perforación para cortar conductor de 13 3/8”.

NOTA: En el fragüe del cemento, se achica (baja de nivel) el contrapozo si está lleno y se limpian los restos de cemento y lodo que pueda tener en fondo para así poder trabajar e instalar los diferentes elementos que componen a un ensamble de pozo.

G. INSTALACION DEL CSG HEAD Y ANCLAR EL REVESTIMIENTO

Hace referencia a la forma como se sostiene el revestimiento en superficie. Los métodos comunes son: conectarlo en una cabeza para revestimiento ya sea enroscándolo, soldándolo o grapándolo. Anclarlo en la cabeza o en un carrete para revestimiento (Casing Head Spool) con un colgador adecuado.

ANCLAJE DE REVESTIMIENTO

Recordando que el colgador agarrará, soportará y transmitirá la carga del revestimiento a la cabeza, es muy importante el uso de un conjunto (cabeza-colgador)



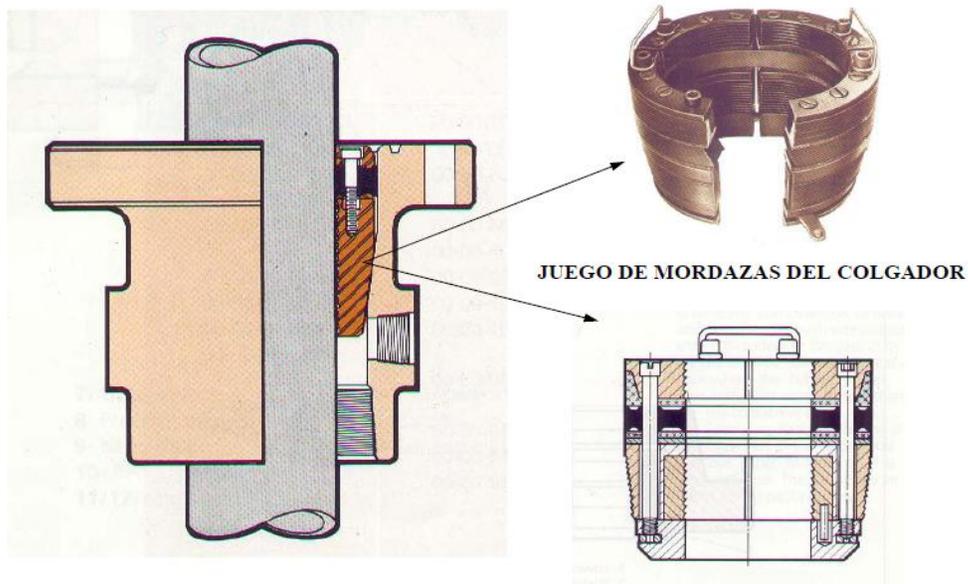
que se adapte perfectamente, normalmente del mismo fabricante y con la capacidad suficiente.

Las guías para colgar el revestimiento son:

- Tomar las especificaciones del colgador, compararlas con las de la cabeza y confirmar con catálogos.
- Revisar el sello del colgador y las cuñas, para asegurarse que están en perfecto estado.
- Revisar los tornillos de soporte de las cuñas. Tener disponible los tornillos para manejarlo y la llave para ajustar las cuñas.
- Tomar el peso del aparejo (gancho y bloque) antes de bajar el revestimiento.
- Colocar la sarta en el peso para colgar, tensionar 5000 lb adicionales del peso de la sarta (o las que el Company Man considere necesario), meter el colgador y ajustarlo, bajar la sarta de tal forma que al perder las cinco mil libras el colgador ya esté sentado continuar soltando suavemente, la aguja que indica el peso en el Martin Decker caerá rápidamente hasta llegar a cero.
- Cortar el tubo de CSG dejando un tramo sobre la brida (aprox. 1'), para hacer sello en el carrete superior.

Imagen 61.

CABEZA COLGADORA DE CASING



H. INSTALACIÓN DEL COLGADOR

Esta operación se lleva a cabo con el perforador en la consola de controles y el personal de la cuadrilla y jefe del taladro en el pozo. Al instalarse el colgador de tubería de revestimiento, se puede golpear sobre el cuerpo del colgador y las cuñas (con una barra suave solamente) para asegurarse de que el colgador esté asentado y

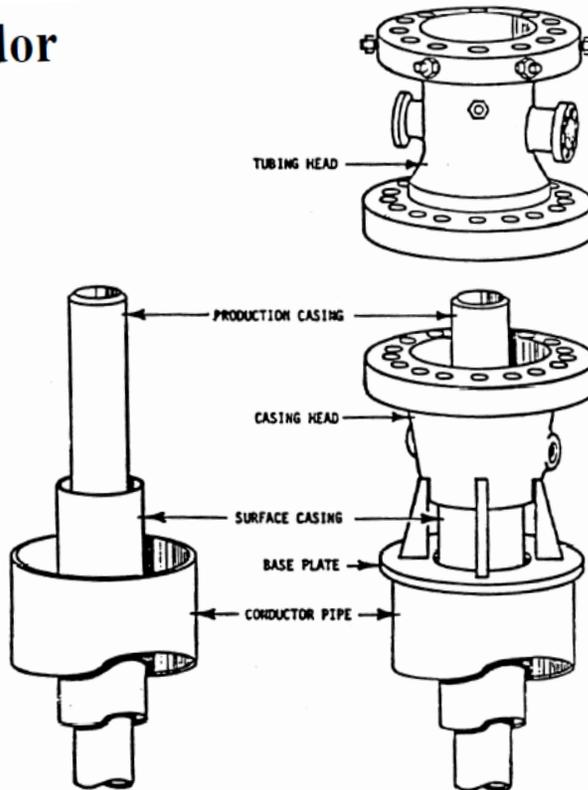


las cuñas enganchadas al CSG uniformemente. Se puede sentir cuando el colgador se haya asentado cuando el peso se disminuye en el sensor de peso (Martin Decker).

También se indicará que el colgador se haya asentado cuando la tubería de revestimiento se torne difícil para mover de lado a lado. Cuando ambas cosas suceden disminuye el peso en el Martin Decker y el movimiento lateral de la tubería de revestimiento se restringe - entonces el colgador de tubería de revestimiento probablemente esté asentado. El perforador deberá soltar la tensión sobre la tubería de revestimiento. Asegúrese de que el personal del equipo y el perforador tengan buena comunicación, es primordial entender y aplicar los buenos procedimientos para una buena operación.

Cuando se ha comprobado que efectivamente la tubería de CSG está sentada en el colgador, el soldador del equipo deberá cortar el tubo de CSG dejando 1 ft por encima del colgador Imagen 62

Colgador



I. CONEXIÓN DE LA CABEZA DE REVESTIMIENTO

El procedimiento de instalación de la cabeza de revestimiento debe ser supervisado por el Ingeniero Jefe de Pozo ya que se deben orientar las válvulas del cabezal de



manera que no cree conflictos con la subestructura del equipo, colocar una válvula en cada salida.

Los cabezales de pozo deben estar diseñados para operar en los siguientes rangos de presión:

- Roscadas: 1.000 y 2.000 lppc.
- Flanchadas: 2.000, 3.000, 5.000, 10.000, 15.000 y 20.000 lppc.

Precauciones para la instalación de la cabeza de pozo (CSG HEAD):

1. Verificar las especificaciones de la cabeza que se va a instalar, recordar que va a formar parte integral en el conjunto de preventoras.
2. Para cabezas de pozo soldadas, verificar la altura a la cual va a realizar el corte de revestimiento según las indicaciones del fabricante. Limpie la grasa del área a soldar.
3. Para cabezas de pozo roscadas, revisar el estado de sus roscas y las del tubo de revestimiento, alinearla perfectamente para evitar montar roscas y crear fugas.
4. Revisar las ranuras para los anillos de sello (ring gasket) y las superficies de contacto de las bridas no deben tener cortaduras o rebordes.

El procedimiento de instalación de una cabeza soldada se realiza por personal altamente capacitado bajo la supervisión del Jefe de Pozo y Jefe del Equipo de Perforación. (Procedimiento tomado de Manual de Perforación de Ecopetrol 1994)

1. Extraer los fluidos de contrapozo, limpiar y secar la tubería.
2. Colocar la sarta en el mismo peso que tenía antes de ejecutar la cementación.
3. Cortar la tubería de revestimiento a la altura estipulada y preparar el tubo biselando el borde a 30° para soldadura interior. Pulir el exterior del tubo hasta obtener una superficie lisa y chequear que no existan marcas de quemado, las cuales pueden causar falta de fusión o un canal de comunicación de fluidos.
4. Una vez ejecutada la operación de corte, se debe evaluar la redondez del tubo.
5. Bajar el csg head lentamente, evitando golpear contra las paredes de la tubería. Retirar todos los tapones, alinearla y meterla en el tubo,
6. Marcar en el csg head cuatro puntos equidistantes para la instalación de puntos de soldadura, realizar un chequeo de nivelación previo.
7. Precalentar la tubería de revestimiento y el cabezal entre 150° y 200°F, 3" a ambos lados del área a soldar.
8. Utilizar tizas sensibles al calor para probar los límites. Si la tubería de revestimiento tiene un sello de anillo "O" interno, no exceder los 150°F.
9. Tener la precaución de mantener los electrodos de soldadura (varillas) en un sitio seco, para evitar contaminación por humedad.
10. Realizar la primera secuencia de soldadura (fondeo) de una forma alternada, en longitudes de 4" a 6", con el fin de minimizar o igualar las tensiones de encogimiento.
11. La recomendación para realizar el fondeo es la siguiente:



12. Primero a 0 grados; segundo a 180 grados; tercero a 90 grados; cuarto a 270 grados; quinto a 45 grados; sexto a 225 grados; séptimo a 135 grados; octavo a 315 grados y así sucesivamente.
13. Se sugiere la utilización de un electrodo por punto de soldadura.
14. Una vez terminado el fondeo, cepillar fuertemente para visualizar la unión y detectar posibles defectos. Pulir, volver a inspeccionar (para no soldar sobre poros) y resoldar cuantas veces sea necesario, hasta asegurar que el espesor de la soldadura sea igual al espesor de la pared de la tubería.
15. El A.P.I. recomienda el uso de electrodos de bajo hidrógeno para soldar. Se sugiere la utilización del electrodo E6010 para el fondeo.
16. La rata de enfriamiento debe ser entre 100°F y 200°F por hora. *"No se debe forzar el enfriamiento."*

El sistema para soldar cabezas más utilizado actualmente es el Hot Head, por ser más rápido y seguro puesto que garantiza una temperatura constante durante la aplicación de soldadura, por lo tanto, *el debilitamiento del revestimiento es menor.*

J. PRUEBA DE LA CABEZA DE REVESTIMIENTO

Utilizar una unidad de presión portátil. El procedimiento de prueba es el siguiente:

- Conectar el niple de la manguera de la unidad de prueba, al orificio de la cabeza y recubrir el niple con teflón.
- Con la válvula de la manguera cerrada, proceda a abrir la válvula principal del tanque de presión. Aumentar la presión lentamente, (100 psi por minuto), hasta la presión de prueba.
- Cerrar la válvula del tanque de presión.
- Abrir lentamente la válvula de la manguera dejando gas atrapado en el área de prueba.
- Cerrar la válvula de la manguera.
- Observar el manómetro para determinar pérdida de presión.
- Revisar con el instrumento de detección del gas de prueba toda el área de soldadura. Si existe porosidad, marque el lugar para pulir y resoldar.
- Para remover la unidad de prueba, libere la presión en la manguera, en el sitio de prueba y desconecte.
- Puede probarse también con una unidad de presión hidráulica y agua como fluido de prueba. No se debe utilizar petróleo, puesto que al existir fugas, este fluido puede causar defectos en la soldadura correctiva.



- **GUÍAS GENERALES DE INSTALACIÓN DE CARRETES DE REVESTIMIENTO (ADAPTER SPOOL)**

1. CORTE DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Se procederá a cortar la tubería de revestimiento después de la instalación del colgador anterior y antes de que se instale el carrete de tubería de revestimiento. No corte la tubería de revestimiento hasta tanto no haya examinado el carrete y obturador y confirmado que son las partes correctas y aptas para servicio. Una tubería de revestimiento cortada es un problema severo.

2. PREPARACIÓN DEL BORDE DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El cuerpo de la tubería de revestimiento debe ser reacondicionado con una lija, de manera que no se dañe el obturador en el carrete (Adapter Spool) mientras se baja sobre la tubería de revestimiento o daña los tapadores o herramientas corridas a través de la tubería de revestimiento, el empaque de anillo y las ranuras en los cabezales deben ser inspeccionados cuidadosamente también, limpiados y alisados para asegurarse de que ni rebabas ni materias extrañas dañen el sello.

3. PRUEBA DE PRESIÓN

Después de completar la conexión del carrete, debe probarla al aplicar presión a través de la abertura para prueba. La prueba verificará todos los tres sellos: el empaque de anillo, el sello del colgador de tubería de revestimiento, y el obturador del tope de la tubería de revestimiento. Sobrepresión durante la prueba puede dañar los sellos y/o la tubería de revestimiento.

4 PREVIA INSTALACIÓN

NOTA: El carrete de tubería de revestimiento usualmente se instala inmediatamente después del colgador de tubería de revestimiento y el sello.

1. Un corte en el cuerpo de la tubería de revestimiento a la altura especificada encima del carrete anterior o la cara de la brida central.
2. Bisele la tubería de revestimiento hasta 30° de la vertical adentro y 45° de la vertical afuera. Lime la superficie biselada para remover el borde.
3. Chequee y limpie la cara y las ranuras de anillo de sello del cabezal de tubería de revestimiento anterior. Elimine cualquier rebaba con esmeril.
4. Coloque el empaque de anillo en la ranura.
5. Chequee y limpie la cara y la ranura del carrete de la tubería de revestimiento que va a ser instalada.
6. Chequee que los empaques de anillo se ajusten a la ranura en la carta del fondo del carrete siguiente.
7. Chequee las válvulas de la salida lateral (espacio anular) para libre operación. Deje ambas válvulas abiertas.



8. Asegúrese de que operen libremente los tornillos sujetadores del tazón superior. Deje los tornillos retirados.
9. Remueva el tapón de 1/2 pulgada de abertura de prueba en la brida inferior del carrete.
10. Asegúrese de tener a mano la cantidad, tamaño y tipo correcto de los pernos prisioneros y tuercas. Engrase pernos prisioneros y tuercas.
11. Asegúrese de buenas comunicaciones con el personal de mesa rotaria del equipo.
12. Amarre el carrete para levante utilizando guaya y abrazaderas.

NOTA: Nunca utilice cuerda de nylon o cadenas.

INSTALACION:

1. Instale el empaque de anillo (Ring Gasket) en el carrete o cabezal anterior. El Ring Gasket debe ser para el diámetro y la presión que están diseñados los cabezales.
2. Engrase el tope de tubería de revestimiento.
3. Levante el carrete de tubería de revestimiento, asegurándose de que el levante sea nivelado y seguro.
4. Chequee que las válvulas de las salidas laterales estén correctamente orientadas.
5. Instale pernos prisioneros y tuercas en los agujeros para pernos pasantes de la brida debajo de las válvulas de las salidas laterales.

NOTA: El numeral 5 se debe realizar antes de bajar el carrete anterior, ya que no habrá espacio disponible para instalar pernos prisioneros una vez que se junten los carretes.

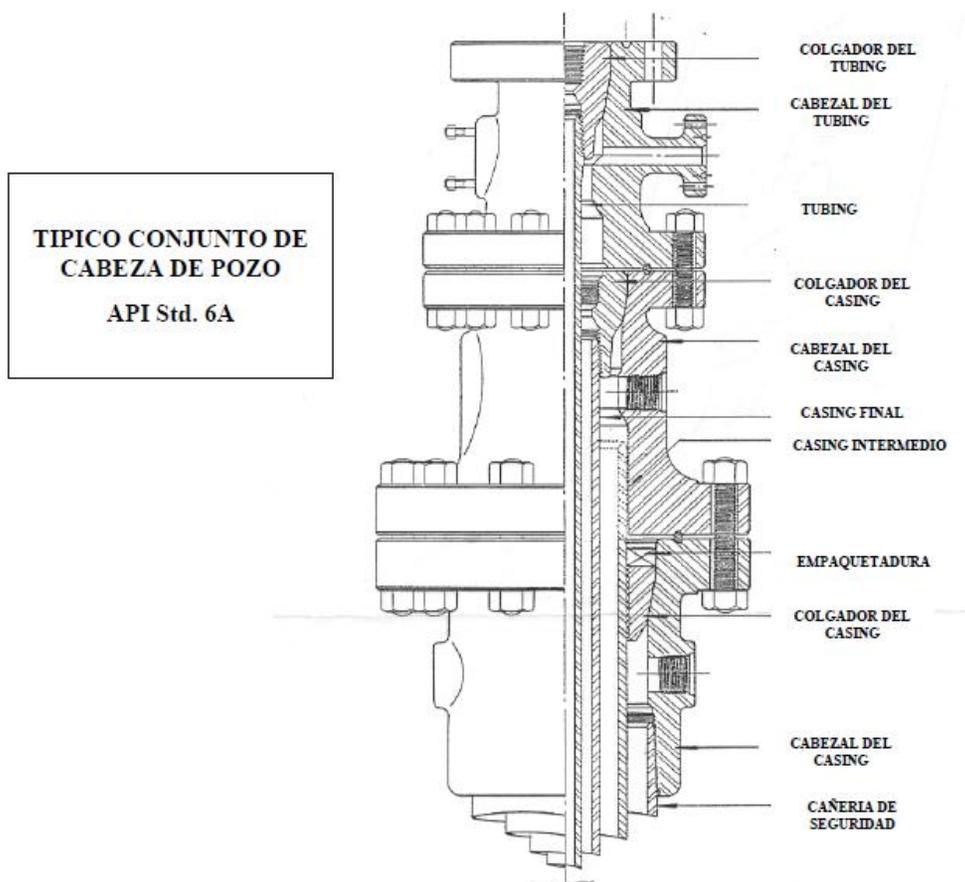


Imagen 63. Fuente Hughes – Christensen Training Course

Después de que se haya instalado el colgador y el CSG HEAD, se procede a instalar la BOP con el carrete (Adapter Spool) del mismo tamaño del CSG HEAD instalado

K. INSTALACIÓN Y PRUEBA DE LA BOP

En el fragüe del cemento, se achica el contrapozo si está lleno para así poder trabajar y meter preventoras (B.O.P. = Blow Out Preventor = controlador de reventones) para continuar con la segunda fase de la perforación.

Se procede a instalar el conjunto de B.O.P. con su respectivo Adapter Spool 11 – 5M o 13-3/8” – 5M dependiendo el diámetro del CSG Head instalado en el tubo conductor, para nuestro trabajo vamos a utilizar un CSG Head de 11” – 5000 psi, se debe utilizar una llave de golpe para los tornillos utilizados en una cabezal 11” – 5M que son los mismos de la preventora, esta se debe apretar en cruz para dar el torque adecuado a la tornillería y un sello uniforme al Ring Gasket.



Luego se instala la campana de perforación, con sus 4 tornillos y se conecta el Flow Line (línea de flujo) y por último se conectan las mangueras hidráulicas a la BOP, la salida del Kill line y la salida del HCR al Chock Manifold.

Imagen 64.

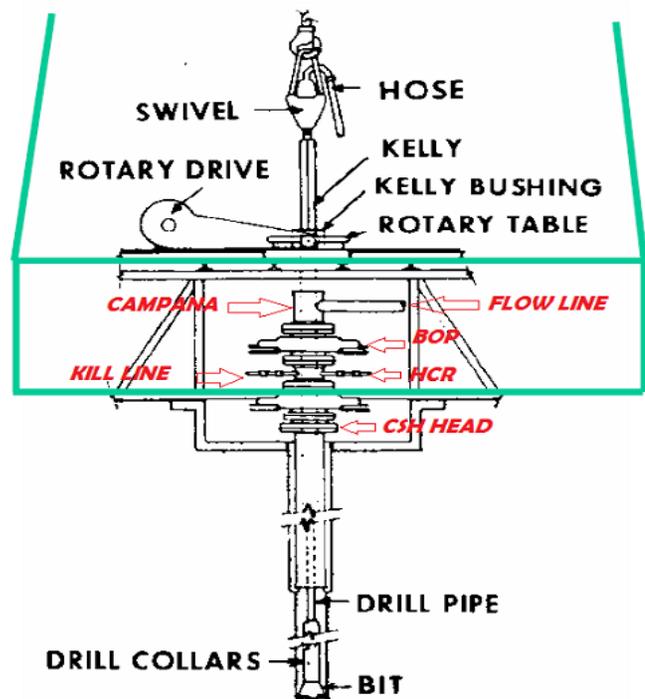


Imagen 65.

- PRUEBA DE BOP

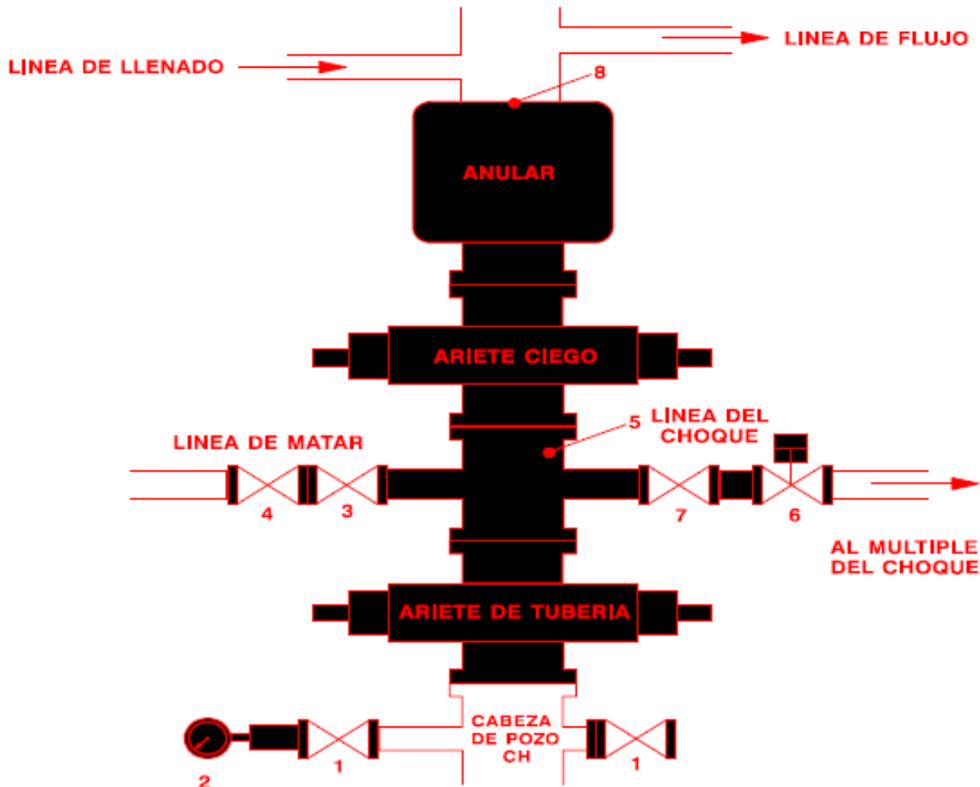
Cuando se ha puesto la preventora, las compañías operadoras exigen que se haga una prueba de preventoras para verificar su buen funcionamiento de cierre y sello con respecto a presiones ejercidas por los fluidos.

Para tal proceso, se instala en el CSG Head una herramienta llamada Test Plug la cual se baja con un tubo y se deja sentada en el CSG Head, las pruebas se hacen de los 3 sistemas de prevención que tiene la BOP, Anular, Pipe Rams y Blind Rams respectivamente con agua limpia inyectada por la bomba del equipo o en muchos casos con una Test Pump, así mismo, se prueba el buen funcionamiento de las válvulas



del Chock Manifold que cierren y den el sello respectivo, si alguna de estas pruebas falla, la operadora no da inicio a la siguiente fase de la perforación y eso conlleva a costos de mantenimiento por parte de la compañía contratista.

Si las pruebas salen exitosas se procede a armar el proximo BHA de perforación Imagen 66.



1. VALVULAS FLANCHADAS - 2" ID MINIMO - MISMA PRESION DE TRABAJO DE LA CABEZA. LA EXTERNA SE DEBE USAR NORMALMENTE DURANTE LA PERFORACION.
2. MANOMETRO.
3. VALVULA FLANCHADA - 2" ID MINIMO - MISMA PRESION DE TRABAJO DE LAS PREV.
4. COMO LA ANTERIOR O PUEDE SER UNA VALVULA CHEQUE, 2" ID MINIMO.
5. CARRETE DE PERFORACION DOS SALIDAS FLANCHADAS 3" ID MIN. MISMA PRESION DE TRABAJO DE LAS PREVENTORAS.
6. VALVULA HIDRAULICA A CONTROL REMOTO, FLANCHADA, 3" ID MINIMO, MISMA PRESION DE TRABAJO DE LAS BOP'S.
7. VALVULA MANUAL FLANCHADA 3" ID MIN. MISMA P. TRABAJO DE LAS PREVENT.
8. EL TOPE DEL PREVENTOR ANULAR DEBE TENER ARO DE SELLO API.

Fuente: Manual de Operaciones de Perforación 1994.

• PRUEBAS DE PREVENTORAS

El fluido de prueba debe ser agua limpia. Se debe sacar todo el aire del sistema. La presión máxima de prueba debe ser: la presión de operación para los arietes y el 70% de la presión de operación para el preventor anular. Antes de probar con alta presión debe hacerse a baja presión: 300 - 500 psi. La mayoría de arietes sellan a alta presión pero fallan a bajas presiones, que son las más comunes de tener en la cabeza.

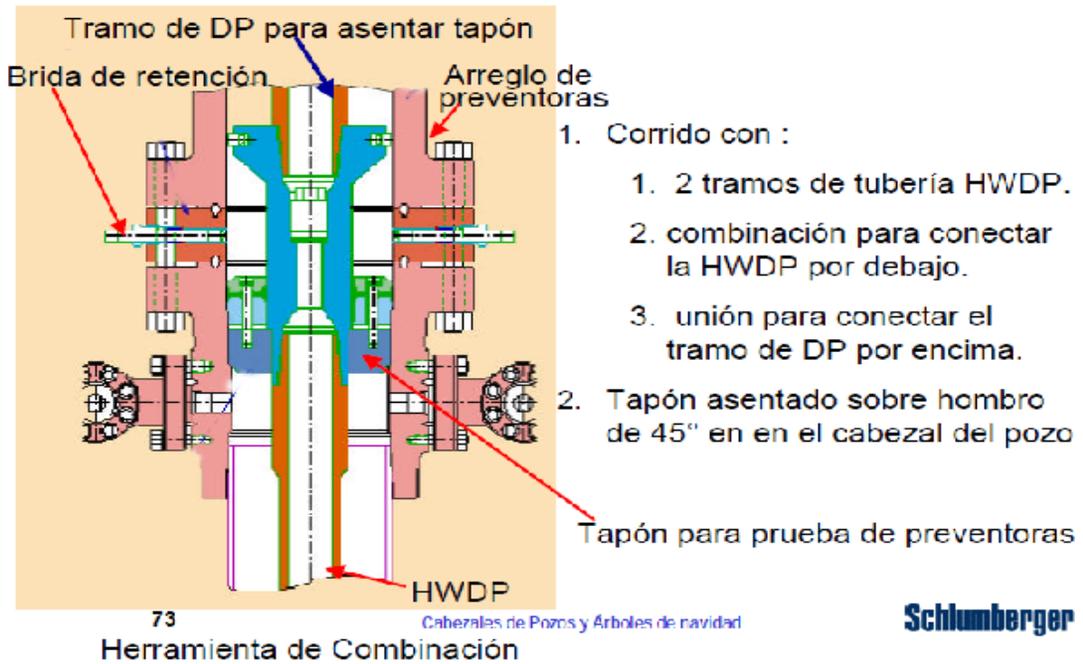


1. EQUIPO DE PRUEBA:

Puesto que una de las presiones de prueba debe ser mínimo el 100% de la presión de trabajo de la preventora, es necesario disponer de:

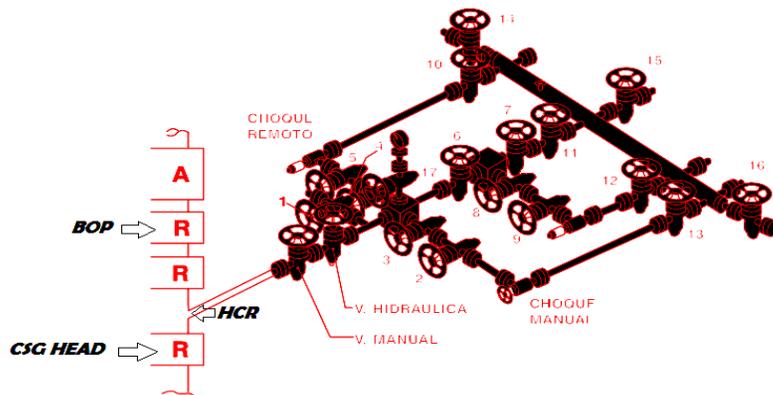
- Las bombas que suministren esta presión (bombas de alta presión impulsadas por aire, las del camión cementador, o las del equipo si son de suficiente capacidad).
- Tapón de prueba tipo colgador de revestimiento (Boll Weevil Plug Tester); asegurarse de usar el compatible con la cabeza instalada.

Imagen 67. Tapón para prueba de Preventora



- Tomado de Programa de entrenamiento rápido Schlumberger
- Probador tipo copa (cup tester). Se fija en el cabezal para probar los BOP y en revestimiento para probar la parte superior del mismo.
- Unidad acumuladora adecuada a las preventoras instaladas.

Imagen 68.
Unidad Chock
Manifold





2. FRECUENCIA DE LAS PRUEBAS

Con las anteriores condiciones se prueba:

- Después de la instalación del BOP.
- Antes de iniciar perforación, después de colocar una nueva sarta de revestimiento.
- Por lo menos una vez cada 21 días.
- Después de operaciones que requieran la desconexión de un sello.
- Después de cambiar un ariete o el empaque del anular.

Las Preventoras deben ser activadas (sin presión de prueba) de la siguiente forma:

- Los arietes de tubería, cerrados contra tubería una vez al día.
- Los arietes ciegos cerrados en hueco abierto, una vez cada viaje o por día, si hay varios viajes al día.
- Anular cerrado contra tubería, una vez a la semana.

3. PRUEBA INICIAL

Después que se ha instalado el conjunto de Preventoras, las líneas para matar y el choque, se debe proceder a probar todo el equipo de acuerdo con las instrucciones y especificaciones del ingeniero de campo y del Tool Pusher quienes se ayudarán con la lista de comprobación y los formatos de prueba. Estos formatos se anexarán al reporte de perforación en el cual quedará constancia de las pruebas.

- Probar todas las líneas y válvulas del acumulador. Probar la línea desde la bomba de prueba hasta las válvulas de la línea de matar.
- Bajar el TEST PLUG con una junta de cola y una junta encima
- Desplazar el lodo del pozo por agua limpia.
- Sentar el tapón de prueba en la cabeza del pozo.
- Cerrar la válvula manual del choque y mantener abierta la válvula hidráulica
- Cerrar el ariete superior de tubería manualmente, aislar la presión del acumulador.
- Presionar hasta 300 ó 500 psi por cinco (5) minutos y hasta la presión de prueba por diez (10) minutos. Drenar la presión. Registre la presión en el acumulador.
- Abrir el ariete superior de tubería y registrar el volumen para abrir y la presión en el acumulador.
- Cerrar el Preventor anular, registrar el tiempo, volumen y presión del acumulador para cerrar.
- Presionar hasta 500 psi por cinco (5) minutos y hasta la presión de prueba (70% de la presión de trabajo) por diez (10) minutos. Aliviar la presión.
- Abrir la válvula hidráulica y cerrar las válvulas del lado izquierdo del Chocke Manifold. Presionar hasta 500 psi por cinco (5) minutos y luego hasta la presión de prueba (70% de la presión de trabajo) por diez (10) minutos. Aliviar la presión.
- Abrir las válvulas del lado izquierdo del Chock Manifold y cerrar las del lado derecho y el choque ajustable manual, presionar hasta 500 psi por cinco (5)



- minutos, y luego hasta la presión de prueba por diez (10) minutos. Abrir el choque completamente, registrar el tiempo de apertura y de cierre del choque.
- Así mismo probar el sello de todas las válvulas que tiene el Chock Manifold, abriendo y cerrando válvulas.
 - Abrir el preventor anular, registrar el tiempo, volumen y presión del acumulador para abrir.

Para la prueba del ariete ciego se debe disponer de un tapón tipo hanger que se deja sentado en la cabeza. En éste caso se puede probar con un 70% de la presión de trabajo.

Imagen 69.



Tapón de prueba: Herramienta que permite la prueba del conjunto de preventoras y las conexiones superiores y la instalación y recuperación de protectores de tazón (Wear Bushing)

Procedimiento:

- Con tapón de prueba ó utilizando el pozo, el procedimiento es el mismo: cerrar la válvula hidráulica (HCR).
- Cerrar el ariete ciego, presionar hasta 500 psi por cinco (5) minutos y luego hasta la presión de prueba por diez (10) minutos.
- Registrar el tiempo, el volumen y la presión del acumulador para el cierre.
- Abrir la válvula hidráulica, abrir el ariete ciego y registrar el tiempo, volumen y presión del acumulador para la apertura.

4. PRUEBA SEMANAL

Con la tubería dentro del revestimiento y colgada con el bloque viajero, se instala la válvula de seguridad, y se procede a poner en funcionamiento los Preventores tipo ariete de tubería. Se debe observar el ajuste, la presión del acumulador al cerrar y abrir, el tiempo de cierre y apertura.

Para probar los arietes ciegos, no debe haber tubería en el pozo. Se debe observar el tiempo y presión del acumulador para el cierre. Registrar lo mismo para la apertura. También se deben operar los choques ajustables y bombear a través de ellos para asegurarse que no estén obstruidos. Finalizada la prueba se deben regresar las válvulas y equipos a su posición inicial.

Observaciones:

- Cuando se presente fuga o caída de presión en cualquier elemento, debe pararse la prueba y proceder a su corrección. Cuando relaje presiones asegurarse que realmente se hizo, observando los manómetros.



- Los componentes del Chock Manifold, se prueban con el 50% de la presión de trabajo del componente.
- La presión de prueba de las Preventoras nunca debe ser menor que la presión esperada en superficie.
- Tomar precauciones de no exponer el revestimiento a presiones de prueba superiores a su resistencia.
- Verificar las presiones de trabajo de cada componente del conjunto de Preventoras y del múltiple de válvulas.
- Los Preventores anulares deben ser operados mínimo una vez por semana.
- Revisar que los repuestos del equipo de Preventoras (arietes, empaques del anular, del choque, de las válvulas, etc.) sean suficientes y adecuados.
- Revisar y asegurarse de no dejar presiones atrapadas en alguna parte del equipo del conjunto y dejar las válvulas en su posición de espera.

L. SEGUNDA FASE EN PERFORACIÓN

Antes de bajar el siguiente BHA hay que Instalar el Wear Bushing (lanzar y apretar) el cual se asienta en el CSG Head para proteger este de algún golpe y maltrato ya que en el CSG H se colocará el CSG de 7" en cuñas o en un colgador. Cuando se ha terminado la perforación del pozo se instala el Tubing head (sección B) que es donde se instala el Tubing Hanger que es la herramienta que soporta la tubería cuando se deja en producción y da sello a la vez para que no haya comunicación entre el hueco y la superficie.

Cuadro 5. BHA #2 (BHA direccional) para la segunda fase de la perforación

HERRAMIENTA	LONGITUD APROXIMADAS	Σ LONGITUD EQUIVALENTE
1. Bit triconica de 8-1/2"	0.95 ft	
1. motor de Sperry sun	26.50 ft	27.45 ft
1 Float sub S.S.	1.55 ft	29.00 ft
1 Estabilizador	4.89 ft	33.89 ft
1 Monel	32.55 ft	66.44 ft
1 X - over	2.62 ft	69.06 ft
2 Drill collar	59.80 ft	128.86 ft
4 Heavy weigth	121.17 ft	250.03 ft
1 x-over	1.15 ft	251.18 ft
1 jar (martillo)	32.00 ft	283.18 ft
1 x-over	1.50 ft	284.68 ft
7 Heavy weigth	212.78	497.46 ft
TOTAL BHA #2	497.46 FT ~ +/- 498 FT	



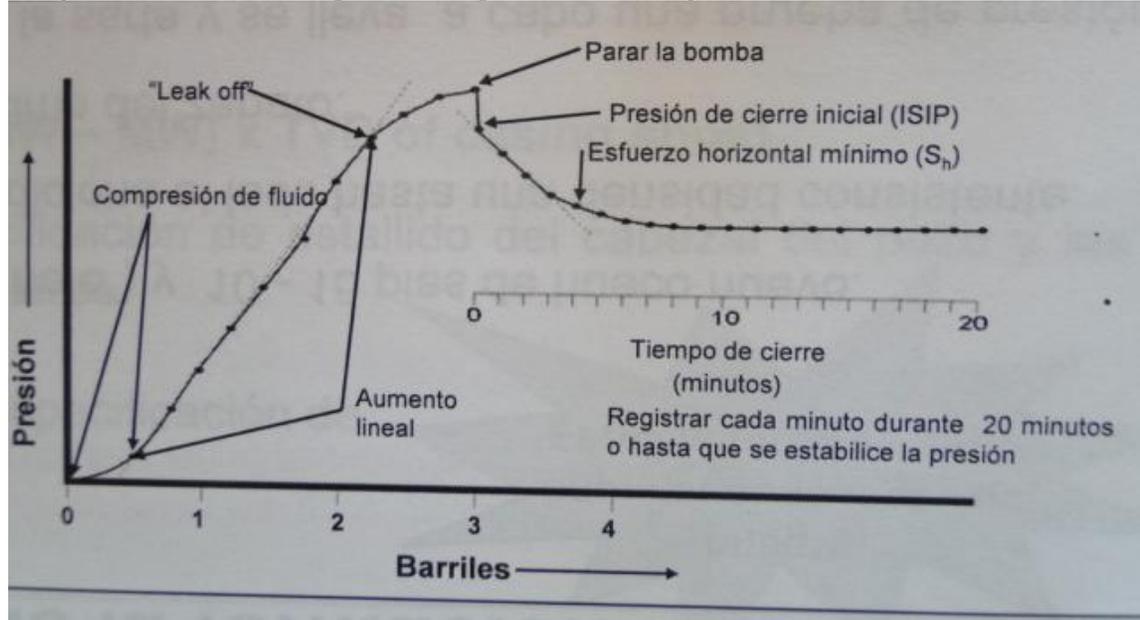
NOTA: Primero se arma y se baja el BHA #2 hasta tocar cemento, se toca y se perfora el cemento el collar flotador y el zapato del CSG, posteriormente se instala el martillo. Hay que estar muy pendiente de los pesos por debajo y encima del martillo ya que se tienen martillos hidráulicos que se accionan con peso, otros con tensión y otros son de doble acción y la activación de estos depende del peso con que se esté trabajando la sarta cuando se perfora.

• **EJEMPLO DE SEGUNDA FASE EN PERFORACIÓN**

1. Después de probar Preventoras.
 2. Instalar Wear Bushing de 11”.
 3. Armar y bajar el siguiente BHA N° 2.
 - Broca PDC Hughes 8½” tipo dp0923, serie 7300311r, con 4 boq de 12.
 - Motor de Fondo a675xp con bend 1.5 y camisa estabilizadora 8-3/8”.
 - Float Sub.
 - 6-7/8” IWD ARC-6 (resistividad).
 - 6-3/4” MWD Power Pulse (GR, INC, AZI.).
 - 1 x 6-3/4” NMDC.
 - 30 x 4-1/2” Drill Pipe.
 - 15 x 5” HWDP.
 - 1 x 6-1/2” Martillo, 5 x 5” HWDP.
- NOTA:*
Probar MWD y Motor en Superficie.
El torque de apretar a la broca debe ser aplicado por el Bit Man.
4. Bajar tubería hasta 400 pies, continuar lavando con GPM=300 hasta tocar el tope de la Insert Valve, llamar al jefe de pozo antes de tocar el tope del collar flotador.
 5. Perforar Insert Valve y zapato así:
 - GPM= 300
 - RPM Superficie = 40
 - WOB= 2000 – 3000 Lbs.
 6. Perforar 10 ft después del zapato o 6 ft de formación
 7. Realizar prueba de integridad así:
 - Bombear 5 bbls de lodo para llenar tubería.
 - Bombear lodo @ 0.5 bpm hasta alcanzar punto de defeción de la presión.
 - Liberar presión lentamente.



Imagen 70. Gráfico de prueba de presión de Integridad



8. Realizar Rig-up de la compañía de cementación para probar con la bomba del equipo de cementación, Probar líneas con 200 y 1200 psi.
9. Cerrar Pipe Ram y HCR. Iniciar la prueba de integridad con un caudal de 0.3 bpm, hasta obtener una presión de 140 psi sobre la formación, logrando una densidad de integridad equivalente de 16.5 lpg con lodo de 12.0 lpg.
10. Mantener esta presión de 1500 psi durante 5 minutos.

NOTA: si por alguna circunstancia se llega a la presión de Leak Off test antes de los 1500 psi en superficie, se deberá parar la prueba y mantener durante 2 minutos máximo la presión

11. Chequear Back Flow y liberar lentamente la presión dando por terminada la prueba.

Después de terminada la prueba de revestimiento, se continúa con la operación de perforación de la segunda sección teniendo muy en cuenta los parámetros que el Company Man ordena como los son el W.O.B., la presión, los R.P.M de la rotaria así como el torque de la misma, los estroques de la bomba, el peso y la viscosidad del lodo, los GPM (galones por minuto), el peso subiendo, bajando y rotando de la sarta en cada conexión.

A medida que se va avanzando en la perforación el Company Man ordena circular una píldora viscosa con el fin de ayudar al lodo a levantar los ripios y cortes que se generan con la broca. En el proceso de perforación de la segunda sección, hay que estar muy pendiente de estar limpiando el Flow Line ya que tiende a taponarse por el tipo de cortes que salen que por lo regular son arcillas de superficie que se hinchan y



taponan la línea de flujo ocasionando que haya un desperdicio de lodo ya que este tiende a salir por encima de la campana cayendo al contrapozo.

NOTA: Cuando se está perforando, se debe engrasar el Wash Pipe y los rodillos del Kelly Bushing cada 8 horas. Esto se hace por mantenimiento y precaución.

Como la mayoría de los pozos que se están perforando en Colombia se hacen desviados, el personal encargado de realizar la construcción del pozo direccional, llámese Halliburton, Schlumberger, Weatherford, realizan continuamente Surveys (posicionamiento con respecto al norte de la herramienta direccional) y deslizamientos (poner peso a la broca sin rotación de la misma para ubicar la broca en la dirección de la formación objetivo) para así darle la curva (ángulo) deseada a la herramienta especial que está conectada por encima de la broca direccionando la misma hacia la formación objetivo.

Estos Survey y deslizamientos los llevan a cabo entre cada conexión mientras construyen la curva. Cuando se ha alcanzado el ángulo necesario, toman Survey cada dos conexiones con el fin de verificar y mantener el ángulo de desviación construido. Si se ha desviado se procede a realizar un deslizamiento para posicionar nuevamente la broca hacia la formación objetivo.

Continuando con la operación, recordar siempre en la operación las pautas y parámetros que el Company Man da sobre cómo se debe perforar el pozo, entre ella el WOB, RPM, SPM TORQUE PSI

En la perforación de un pozo, cada vez que se hace una conexión deben estar presentes todo el personal de cuadrilla, cuñeros, encuellador, perforador y supervisor. Como ya se dijo anteriormente, cada vez que se perfora una junta, esta se repasa 3 veces (arriba y abajo). Cuando se va a realizar la conexión de la siguiente junta, el perforador debe apagar o sacar de línea las bombas para cuando se desconecte la Kelly no tenga presión la línea. La conexión se debe hacer lo más rápido posible porque se ha comprobado a lo largo de las operaciones de perforación que siempre ocurren pegas de tubería cuando se realizan las conexiones por que se deja mucho tiempo la sarta estática causando que haya una pega de tubería.

Después de la conexión, los cuñeros antes de desplazarse a sus respectivos lugares (uno en las rumbas otro ayudando al encuellador en los tanques y el ultimo como ayudante del perforador en la mesa) hay que subir una junta y dejarla en el hueco auxiliar para hacer más fácil y rápida la próxima conexión. Después de eso los 3 cuñeros se disponen a apoyar las operaciones en diferentes puntos. Uno ayuda al encuellador en los tanques, ya que este debe estar pendiente de los niveles de lodo así como del peso entrando y saliendo del lodo y debe estar siempre a disposición del lodero para apoyarlo en lo que él necesite.



Otro cuñero debe estar en las rumbas (Sheaker) para apoyar a los obreros de patio que se encuentran en ella destapando y removiendo siempre la arcilla o cortes que provienen del pozo y se quedan estancados en los bolsillos de las rumbas. Por último, el tercer cuñero se queda en la mesa apoyando al perforador en lo que él necesite. Este cuñero se encargará de estar limpiando y engrasando las herramientas de la mesa.

Cuando se llega al TVD (Total Vertical Depth = profundidad vertical total), se envía una píldora viscosa y se circula el hueco hasta que retorne lodo limpio a las rumbas.

1. Se empieza a sacar tubería Drill Pipe DP por paradas a la torre y se llena el pozo cada 5 paradas y se lleva un control estricto de este volumen cada 5 paradas afuera. Cuando se saca tubería, el supervisor debe estar muy pendiente de los puntos apretados del hueco, reportarlos en la bitácora de operaciones y repasar el tubo 2 o 3 veces antes de sacarlo por completo a la torre.
2. Cuando se saca toda la tubería, se quiebra lo que es el BHA #2 (herramientas direccionales) de la compañía de servicios direccionales.
3. Adicionalmente, se empieza a armar el BHA #3 (BHA de reacondicionamiento) de la siguiente forma:

Cuadro 6. Herramientas para armar el BHA #3 (BHA de reacondicionamiento)

HERRAMIENTA	LONGITUD
1. Bit triconica de 8-1/2'' usada	0.80 ft
1 Bit sub (Near bit)	6.85 ft
1 Drill collar	29.62 ft
1 Estabilizador	4.20 ft
3. Drill collar	86.90 ft
4 Heavy weigth	120.88 ft
1 x-over	1.15 ft
1 jar (martillo)	32.00 ft
1 x-over	1.35 ft
7 Heavy weigth	212.42
TOTAL BHA #2	496.18 FT ~ +/- 497 FT

4. Cuando se llega a fondo TVD, se circula de nuevo una píldora viscosa para relimpiar el pozo. Después de circular el pozo, se saca nuevamente toda la tubería en paradas a la torre.
5. Cuando se tiene toda la tubería afuera, entra Halliburton (Area de Wire line) a realizar registros del pozo abierto (HRI – SDL – DSN – GR) para determinar las zonas de mayor potencial para extraer crudo.
6. Halliburton saca herramientas de registro y mete herramientas de toma muestras de subsuelo por cañoneo. Posteriormente se hace el Rig down herramientas de Halliburton.



7. Se baja nuevamente tubería con broca de 6 in al pozo. Se baja hasta la mitad de la perforación y se circula el pozo con una píldora viscosa, luego se baja toda la tubería y se circula nuevamente hasta tener retornos limpios en las rumbas y tener así el hueco completamente limpio.

M. SACAR QUEBRANDO TUBERIA COMPLETAMENTE

1. Las 5 o 6 primeras juntas quebradas se sacan suave, después se acelera el ritmo teniendo cuidado de no causar efecto pistón en el pozo.

N. BAJADA Y CEMENTADA DEL CSG DE 7"

Después de quebrar toda la tubería, nos preparamos para bajar CSG de 7" con la gente apropiada. Ellos instalan el Zapato en la primera junta, seguido del Float Collar (Collar Flotador) para bajar el revestimiento de 7" al hueco.

A medida que se va bajando el revestimiento, este hay que llenarlo con lodo para que coja peso y sea más fácil de bajar, después de bajar todo el CSG, se conecta la cabeza de circulación para CSG de 7" y se circula el pozo.

- **EJEMPLO POZO XXX - 23 DE PROGRAMA CORRIDA DE CSG 7" Y SU POSTERIOR CEMENTACIÓN**

PROGRAMA DE CORRIDA DE REVESTIMIENTO 7".

1. Una vez terminado el viaje de acondicionamiento, salir quebrando todo el Drill Pipe de 4-1/2" y el BHA.
2. Pescar y retirar el Wear Bushing
3. Realizar Rig Up de las herramientas para correr revestimiento.
4. Realizar Reunión pre-operacional.
5. Conectar zapato flotador de 7" BTC + la junta 1 (7" P-110 29 lb/ft BTC) + junta 2 (7" P-110 29 lb/ft BTC) + Collar flotador BTC suministrado por BJ + XO pin BTC box Hydrill 521 .
6. Bajar revestimiento de acuerdo al Tally adjunto, teniendo en cuenta:
 - 23 Juntas de 7" 29 lb/ft P-110 Hydrill y el resto del Tally es conexión BTC
 - Centralizadores
 - Bakerlock (soldadura líquida) en las 2 primeras juntas incluyendo collar flotador.
 - Durante toda la corrida de revestimiento deben estar en la mesa pendientes el Jefe de pozo, Toolpusher, Ing de calidad, Ingeniero de lodos y personal de geología en los tanques de lodo evaluando niveles. Mud Logging evaluando parámetros.
 - Seguridad industrial responsabilidad de la contratista.
7. Llenar primera junta de CSG y levantar después de conectar collar flotador y probar válvula flotadora del zapato y del collar flotador.
8. Bajar lentamente el Casing para evitar presiones de surgencia



9. Llenar tubería en cada conexión.
10. Chequear desplazamiento. Ingeniero de lodos y personal de geología
11. Romper geles y circular a 1000', 2000', 3000'. Bajar circulando últimos 100'.
12. Bajar revestimiento dejando por encima de la mesa 6 pies y en el fondo a la profundidad de 3345 ft MD (5 ft de bolsillo). De acuerdo al Tally.
13. Circular a limpio durante una 1.5 horas a través del empaque a STK= 132 Q= 268 GPM.
14. Realizar Rig Down de los equipos de corrida de CSG. Parar circulación, e instalar cabeza de cementación.

Datos Importantes:

Casing 7", P-110, 29 lb/ft, BTC y HYDRILL, ID=6.184", Drift=6.059"

15. Resistencia al Colapso= 8510 psi
16. Presión de estallido= 11220 psi
17. Capacidad= 0.0732 bl/ft, desplazamiento= 0.01679 bl/ft
18. Máxima tensión: 797 Klbs.

OPERACIÓN DE CEMENTACION:

1. Realizar reunión pre-operacional para operación de cementación. Análisis de riesgos.
2. Instalar tapones en la cabeza de cementación.
3. Llenar la línea de superficie con 5 bls de agua @ 5 BPM
4. Probar la Línea de superficie con 500 y 3000 Psi. durante 5 min.
5. Iniciar Mezcla de lechada en el Batch Mixer. Total 54 bbls de 15.7 ppg. Continuar circulación con el equipo de perforación a STK= 132 Q= 268 GPM.
6. Bombear 30 bbls de lodo nuevo con el equipo de perforación a STK= 132 Q= 268 GPM. Características: lodo con viscosidad y Yield point bajos
7. Soltar Tapón Inferior.
8. Bombear 40 bbls de lavador químico de 8.4 ppg a 4 BPM
9. Bombear 40 bbls de espaciador densificado de 11 ppg a 4 BPM.
10. Bombear 34bbls lechada de cemento de 15.6 ppg a 4 BPM.
11. Bombear 20 bbls de lechada de cemento de 15.6 ppg a 3 BPM. (salida del cemento al anular)
12. Soltar Tapón Superior.

Realizar desplazamiento con la unidad de la compañía de cementación así:

1. Bombear 5 bbls de agua a 4 BPM.
2. Bombear 57bbls de lodo de 9.3 ppg a 3.5 BPM
3. Bombear 20bbls de lodo de 9.3 ppg a 3.0 BPM
4. Bombear 20 bbls de lodo de 9.3 ppg a 2.0 BPM
5. Bombear 10 bbls de lodo de 9.3 ppg a 1.0 BPM
6. Bombear 10 bbls de lodo de 9.3 ppg a 0.5 BPM



7. Sentar tapón con 500 psi sobre la presión final de desplazamiento
8. Revisar back flow.

Notas importantes:

- *En caso de no verse aumento de presión en la llegada del top plug. Solo se bombeará el volumen teórico de desplazamiento.*
- *El ingeniero de lodos y geología deben estar pendientes de los retornos en superficie (densidad y características del fluido), y volúmenes de tanques.*
- *Toolpusher y supervisor deben estar en la mesa durante la cementación para manipular válvulas si la operación lo requiere.*
- *Los diferentes fluidos estarán distribuidos de la siguiente manera en área y equipos de la compañía cementadora:*
 - a- *54 bbls de lechada en el Batch Mixer.*
 - b- *40 bbls de lavador en uno de los tanques de 100 bbls verticales.*
 - c- *40 bbls de espaciador en tanques de desplazamiento de la unidad de cementación.*
 - d- *30 bbls de píldora de lodo en los tanques de desplazamiento del equipo de perforación.*

CONTINUACION SECUENCIA:

1. Desconectar y tumbar Flow line, campana, Kill Line y BOP's.
2. Instalar Casing Hanger 11" x 7", aplicar tensión de 20000 lbs en el revestimiento y asentar cebolla. Cortar y biselar el revestimiento de 7" a aproximadamente 7" arriba del Casing Hanger. (según evaluación Toolpusher).
3. Instalar Flange ciego o tapa según lo acordado con el personal de producción.
4. Entregar equipo de perforación a la compañía contratista.

Nota. Al inicio de la anterior secuencia (punto 1) los obreros de patio se deben encargar de la limpieza de tanques.

ESPERANDO FRAGUE:

En el fragüe de la cementación del CSG de 7" se realizan las siguientes operaciones:

- Se cambia Adapter Spool 11-5000 x SECCION B 11-3000 para producción, se instala nuevamente BOP, HCR, KILL LINE, CAMPANA, FLOW LINE y se hace el cambio de Pipe Rams de 4-1/2" por los de 3-1/2"
- Se realiza prueba de BOP, Chock Manifold, Pipe Rams y Blind Rams, anular y HCR todos con una presión de 1000 PSI. Se instala Wear Bushing de 7".



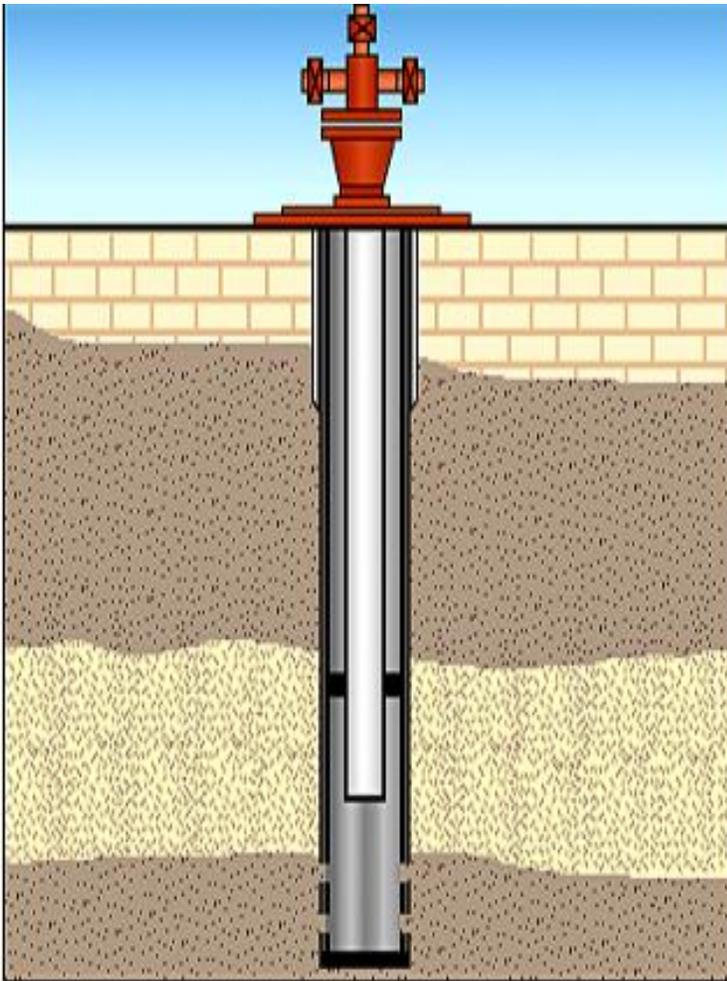
6. COMPLETAMIENTO

6.1 GENERALIDADES

Una vez finalizadas las tareas de perforación, se procede al Completamiento o Terminación y reequipamiento del pozo, que consiste en una serie de tareas que se llevan a cabo algunas veces mediante el empleo de una unidad especial que permite el ensayo y posterior puesta en producción del mismo.

Dicha Unidad, consiste en un equipo de componentes similares al de Perforación, pero normalmente de menor potencia y capacidad ya que trabaja, en principio, dentro del pozo ya entubado, y por consiguiente, con menores diámetros y volúmenes que los utilizados durante la perforación, y por consiguiente, menor riesgo.

Imagen 71. Grafica de completamiento de pozo



El agregado de un mecanismo de pistones, le permite realizar maniobras que consisten en la extracción artificial del fluido que contiene o produce el pozo, por medio de un Pistón con Copas que sube y baja por el interior de la tubería de producción (tubing), (operación de Suabeo) conectado al extremo de un cable que se desenrolla y enrolla en longitudes previstas, según la profundidad, sobre un carretel movido mecánicamente. Mediante esta operación, se pueden determinar el caudal y el tipo de fluido que la capa pueda llegar a producir.

Se entiende por Completamiento o terminación al conjunto de trabajos que se realizan en un

pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones



de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas. Los trabajos pueden incluir el revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del Casing y, finalmente, la instalación de la tubería de producción.

La operación de completamiento implica una sucesión de tareas más o menos complejas según sean las características del yacimiento (profundidad, presión, temperatura, complejidad geológica, etc.), y requerimientos propios de la ingeniería de producción. De la calidad de los procedimientos para satisfacer estos requerimientos, dependerá el comportamiento futuro del pozo para producir el máximo potencial, establecido por la ingeniería de yacimientos.

Los tipos de completamiento de acuerdo a los factores que determinan la configuración mecánica, son:

- Tipo de pozo (productor, inyector).
- Número de zonas a completar.
- Mecanismo de producción.
- Procesos de recuperación secundaria (inyección de agua, inyección de gas).
- Grado de compactación de la formación.
- Posibilidades de futuros reacondicionamientos.
- Costos de los equipos.

La productividad de un pozo y su futura vida productiva es afectada por el tipo de completamiento y los trabajos efectuados durante la misma. La selección del tipo de Completamiento tiene como principal objetivo obtener la máxima producción en la forma más eficiente y, por lo tanto, deben estudiarse cuidadosamente los factores que determinan dicha selección, tales como:

- Tasa de producción requerida.
- Reservas de zonas a completar.
- Mecanismos de producción en las zonas o yacimientos a completar.
- Necesidades futuras de estimulación.
- Requerimientos para el control de arena.
- Futuras reparaciones.
- Consideraciones para el levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico, etc.
- Posibilidades de futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo.
- Inversiones requeridas.



6.2 PROCESOS A REALIZAR

El proceso de Completamiento comprende las siguientes fases o pasos:

6.2.9. SUBIR HERRAMIENTAS Y ARMAR TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

6.2.10. CAÑONEO POZO ENTUBADO

6.2.11. ARMAR EL BHA # 2.

6.2.12. PROGRAMA DE ESTIMULACION POR SUABEO

6.2.13. INSTRUCTIVO OPERACIONAL DE SUABEO

6.2.14. SACANDO TUBERÍA + EMPAQUE ARROW SET POR PARADAS A LA TORRE.

6.2.15. COMPLETACIONES A HOYO REVESTIDO CON EMPAQUE CON GRAVA.

6.2.16. DATOS ADICIONALES SOBRE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

6.2.1. SUBIR HERRAMIENTAS Y ARMAR TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

Después de realizar las pruebas a la Preventora con los respectivos cambios de Ranos de 4-1/2" a 3-1/2", se procede a subir todas las herramientas necesarias para armar y bajar tubería de producción EUE. Estos elementos son:

- Llave hidráulica
- Elevador para tubería de producción (90°)
- Cuña neumática
- Grasa para tubería de producción
- Wiper Pipe
- Llave de cadena o de tubo
- Calibrador de tubería interno (ID), comúnmente llamado conejo.

Imagen 72



Llave hidráulica

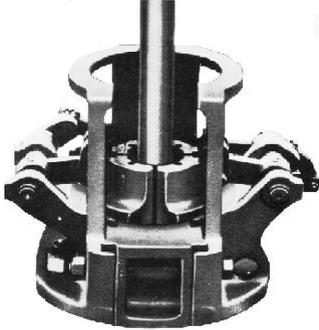
Imagen 73.



Elevador de 90° para tubería de producción

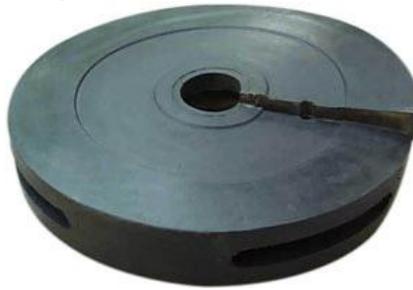


Imagen 74



Cuña neumática

Imagen 75



Drill pipe wiper

Imagen 76



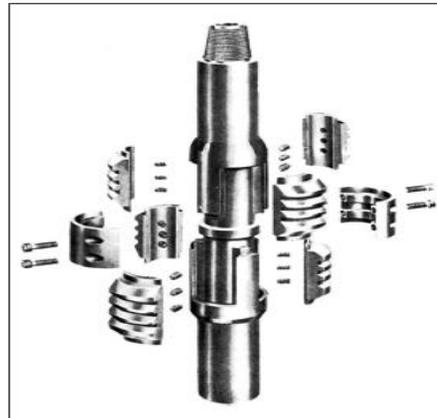
Llave de cadena para tubería

Se procede a armar el nuevo BHA para iniciar la fase de Completamiento de un pozo perforado.

1. Se arma el nuevo BHA #1 con broca de 6" y Scraper (Raspador) y tubería de producción EUE 3-1/2" para tocar fondo de cemento (TOC: Top Of Cement).

El Scraper es una de las mejores herramientas para eliminar todas las escamas de laminación, rebabas, cubierta de cemento, torta de barro y materiales extraños de la pared interior del CSG. El número y el ancho de las hojas (cuchillas) muestra que se obtiene una limpieza con la herramienta de 360° (circunferencial) de la caja mientras se introduce en el pozo sin necesidad de girar si así lo desea.

Imagen 77.



La herramienta puede ser descrita como una fila de dos, seis a ocho tipo de hoja/cuchillas. Estos Scraper (raspadores) se fabrican con acero de alta calidad de aleación y tratamiento térmico correctamente.

- Volviendo al procedimiento, dependiendo de la profundidad de toque del TOC, Se instala 1 Pup Joint (junta de menor longitud, se consiguen de 5 ft, 8 ft, 10 ft) y se le instala la cabeza de circulación de 3-1/2" para circular en reversa.



- Para iniciar el proceso de circular en reversa se realizan las conexiones por las válvulas laterales del Tubing head (sección B) y verificar el cierre de las demás válvulas ya que se va a enviar fluido por las válvulas laterales de la sección B, bajará hasta el fondo del pozo y subirá por la tubería y todo lo que salga se recibirá en el Catch Tank o en los tanques de lodo. Por eso, se debe verificar que las válvulas que no van a ser utilizadas ni las líneas tengan fuga o esten abiertas ya que podríamos ocasionar un derrame de fluido o incidente ambiental por contaminación.
- Después de eso, se cierra el Preventor anular con 700 psi de presión para stripiar la tubería (stripiar significa mover la tubería arriba y abajo con el Preventor anular cerrado) teniendo mucho cuidado siempre de no maltratar demasiado el Element Packer (vulgarmente llamado culo de pollo) del anular con los cuellos de la tubería de 3-1/2".
- Después de circular el pozo y verificar comunicación del mismo, se abre el anular y quita la cabeza de circulación y demás conexiones junto con el Pup Joint para sacar tubería de producción EUE o de trabajo Hydrill de 3-1/2" por paradas a la torre.

Siempre se sale midiendo la tubería.

- Después de tener la tubería afuera del pozo, entra la empresa prestadora de servicios de registros eléctricos (Halliburton, Schlumberger, Weatherford etc) a realizar operaciones de registro de pozo entubado o completado (CBL, CCL, CASTV, GR, etc.) para verificar si la cementación es buena o hay que hacer una cementación remedial. Si es buena se evalúan las zonas de interés y realizado el estudio se procede a cañonear dichas zonas para realizar la estimulación por operación de Swabeo.

6.2.2. CAÑONEO POZO ENTUBADO

El cañoneo utilizando balas comenzó a partir de 1932, este consiste en bajar una herramienta al pozo, la cual mediante una señal que es generada desde superficie activa el sistema de detonación y dispara balas que atraviesan el CSG y penetran en la formación creando un canal de comunicación entre el yacimiento y el pozo.

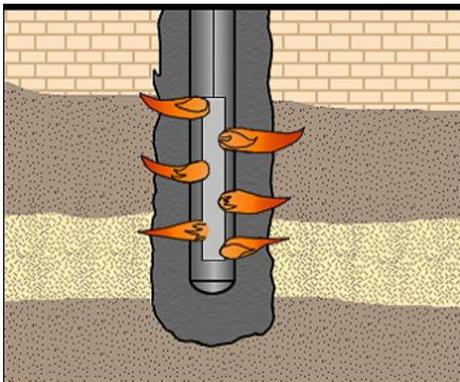


Imagen 78.

Este tipo de técnica de cañoneo usando balas ha sido sustituida por detonación de cargas huecas, debido a los problemas asociados al uso de balas, como por ejemplo el daño a la formación originado como resultado de que la bala disparada queda atrapada en la formación reduciendo los espacios de flujo para el hidrocarburo hacia el pozo.



Otros tipos de cañoneo o punzados son: Jet, Hidráulico, y, Corte mecánico.

El proceso de cañoneo dura microsegundos, durante ese tiempo la carga hueca es capaz de abrir un túnel en la formación que permite el flujo de hidrocarburos hacia el pozo. Las cargas huecas presentan la ventaja con respecto a las balas de no originar daño en la formación.

El proceso de cañoneo es simple, una onda explosiva baja a través de la línea de disparo, activa el detonador y hace detonar el explosivo principal. La detonación avanza en forma esférica hasta alcanzar el Casing. La carga se expande, el Casing colapsa y se forma un chorro de partículas fundidas de metal que es expulsado a lo largo del eje de la carga a altas velocidades.

Para este procedimiento, la empresa prestadora de servicio de cañoneo, realiza una charla pre operacional y de seguridad para tocar temas correspondientes al armado de la herramienta y el proceso de bajar y realizar el estudio de registros eléctricos. A partir de este momento la empresa de servicio tiene el control del tiempo y del taladro por lo cual se hacen ciertas recomendaciones a los trabajadores como son:

- No usar teléfonos celulares ni radios de onda corta porque afectan el funcionamiento de la herramienta
- Procesos de soldadura son restringidos cuando se tienen programas de registro y cañoneo
- No prender ni apagar sistemas eléctricos como centrifugas, bombas eléctricas, etc.

Estas recomendaciones se hacen extensas a todo el personal que labora dentro y fuera del taladro.



Después que la empresa de servicios haya realizado el trabajo, se hace el Rig Down de herramientas y se pueden volver a utilizar los aparatos antes mencionados.

Imagen 79. Unidad de Wire Line para registros eléctricos y cañoneo



6.2.3. ARMAR EL BHA # 2.

Después que se ha realizado la operación de registro y cañoneo, se procede a armar el próximo BHA para iniciar la estimulación a la formación cañoneada. Se arma BHA #2 con empaque de asentamiento mecánico y se baja a verificar fondo.

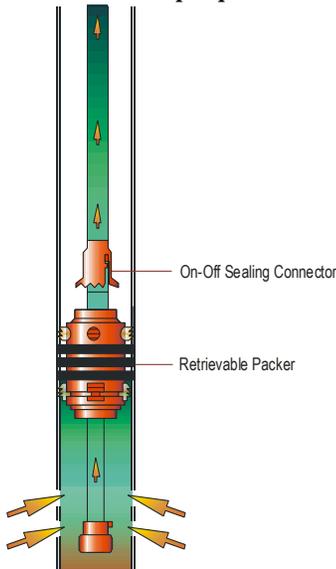
Cuadro 7. Configuración para armar BHA para iniciar estimulación

BHA EMPAQUE ARROW SET	LONGITUD Aprox.
- 1. Wash Pipe	6.58 ft
- 1 Stand 3-1/2" EUE	+/- 60 ft
- 1 Empaque Mecánico	8.00 ft
- 1 Estabilizador	4.20 ft
- 1 Trampa	5.76 ft

• EMPAQUES DE PRODUCCIÓN.

Un empaque es una herramienta mecánica o hidráulica, utilizada para bloquear el espacio anular entre la tubería y el revestimiento, por la acción de un elemento empacante - expandible. El propósito es aislar o separar las secciones por encima y por debajo del elemento empacante.

Todos los empaques modernos combinan tres (3) elementos básicos, ellos son:



1. Un mecanismo que permita correr el empaque y sentarlo a una profundidad determinada.
2. Un elemento empacante que se expanda para llenar el espacio anular y efectúe un sello que soporte la presión diferencial existente, la temperatura y la acción química que se presente en el pozo.
3. Un mandril o tubo de flujo que permita el paso de aceite, gas, agua o herramientas a través del empaque.

Otra función de esta herramienta es evitar el movimiento vertical de los fluidos desde el empaque por el espacio anular, hacia arriba. Estos empaques son utilizados bajo las siguientes condiciones:

Imagen 80.

- Para proteger la tubería de revestimiento del estallido bajo condiciones de alta producción o presiones de inyección.
- Para proteger la tubería de revestimiento de algunos fluidos corrosivos.
- Para aislar perforaciones o zonas de producción en completamientos múltiples.
- En instalaciones de levantamiento artificial por gas.



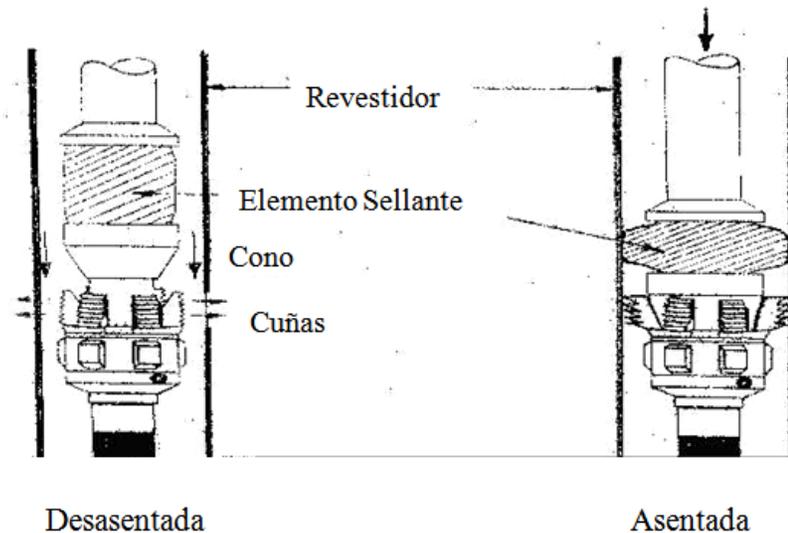
- Para proteger la tubería de revestimiento del colapso, mediante el empleo de un fluido sobre el empaque en el espacio anular entre la tubería conductora y el revestimiento de producción.

MECANISMO BÁSICO:

Para que un empaque realice el trabajo para el cual ha sido diseñado, dos cosas deben suceder: primero un cono debe ser empujado hacia las cuñas a fin de que ellas se peguen a la pared del Casing y segundo el elemento de empaque (gomas) debe ser comprimido y efectuar un sello contra la pared del Casing.

Sus componentes básicos son:

- Elementos Sellantes: Estos elementos son normalmente construidos de un producto de goma de nitrilo y se usan en aplicaciones tales como: instalaciones térmicas, pozos cretácicos y pozos productores de gas seco. Se ha comprobado que los sellos de goma de nitrilo son superiores cuando se utilizan en rangos de temperaturas normales a medias. Cuando se asienta un empaque, el elemento Sellante se comprime de manera tal que forma un sello contra la pared de la tubería de revestimiento. Durante esta compresión, el elemento de goma se expande entre el cuerpo del empaque y la pared de la tubería. Esta expansión junto con la maleabilidad del mencionado elemento ayudan a que estos vuelvan a su forma original al ser eliminada la compresión sobre el empaque. Algunos empaques incluyen resortes de acero retráctiles moldeados dentro del elemento Sellante para resistir la expansión y ayudar en la retracción cuando se desasienta el empaque. Imagen 81.



Mecanismo básico de un empaque



Existen cuatro tipos de elementos Sellantes que se usan de acuerdo al tipo de servicio: ligero, mediano, duro y especiales. (I, II, III y IV, respectivamente).

Cuadro 8. Tipo de Elementos Sellantes.

TIPOS	ELEMENTOS SELLANTES	PRESION DE TRABAJO (LB/PULG ²)	TEMPERATURA DE TRABAJO (°F)
I	Un solo elemento	5000	250
II	Dos o mas	6800 - 7500	275
III	Dos o mas	10000	325
IV	Especiales para CO ₂ y H ₂ S	15000	450

- Cuñas: Las cuñas existen en una gran variedad de formas. Es deseable que posean un área superficial adecuada para mantener el empaque en posición, bajo los diferenciales de presión previstos a través de esta. Las cuñas deben ser reemplazadas si ya se han utilizado una vez en el pozo.
- Elementos de asentamiento y desasentamiento: El mecanismo más simple de asentamiento y desasentamiento es el arreglo de cerrojo en "J" y pasador de cizallamiento que requiere solamente una ligera rotación de la tubería de producción al nivel de la empacadura para el asentamiento y puede, generalmente, ser desasentada por un simple levantamiento sobre la empacadura. Este procedimiento es aplicable a los empaques recuperables.
- Dispositivos de fricción: Los elementos de fricción son una parte esencial de muchos tipos de empaques para asentarlos y en algunos casos para recuperarlos. Pueden ser flejes, en resortes o bloque de fricción, y si están diseñados apropiadamente, cada uno de estos proporciona la fuerza necesaria para asentar la empacadura.
- Anclas hidráulicas: Las anclas hidráulicas o sostenedores hidráulicos proporcionan un método confiable para prevenir el movimiento que tiende a producirse al presentarse una fuerza en la dirección opuesta de las cuñas principales. Por ejemplo, una empacadura de cuñas simples que se asiente con peso puede moverse hacia arriba en el hoyo, cuando se lleva a cabo una acidificación o fractura, sin embargo, este movimiento se puede evitar mediante el uso de sostenedores hidráulicos o de una ancla hidráulica.

TIPOS DE EMPAQUES:

Los diferentes tipos de empaques pueden ser agrupados en clases principales; luego se pueden subdividir de acuerdo a métodos de asentamientos, dirección de la presión a través de la empacadura y número de orificios a través de la empacadura. De esta forma se tienen:

- Recuperables.
- Permanentes.



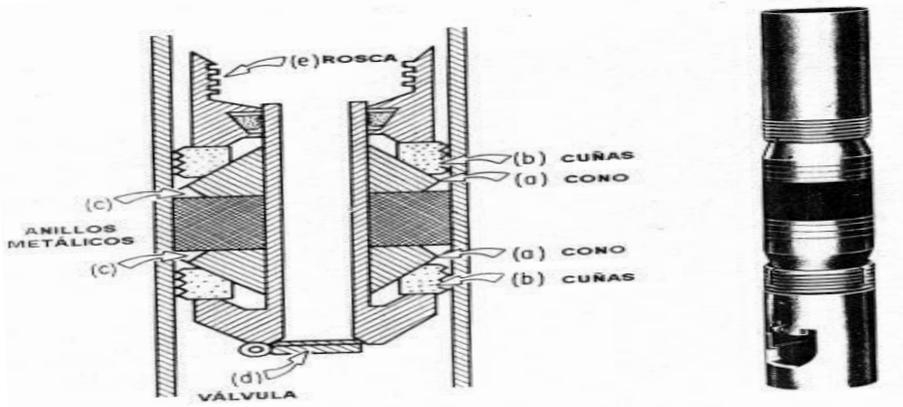
- Permanentes – Recuperables.

Existen alrededor de 10 fabricantes de empaques, sin embargo, en la industria petrolera nacional las más utilizadas son de las marcas, Baker, Halliburton, Otis, Camco, en diámetros de 4 ½”, 5 ½”, 7” y 9 5/8” pulgadas para diferentes pesos de csg.

- Empaques Recuperables: Son aquellos que se bajan con la tubería de producción o tubería de perforación y se pueden asentar: por compresión, mecánicamente e hidráulicamente. Después de asentadas pueden ser desasentadas y recuperadas con la misma tubería. Los empaques recuperables son parte integral de la sarta de producción, por lo tanto, al sacar la tubería es necesario sacar el empaque. Los empaques recuperables se pueden clasificar tomando en cuenta la dirección del diferencial de presión en:
 - o Empaques recuperables por compresión:
 - o Empaques recuperables de tensión:
 - o Empaques recuperables de compresión – tensión:
 - o Empaques recuperables sencillos y duales de asentamiento hidráulico:
- Empaques Permanentes: Estos se pueden correr con la tubería de producción o se pueden colocar con equipos de guaya fina (wire line). En este último caso, se toman como referencia los cuellos registrados en el perfil de cementación (CCL) para obtener un asentamiento preciso. En caso de formaciones con temperatura de fondo alta (400°F-450°F), el método más seguro de asentamiento consiste en utilizar un asentador hidráulico bajado junto con la tubería de producción. Una vez asentado el empaque, se desasienta el asentador hidráulico y se saca junto con la tubería de producción. Los empaques permanentes se pueden considerar como una parte integrante de la tubería de revestimiento, ya que la tubería de producción se puede sacar y dejar el empaque permanente asentado en el Casing. Usualmente para destruirla es necesario fresarla, por lo que frecuentemente se denomina empaadura perforable.

Imagen 82

Empaques permanentes:





- Unidades Sellantes para Empaques Permanentes: Las unidades sellantes que se corren con la tubería de producción, se empaacan en el orificio del empaque permanente. Adicionalmente existen los Niples Sellantes con ancla. Este último arreglo permite que la tubería de producción sea colgada bajo tensión.

Cuadro 9. Unidades Sellantes para Empaques Permanentes.

TIPO	COMPONENTE DEL ELEMENTO SELLANTE	DIFERENCIAS DE PRESION (LPPC)	TEMPERATURAS DE FONDO (°F)
Normales	NITRILO	5000	325
V-RYTE	VITON-TEFLON	10000	400
MODELADOS	NITRILO/VITON	5000	350
K-RYTE	KALREZ	15000	450

SELECCIÓN DE EMPAQUES:

Para la selección de empaques es necesario considerar diversos factores tanto técnicos como económicos. Generalmente, se escoge el empaque menos costoso que pueda realizar las funciones para la cual se selecciona. Sin embargo, el costo inicial del empaque no debe ser el único criterio de selección. Es necesario tomar en cuenta los requerimientos presentes y futuros de los pozos para la selección del empaque, por ejemplo, los empaques más económicos son generalmente las de compresión y las de tensión. Los empaques hidráulicos suelen ser los más costosos. Es necesario tomar en cuenta facilidades de reparación y disponibilidad. Los empaques con sistemas complejos para el asentamiento y desasentamiento deben evitarse, así por ejemplo, los empaques recuperables que se liberan con simple tensión son deseables en muchos casos.

La selección de un empaque para un trabajo en particular, debe basarse en el conocimiento de las diferentes clases de empaques. Sin embargo, para hacer una selección preliminar es necesario recabar la siguiente información y verificar que el empaque seleccionado cumpla con cada uno de los siguientes aspectos:

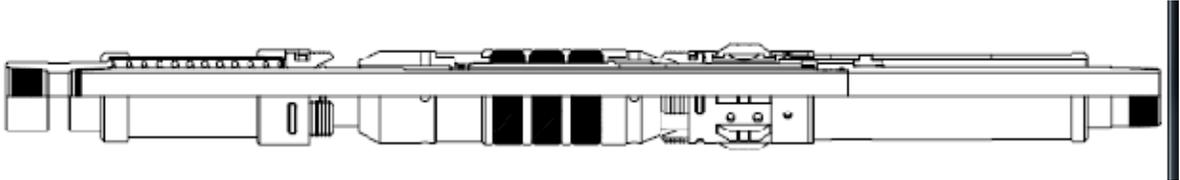
- Tipo de empaque (Recuperable, Permanentes, Permanentes – Recuperables).
- Tipo de Completación.
- Dirección de la presión.
- Procedimiento de asentamiento del empaque.
- Procedimiento de desasentamiento del empaque.

La selección final del empaque se basa en un balance entre los beneficios mecánicos y las ganancias económicas, resultando preponderante de dicho balance lo que genere



mayor seguridad para el pozo. El empaque que se utiliza para nuestro documento es el Arrow Set 1X y tiene las siguientes características:
Imagen 83.

- **EMPAQUE ARROWSET I (ARROW OIL TOOLS)**



Empaque Arrow Set 1x

USOS

Se utiliza para aislar zonas, como empaque de producción y en pozos inyectoros. Está constituido por un Holdown mecánico que evita el movimiento de la tubería.

TAMAÑOS DISPONIBLES

3 ½" a 11- ¾".

OPERACION DE ASENTAMIENTO

1. Corra el empaque a la profundidad de asentamiento deseada
2. Levante la tubería más o menos un pie.
3. Rote un cuarto de vuelta a la derecha sobre la herramienta
4. Baja la tubería y mientras retira el torque coloque el peso adecuado
5. Después de que el empaque esté asentado la tubería puede dejarse en tensión, compresión o neutral.

OPERACION DE DESASENTAMIENTO

1. Coloque la tubería en posición neutra.
2. Rote un cuarto de vuelta a la izquierda y levante la sarta.

PROCEDIMIENTO PARA LEVANTAR EN EMERGENCIA

El Arrow Set 1X posee un mecanismo de seguridad en forma de J que permite romper el "TACK WELD" sobre el pin ring de la J cuando la tubería se gira bruscamente a la derecha. Si rota 15 giros a la derecha o en el mismo sentido retirará el J pin ring del empaque causando un estiramiento hacia arriba y permitiendo retirar el empaque del pozo.

Continuando con el procedimiento, después de tocar fondo TOC, se saca a la torre la tubería suficiente para que el empaque quede asentado a una distancia considerable por encima de la zona cañoneada esto con el fin de aislar esta zona y estimularla para recuperar primero la capacidad de la tubería y del pozo y después empezar a sacar fluido del yacimiento al cual se le ha hecho el trabajo de cañoneo. En la industria



petrolera se utilizan empaques tipo J (Packer Arrow Set) para probar zonas cañoneadas por su fácil asentamiento y desasentamiento y por el buen sello que brindan. Estos empaques se asientan con dos vueltas a la derecha y 2 o 3 mil libras de peso.

Para asegurarse que el empaque este sentado se realiza una prueba de inyección de agua limpia por el anular teniendo cerrado el Hydrill para registrar presión. Si el empaque está sentado, debe haber un aumento de presión en la bomba, por el contrario si no está sentado debidamente, habrá comunicación entre el anular y la tubería y se verá retorno de fluido por la tubería.

6.2.4. PROGRAMA DE ESTIMULACION DE POZO PETROLERO

La estimulación de pozos es una de las actividades más importantes en el mantenimiento de la producción de los pozos petroleros, ésta consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a gastos y presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación de pozos, o por otros factores durante la vida productiva del pozo.

Es un proceso mediante el cual se restituye ó se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo. Es una actividad fundamental para el mantenimiento ó incremento de la producción de aceite y gas, además puede favorecer en la recuperación de las reservas.

La utilización del ácido clorhídrico es prácticamente el común denominador de las estimulaciones, sin embargo, la experiencia nos ha revelado que no todo los pozos con problemas de producción, requieren necesariamente del uso de ácido clorhídrico. Muchos de nuestros pozos con problemas de producción requieren de estimulaciones No ácidas (no reactivas) debido a la naturaleza del problema que genera la declinación de su producción, por lo tanto la selección de un pozo candidato a estimular y el diseño de su tratamiento requiere de un buen análisis de gabinete.

TIPOS DE DAÑO

1.- Daño a la permeabilidad En este tipo de daño las partículas y materiales ocupan parcial o totalmente el espacio poroso de la formación, ya sea por:

- 1) La presencia de finos y arcillas de la propia formación.
- 2) Sólidos de los fluidos de perforación o de terminación.
- 3) Incrustaciones de depósitos orgánicos (asfaltenos o parafinas)
- 4) Depósitos complejos de orgánicos e inorgánicos, entre otros.lidad absoluta



2.- cambio a la permeabilidad relativa Los cambios resultan frecuentemente en una reducción al fluido de producción deseado, estos se deben a cambios a la mojabilidad al aceite en una formación productora de hidrocarburos mojada al agua y/o por de fluidos, debido a tratamientos previos, por un trabajo de reparación, etc. cambios en la saturación

Alteración de la viscosidad.

El incremento en la viscosidad del fluido puede ser debido a la formación de emulsiones, polímeros, etc. y esto dificulta el flujo de fluidos.

Base del sistema En función del elemento básico que la constituye se pueden clasificar de la siguiente manera:

Ácido clorhídrico (HCL)

Ácido Fluorhídrico (HF)

Reactivas Ácido Acético(2HCH3CO3)

Ácido Fórmico (2HCOOH)

Solventes Mutuos

NO reactivas

Solventes Aromáticos

La remoción efectiva del daño por permeabilidad absoluta involucra la disolución o dispersión/disolución de material físico el cual provoca la restricción en la permeabilidad. Si el material de daño es soluble en ácido, un fluido base ácido puede ser efectivo en disolver y remover el material. Tanto las formaciones carbonatadas como las areniscas pueden acidificarse, sin embargo la efectividad de su tratamiento siempre estará directamente relacionado a como el tratamiento seleccionado elimina el daño.

Inhibidores de corrosión:

Típicamente son materiales fuertemente catiónicos, con una fuerte afinidad con la superficie metálica, para ser efectivos deben tener la capacidad de adherirse al interior de la tubería, formando una delgada cubierta protectora a medida que el ácido es bombeado, debido a su fuerte carga catiónica debe ser usada cuidadosamente para cumplir su función, ya que un exceso de este inhibidor puede influir en la matriz e inducir un daño a la permeabilidad relativa, causado por un cambio de mojabilidad.

Surfactantes:

Los surfactantes son comunes en todos los tratamientos ácidos y ellos son el elemento básico en las estimulaciones no reactivas; las funciones de un surfactante usado en una acidificación incluyen: La desemulsión, dispersión, prevención del sludge, penetración y reducción de la tensión superficial, evitar el hinchamiento o



dispersión de arcillas, mojar de agua a la roca, ser compatible con los fluidos de tratamiento y de la formación, ser soluble a los fluidos de tratamiento a temperatura de yacimiento.

Solventes mutuos

Los solventes mutuos o mutuales como el Etilen Glicol Mono Butil Ether (EGMBE) o materiales similares, son otros aditivos frecuentemente utilizados en los sistemas ácidos, a menudo son utilizados por su solubilidad tanto en fluidos base agua o aceite. Los solventes mutuos se desarrollaron hace algunos años para facilitar la reacción del ácido en superficies cubiertas de aceite debido a su habilidad para ayudar a disolver mas allá de la cubierta de aceite; también ayudan a disminuir latensión superficial del ácido reactivo lo que facilita la recuperación del ácido gastado y la limpieza del pozo.

Los solventes mutuos para ser efectivos, deben ser agregados en concentraciones de aproximadamente 10% del volumen de ácido (lo que incrementa el costo del tratamiento) y su uso debe ser evaluado antes del tratamiento.

Gas

Es también considerado un aditivo en tratamientos ácidos. El nitrógeno puede agregarse al ácido para facilitar la recuperación del ácido gastado cuando se acidifican pozos depresionados y por supuesto cuando se usa espuma nitrogenada como desviador.

Este es uno de los medio de estimulación que se pueden realizar;

Ejemplo:

Antes de iniciar las operaciones de estimulación por Suabeo, primero hay que recostar el bloque viajero hacia la torre para poder armar todo el equipo utilizado en esta operación y dejar libre el espacio y recorrido para el cable del Sandline.

Independence cuenta con un instructivo especial para realizar este procedimiento. Por tal motivo se anexa documento con dicho procedimiento.

INSTRUCTIVO PARA REALIZAR SUABEO:

Elementos requeridos:

Barra de peso, mandril, lubricador, gomas de Suabeo, tubo lubricador.



Imagen 84.



Mandriles para diferentes tipos de gomas de Suabeo



Imagen 86.
Gomas de
Suabeo
para cabeza
de subeo

Imagen 85. Bomba hidráulica, cabeza de Suabeo, empaque

Imagen 87.

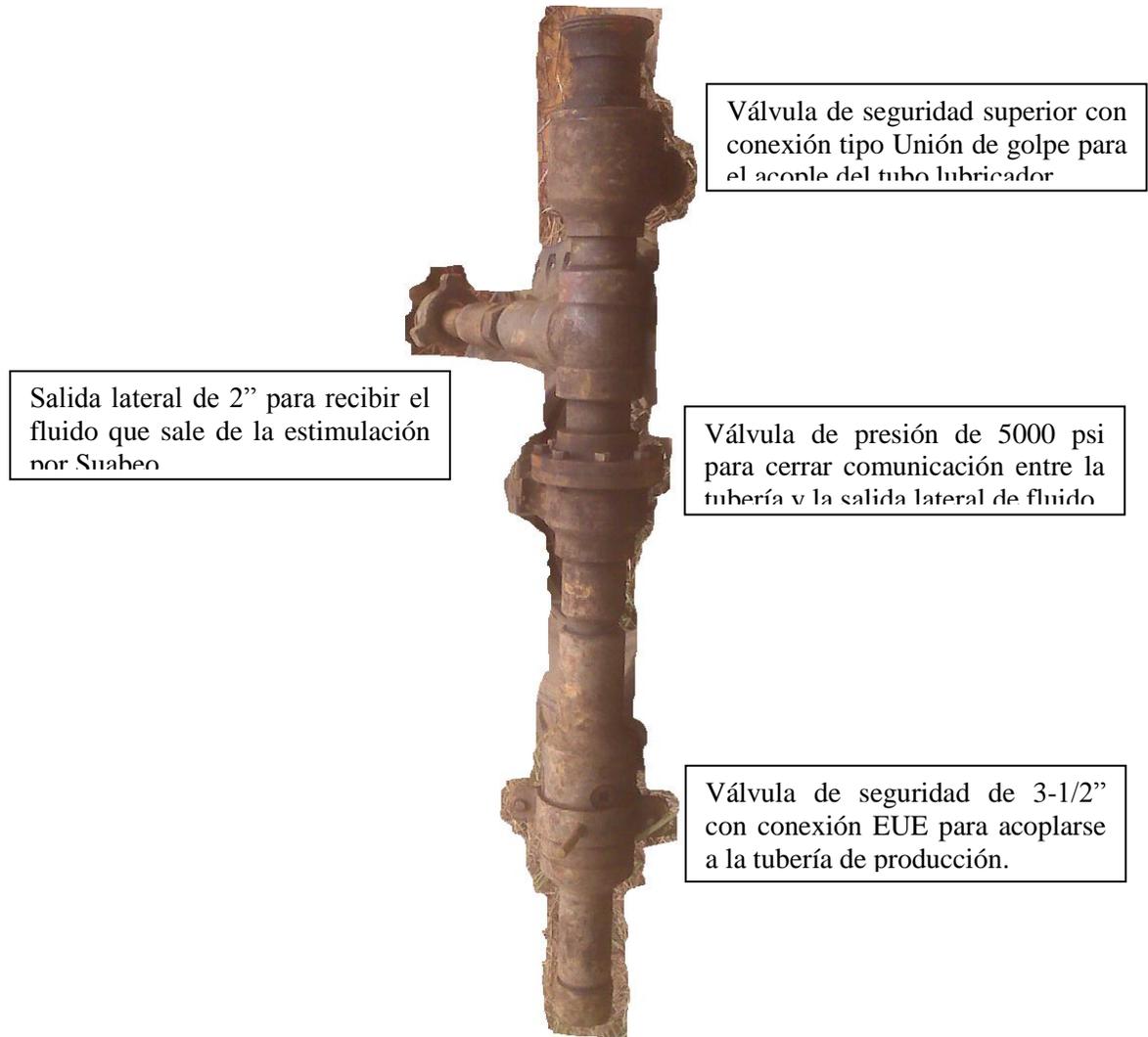


Barra liza para Suabeo

Otro componente principal es el Arbol de Suabeo. Es un conjunto de válvulas que sirven para evitar que haya un descontrol del fluido cuando se está Suabeando y tiene una salida lateral de 2" la cual se conecta al Chock Manifold para que el fluido pase por un proceso de separación de fluido y gas, dejando el fluido en un tanque contenedor y el gas circulando a una tea por la línea de quemador. El Chock Manifold se alinea siempre por el centro de las válvulas para el proceso de Suabeo



Imagen 88.
Conjunto típico de un Árbol de Suabeo



6.2.5. INSTRUCTIVO OPERACIONAL DE SUABEO

1. Charla pre-operacional. El jefe de equipo o supervisor dá las recomendaciones de seguridad necesarias para la operación. El jefe de HSEQ verifica que el personal esté usando los elementos de protección personal necesarios para la operación. Definir funciones para todo el personal durante la operación. Leer AST de la Operación.



Imagen 89

2. Alistamiento de herramientas adecuadas que se van a emplear para la operación, copas de Suabeo, Mandriles, llaves hidráulicas y manuales.
3. Instalación del árbol de Suabeo en la válvula maestra.
4. Verificar que el resorte de la cabeza del Oil Saver suba y baje.
5. Instalación barra al cable del malacate de Sandline.
6. Instalación del lubricador.
7. Izada de la Barra.
8. Instalar mandriles (según el diámetro interno de la tubería y las condiciones de la operación).
9. Elevar barra lentamente con el malacate hasta que las gomas de Suabeo queden por encima de la válvula.
10. Introducir la barra en la válvula.
Abrir válvula Master y sentar Oil-Saver.
imágenes 90.

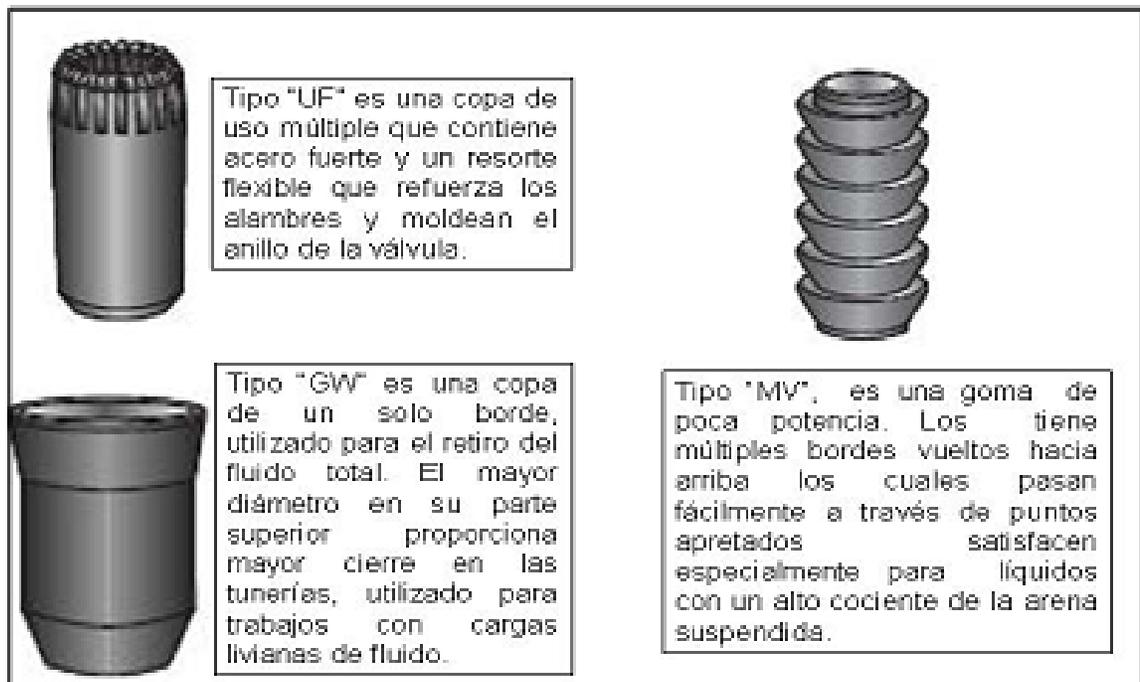
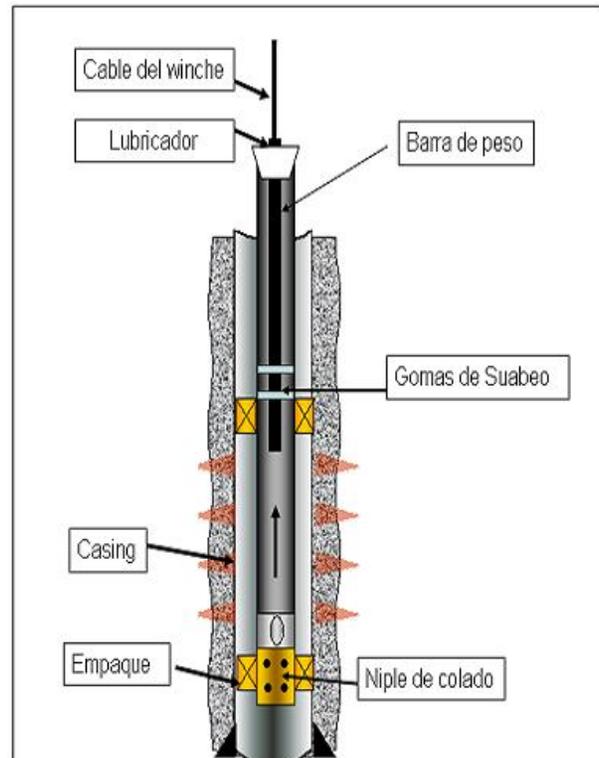




Imagen 91.



11. Instalar marcas en el cable para conocer la profundidad descendida.
12. Primera corrida, se debe realizar con una copa usada para medir y registrar el nivel del fluido. Accionar constantemente la bomba hidráulica para evitar contaminación por goteo de fluido.
13. Levantar la carga. El ascenso debe ser lento para evitar posibles amagos de reventones.
14. Segunda corrida, se realiza con las nuevas copas, se baja lentamente a una velocidad moderada hasta identificar el nivel del fluido.
15. Sacar la carga, el maquinista acciona el Malacate del Sandline (Suabo) lentamente para elevar la herramienta, los cuñeros deben estar atentos a la salida de las marcas.
16. Repetir el procedimiento las veces que la operadora lo indique, registrando cada vez la profundidad de cada corrida y el volumen recuperado, en el formato de Suabeo que dispone la empresa.



Imagen 92.

REPORTE DE SUABEO												
INTERVALOS:												
FECHA:												
PRUEBA:												
POZO:												
DESCRIPCION DE FLUIDOS Y COMENTARIOS												
COMENTARIOS												
ESTADÍSTICAS												
CAUDALES												
ACUMULADOS												
EFICIENCIA												
ESTADÍSTICAS												
GANANCIA EN TANQUE												
CARGA TEORICA												
COLUMNA SUABEADA												
PROF. SUABEO												
DELTA TIEMPO												
HORA												
CORRIDA												
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												

Formato digital de parámetros para la operación de suabeo



OPERACIÓN DE SUABEO:

En esta operación el objetivo principal es el de estimular al pozo para que los fluidos que el contiene fluyan de manera natural. Esto sucede muchas veces después de haber sacado la capacidad volumétrica de la tubería que hay en pozo, pero en otras ocasiones se ha registrado que fluyen pozos de manera natural después de sacar 5 o 10 bbl de fluido del pozo.

Después de realizada esta operación, el company man evalúa la necesidad de seguir estimulando el pozo en otra zona si esta no sale productora o por el contrario bajar completamiento final si el pozo resulta productor.

Las pruebas realizadas al fluido que sale en la operación de Suabeo son PH, BSW (nivel de agua en % de crudo), resistividad, %cloruros, % arena y % Oil. Estas pruebas la hace el personal de tratamiento de lodo o de aguas con equipos especiales.

Cuando se han terminado las operaciones de Suabeo, se retiran herramientas de Suabeo, se bajan todas las herramientas de operación de Suabeo (árbol de Suabeo, tubo lubricador, línea de descarga de 2”), para quitar las mangueras de la bomba de lubricación, se baja el Oil Saver en la funda del sencillo y se desconectan. El perforador acciona el Clutch del malacate del Sandline hacia arriba suavemente mientras los cuñeros van lavando con ACPM el Oil Saver y la barra liza.

- Antes de desasentar el empaque, hay que soltar el bloque que esta recostado en la torre para así poder pasar la barra por el centro de los cables del malacate y dejar el Oil Saver a un lado de la torre. Ya con el bloque suelto, se procede a la siguiente operación.
- Se descarga la presión del anular, se abre el anular (Hydrill) y se procede a desasentar empaque. El empaque se desasienta hacia la izquierda con la llave hidráulica con las muelas para apretar y dándole suavemente hacia arriba, la tubería da un pequeño salto y así se libera de la “U” en la que se encuentra.
- Después de haber liberado el empaque, se coloca la válvula de seguridad y se arman las líneas para circular en reversa (si estamos trabajando con tubería EUE, colocamos la cabeza de circulación + el Codo Chicksan + dos mangueras de 2” con uniones 1502 las cuales van desde el Codo Chicksan hasta una de las rumbas) para limpiar la tubería si esta se encuentra arenada. Para este proceso, debemos tener las dos válvulas del Kill Line abiertas y haber cerrado el anular. Después de ver si esta lavando arena o no, se decide para la circulación.



imágenes 93. Archivo personal. Fotos de tubería arenada por operación de Suabeo.

- Se desconecta la manguera del codo y el codo de la cabeza de circulación y del tubo respectivamente y empezamos a organizar la mesa con la herramientas para manejo de tubería (colocar elevador, instalar la manguera del tanque de viaje si esta desconectada para llevar el registro del viaje de salida y llenar el pozo cada 5 paradas de tubería afuera e instalar la llave hidráulica con las muelas para soltar tubería) para iniciar a sacar la tubería en dobles a la torre.

6.2.6. SACANDO TUBERÍA + EMPAQUE MECANICO POR PARADAS A LA TORRE.

En este proceso de sacada de tubería, si se arenó el pozo, la tubería vendrá llena ya sea con emulsión (crudo – agua), agua, crudo y arena respectivamente. El supervisor deberá tener en cuenta en cuales paradas sacando tubería van saliendo llenas y reportarlo en la bitácora. Los cuñeros deberán tener puestos los Tyvek (trajes para el manejo de crudo) y sus respectivos EPP, además en la mesa deberá haber ACPM para limpiar el empaque cuando salga. Antes de salir el empaque se debe sacar el Wiper pipe (cauchos limpiadores de tubería) para no dañarlo con los cauchos y cuñas del empaque.

Ahora, si se van a cañonear otras zonas nuevamente, se deja el empaque en la torre, Entra el personal de Wire Line, bajan canasta de calibración de CSG y después, bajan tapón EZ para aislar la zona ya cañoneada y cañonean otro intervalo. Todo esto depende de la compañía operadora.

Si deciden bajar a probar otra zona, aíslan la zona cañoneada con un empaque EZ de Halliburton con Wireline



a. EZ - DRILL SQUEEZE PACKERS (HALLIBURTON)

La serie EZ - Drill de empaques para cementación se clasifica en dos grupos de acuerdo con el tipo de válvula:

1. El EZ - Drill Squeeze Packer, disponible en varios tamaños. Este empaque posee una válvula de contrapresión de resorte y lengüeta
2. Disponible en tamaños desde 4 ½" hasta 13 - 3/8". Este empaque posee una válvula de camisa deslizante operada por reciprocación de la tubería y puede ser abierta o cerrada cuantas veces se desee antes del trabajo de cementación. El movimiento de fluidos a través de la válvula no afecta su posición. Cuando la válvula está cerrada el empaque impide el movimiento de fluidos en cualquier dirección. Cuando está abierta se puede bombear fluido a través del empaque o descargar la presión por debajo de ésta.

b. COMPONENTES DEL EMPAQUE PERFORABLE Imagen 94.

- Elemento sellante resistente a alta presión y a alta temperatura
- Mandril flotante
- Junk Pusher para calibrar el revestimiento y evitar el deterioro de los cauchos cuando se baja la herramienta dentro del pozo
- Diseñado con material fácilmente perforable
- Son de diámetro menor que otras herramientas diseñadas para los mismos tamaños de revestimiento.



c. CUIDADOS QUE DEBEN TENERSE CON LA HERRAMIENTA CUANDO SE BAJA DENTRO DEL POZO

1. Si es necesario empujar el empaque y la herramienta de asentamiento cuando se comienza a bajar dentro del pozo use el peso del bloque y del elevador, asegúrese de tener agarrada la tubería con el "Rigcatline"
2. Use un "Pup Joint" corto entre el elevador y el gancho cuando vaya a aplicar peso sobre la tubería con el bloque
3. Evite las paradas repentinas y los giros a la derecha de la tubería con el fin de evitar el asentamiento prematuro de la herramienta y si se gira a la izquierda se puede desenroscar de la tubería.

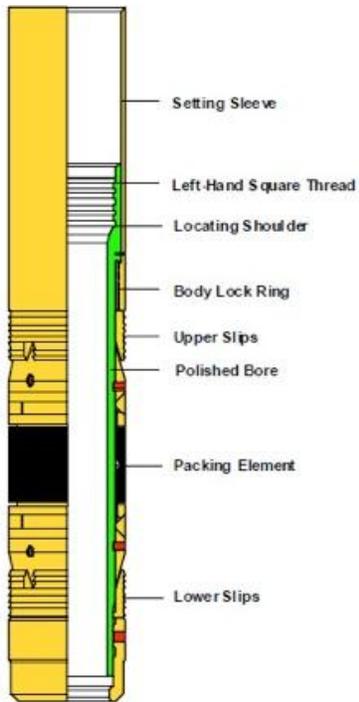
d. OPERACION

Este empaque puede asentarse con tubería, con "Electric Wireline" o con "Sand Line". Si no se va a cañonear nuevamente, se procede de la siguiente manera:

- Cuando se está sacando el empaque, se lava muy bien con ACPM y se desconecta de la parada y se baja hacia la planchada para ser guardado.



- Por debajo del empaque viene el Wash Pipe (figura de la izquierda), es un tubo de 6-1/4" que a sido recortado a 5 ft y se ha hecho un corte en forma de serrucho en la punta, se saca toda la tubería hasta el Wash Pipe, se revisa que este destapado y que los dientes no estén torcidos ni salidos hacia afuera porque al entrar en el hueco, estos dientes pueden trancar en el CSG. Antes de bajar la tubería al pozo, se le dan vueltas a las muelas de la llave hidráulica y al aguantador de la misma para apretar tubería.
- Se empieza a bajar tubería nuevamente al pozo hasta llegar a fondo o al tope de arena. Cuando se llega al tope de arena, se calcula en qué punto está la arena y cuantos pies de arena hay por debajo hasta el fondo del tope de cemento TOC. Siempre se debe llevar el control en el tanque de viaje para saber cuánto fluido se ha perdido en el viaje.
- Cuando se ha llegado al tope de arena, se procede a armar líneas para circular en reversa (lavar la arena contenida en el hueco) se coloca la cabeza de circulación + Codo Chicksan + manguera de 2" hasta las rumbas: la manguera debe ser lo suficientemente larga para poder subir la tubería para hacer la conexión si toca lavar por sencillos. Se lavan los pies necesarios para llegar hasta fondo, después de esto se reciproca la sarta (dar arriba y abajo) hasta hueco limpio (que salga agua limpia en las rumbas). Se desconecta todo lo referente a la circulación para empezar a sacar la tubería a la torre por paradas.
- Se saca toda la tubería en dobles a la torre desde fondo hasta el Wash Pipe en superficie, se desconecta Wash Pipe y de nuevo entra Halliburton.



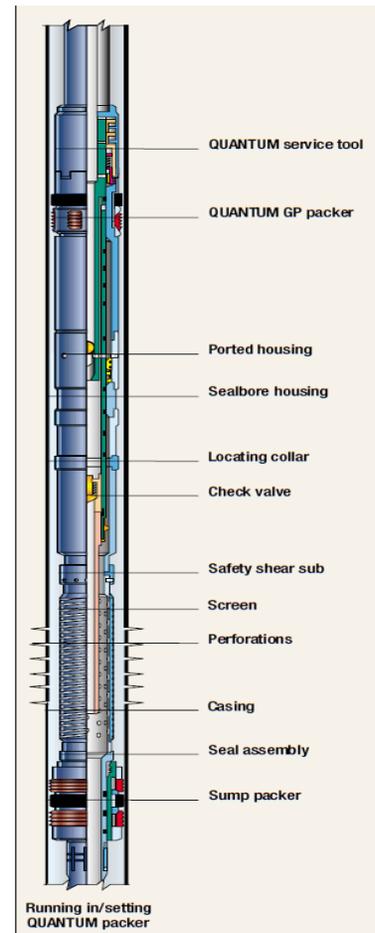
Halliburton hace reunión pre operacional y de seguridad para hablar sobre los riesgos que se van a tener en cuanto a la bajada del empaque Sump Packer el cual va a quedar por debajo de las perforaciones para así bajar a empaquetar el pozo para ponerlo en producción.

- Se hace el Rig Up de las poleas de Halliburton y el personal del taladro realiza otras actividades como limpieza del equipo y adecuación y mantenimiento de las herramientas.
- Después que sale Halliburton, se procede a armar el BHA de empaquetamiento, el cual sirve para controlar la arena que sale del pozo y así cuando la bomba electro sumergible sea puesta en marcha, esta solo succione la emulsión sin arena.



- Se procede a bajar tubería + BHA de empaquetamiento desde superficie hasta un poco mas debajo de las perforaciones ubicando las mallas de empaquetamiento frente a las perforaciones para que sirvan de filtro y solo dejen pasar el fluido hacia la tubería.
- A la derecha se tiene una grafica de un BHA de equipamiento de fondo de un completamiento simple con Gravel Pack

Imagen 95.



6.2.7. COMPLETACIONES A HOYO REVESTIDO CON EMPAQUE CON GRAVA.

El empaque con grava en “Hoyo Revestido” es una de las técnicas de control de arena más comúnmente utilizada por la industria petrolera. Este método de control de arena utiliza una combinación de rejilla y grava para establecer un proceso de filtración en el fondo del pozo. La rejilla es colocada a lo largo de las perforaciones y un empaque de grava con una distribución adecuada de arena es colocado alrededor de la rejilla y en las perforaciones.

Después de esto, la arena del empaque de grava en las perforaciones y en el anular de la Rejilla-Casing filtra la arena y/o finos de la formación mientras que la rejilla filtra la arena del empaque con grava. La Figura de abajo, muestra una Completación típica a hoyo revestido con empaque con grava:

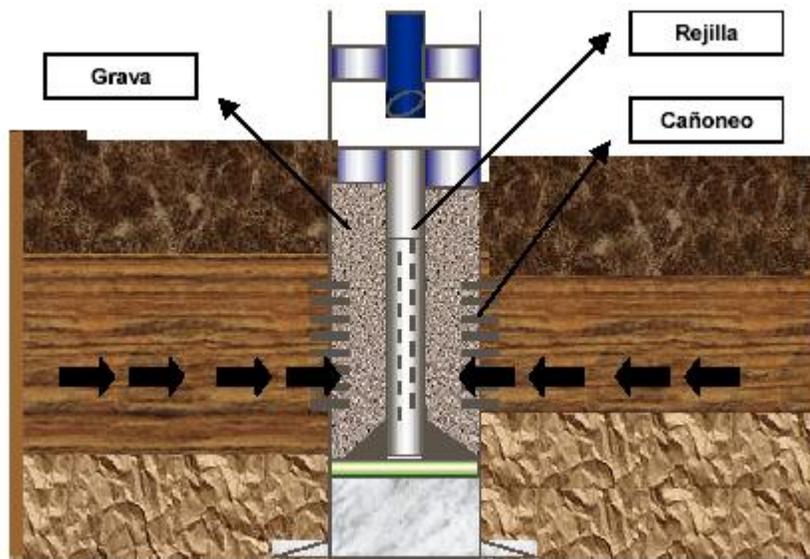


Imagen 96. Esquema de un Empaque con Grava en Hoyo Revestido.

Una variedad de técnicas son usadas para colocar la rejilla frente a las perforaciones y controlar la colocación de la grava. La elección de la técnica más adecuada dependerá de las características particulares del pozo tales como profundidad, espesor del intervalo, presión de la Formación, etc. Los numerosos sistemas de fluidos y herramientas están disponibles para mejorar la producción final del pozo empacado con grava. Las diferentes técnicas más conocidas se listan a continuación:

- a) Sistemas convencionales – Empacados con agua.
 - Circulación en reverso.
 - Circulación Crossover.
 - Técnica de Washdown.
- b) Sistemas de empaque por lechada de cemento.
 - Técnica de Squeeze.
 - Técnica de un viaje.
 - Técnica de Washdown.

Desafortunadamente, la eficiencia de una completación con empaque con grava, independientemente de la técnica que se utilice, genera daño al pozo en muchos casos. El daño cercano a la boca del pozo como un resultado de la completación con empaque con grava podría atribuirse a varios mecanismos o más probablemente, es el resultado acumulativo de una variedad de ellos. Estos podrían incluir el taponamiento del empaque y la pérdida del fluido durante la completación.

El taponamiento del empaque ocurre principalmente por la migración de finos desde la formación, que invaden el empaque con grava cuando el pozo es colocado en producción. Asimismo, la pérdida de fluido durante el empaque con grava es un



problema serio, sobre todo en zonas de alta permeabilidad. Esta pérdida de fluido puede producir una variedad de mecanismos de daños tales como:

- Problemas de depositación de escama por la interacción del agua de la Formación con los fluidos perdidos durante la fase de completación.
- Daño debido a la alta viscosidad de los fluidos perdidos.
- Daño debido a la presencia de partículas sólidas como carbonato de calcio o sal usados como aditivos para controlar pérdidas de fluidos, bombeados antes del empaque con grava, que pueden crear problemas de taponamiento del medio poroso por sólidos. Esto también crea otros problemas como potencial puenteo en el empaque.

Ventajas de una completación a hoyo revestido con empaque con grava:

- Existen facilidades para completación selectiva y para reparaciones en los intervalos productores.
- Mediante el cañoneo selectivo se puede controlar con efectividad la producción de gas y agua.
- La producción de fluidos de cada zona se puede controlar y observar con efectividad.
- Es posible hacer completaciones múltiples.

Desventajas de una completación a hueco revestido con empaque con grava:

- Se restringe las perforaciones del cañoneo debido a la necesidad de dejar la rejilla en el hoyo.
- Taponamiento debido a la formación de escamas cuando el agua de inyección se mezcla con el fluido de completación a base de calcio usado durante el empaque con grava.
- Pérdida de fluidos durante la completación causa daño a la formación.
- Erosión / corrosión de la rejilla debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta.

Volviendo al procedimiento, después de armado el BHA de empaquetamiento y bajado con tubería (ya sea de producción o de trabajo 3-1/2") y ubicar las mallas del empaquetamiento en posición de las zonas cañoneadas, se hace el arme de las líneas de alta presión para sentar la herramienta de empaquetamiento con presión.

Cuando todo está listo, se hace una prueba al revestimiento por debajo del punto de ruptura (1000 psi aproximadamente) después de eso, se inicia la operación de sentar la herramienta de empaquetamiento por parte de la gente encargada del completamiento con grava. En este punto, la compañía encargada del asentamiento de la herramienta tiene toda la autoridad sobre la operación.

- Después de haber sentado la herramienta y de desconectarla de la tubería, se procede a desconectar las líneas de circulación de alta presión.



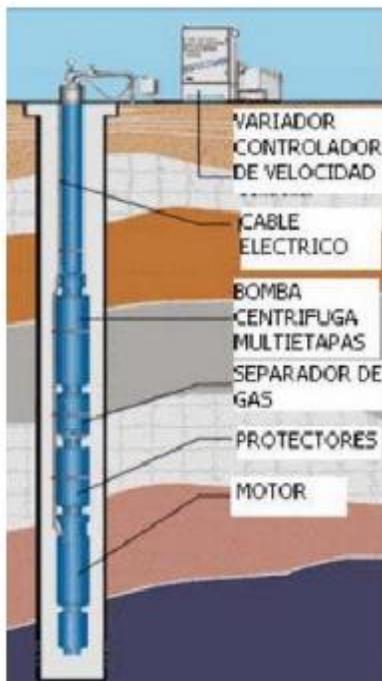
- Ahora, se dispone a sacar la tubería desconectada de la herramienta de empaquetamiento hasta superficie donde se desconecta la herramienta pescante de la tubería.

Por último, se procede a acondicionar la mesa rotaria para empezar a bajar la bomba electro sumergible de la compañía propietaria de la herramienta (REDA Schlumberger, Baker Centrilift, Wood Group, etc)

- Reunión pre operacional y de seguridad por parte de REDA para empezar la operación de corrida de equipo BES, rig up polea y herramientas de conexión neumática que ellos utilizan.

6.2.8. DATOS ADICIONALES SOBRE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE PETROLEO.

Imagen 97.



El sistema de bombeo electrosumergible (B.E.S) es un sistema de levantamiento artificial que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión. Como en todos los casos cuando se desea diseñar un sistema de levantamiento artificial, es recomendable recordar:

“No siempre lo más barato es lo más conveniente”.

“No siempre la más costosa es la mejor solución”.

Un diagrama típico de un equipo de Bombeo Electrosumergible con más detalles de sus componentes se encuentra disponible en el Anexo A.

Fig. Configuración típica de una Bomba Electrosumergible.

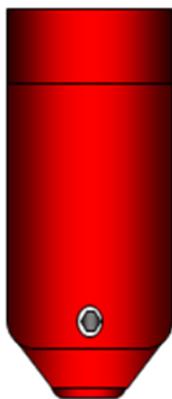
El bombeo electrosumergible ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económico. En la industria petrolera, comparativamente con otros sistemas artificiales de producción tiene ventajas y desventajas, debido que por diversas razones no siempre puede resultar el mejor, es decir un pozo candidato a producir artificialmente con bombeo electrosumergible, debe reunir características que no afecten su funcionamiento como las altas relaciones gas/aceite, las altas temperaturas, la presencia de arena en los fluidos producidos, que son factores con influencias indeseables sobre la eficiencia del aparejo.



Entre las características del sistema están su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde diferentes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente se distingue porque el motor, está directamente acoplada con la bomba en el fondo del pozo. El ensamble de bombeo eléctrico trabaja sobre un amplio rango de profundidades y volúmenes, su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite.

DESCRIPCIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE:

Una unidad típica de bombeo electrosumergible está constituida en el fondo del pozo por los siguientes componentes:



- **Sensor de Presión y Temperatura:** Es un sistema económico para obtención de datos de presión en el fondo del pozo (presión estática y dinámica). Como opción, se puede incluir en el sistema la medición de temperatura en el fondo del pozo ó temperatura (interior) en la base del motor. Utiliza un tubo Bourdon para realizar la medición de la presión y transmite la información por el cable de potencia que alimenta al motor. La precisión de este instrumento es de 1 - 3% de error en la escala máxima y se provee generalmente en configuraciones para presión máxima de 3500 psi o 5000 psi.

Imagen 98. Sensor de fondo de presión y temperatura

- **Motor eléctrico:** Los motores utilizados en las operaciones de bombeo electrosumergible son de dos polos, trifásicos, y de tipo inducción. Está diseñado de acuerdo a los requerimientos de potencia de cada etapa, el gradiente de fluido y la cabeza total dinámica a levantar. Estos motores son llenados con un aceite mineral altamente refinado y con alta resistencia eléctrica.

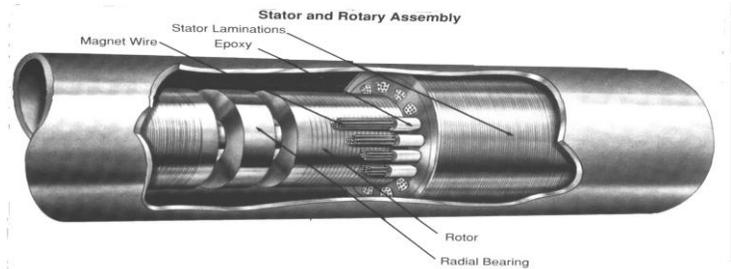
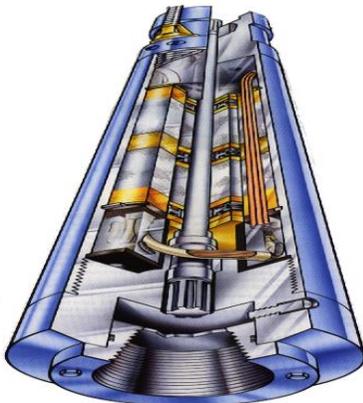


Imagen 99. Motor electrosumergible y sus componentes internos



- Protector: Los sellos están formados por cámaras laberínticas o cámaras con bolsas elastoméricas (ambas permiten la dilatación y contracción de los fluidos). Los sellos se proveen generalmente en configuración de tres cámaras, aunque pueden ser de dos cámaras y se pueden combinar dos o tres sellos para formar múltiplos de dos o tres cámaras.

La sección sellante conecta el eje del motor a la bomba o al separador de gas.

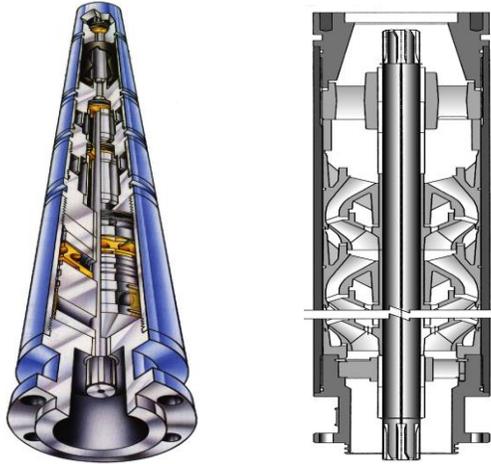


Imagen 100. Sello o protector

FUNCIONES:

- Evitar que el fluido del pozo contamine el fluido dieléctrico del motor.
 - Absorber esfuerzos que transmite el eje de la bomba.
 - Absorber la expansión del aceite dieléctrico de los motores debido a la temperatura.
 - Igualar la presión anular del revestimiento con la presión interna del fluido dieléctrico del motor, permitiendo a la vez una comunicación de presiones.
- Separador de gas: Es un ensamblaje mecánico a través del cual pasa el fluido del pozo al interior de la bomba, también sirve para darle soporte al rodamiento que absorbe los esfuerzos axiales que transmite el eje. El separador de gas conecta el protector o sello y la bomba, permitiendo la producción de pozos con alto GOR (mayor o igual a 200 PCS/Bbl) ya que reduce la cantidad de gas libre al pasar por la bomba. Utiliza fuerza centrífuga para separar el gas libre del fluido que entra a la bomba. El fluido entra al separador y es forzado hacia una cámara centrífuga por la acción de un

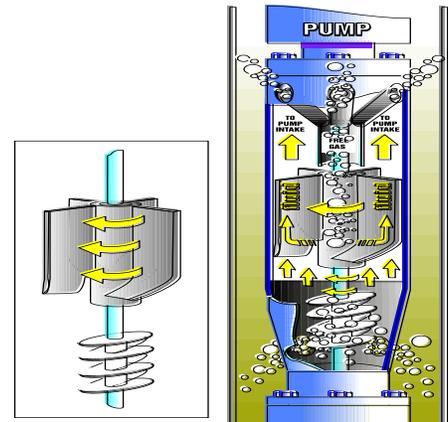


Imagen 101. Separador de gas



inductor y una columna de baja succión. Una vez en la centrífuga el fluido con alta gravedad específica es forzado hacia el exterior de la pared de la cámara rotatoria por fuerza centrífuga dejando cerca del centro del separador. El gas es separado por el divisor de fases y es vaciado de regreso al anular del pozo donde éste asciende.

- Bomba electrosumergible: Está conformada por un determinado número de etapas, cada etapa en sí permite bombear un caudal determinado por el diseño de la misma, el número de etapas va a depender de la necesidad de cabeza que se requiere levantar. Las bombas electrosumergibles son centrífugas multietapas. Cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor estacionario. El cambio de energía cinética a energía de presión es conseguido cuando el líquido que está siendo bombeado rodea el impulsor y como el impulsor rota a gran velocidad éste le imparte una moción rotatoria al líquido. La moción impartida por el Impeller al líquido es de dos tipos Radial, debido a los esfuerzos centrífugos y donde el líquido tenderá a ser desplazado desde el centro hacia los bordes del impulsor y Tangencial al diámetro exterior del impulsor. La resultante de éstas dos fuerzas es la dirección de flujo desarrollada por la bomba.

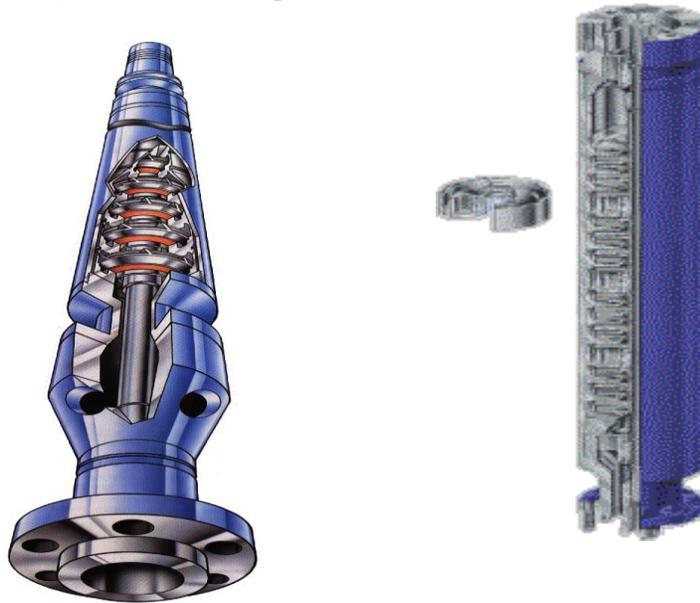


Imagen 102. Bomba Electrosumergible

- Cable conductor o de potencia: La potencia es transmitida al motor electrosumergible por una línea de cable eléctrico trifásico que va adherido a la tubería de producción, éste cable debe ser pequeño en diámetro, debe estar protegido contra esfuerzos mecánicos e imprevistos que puedan deteriorar sus propiedades en el fondo del pozo. La selección del tipo de cable está basada principalmente sobre las condiciones de fluidos, temperatura de fondo y limitaciones de espacio anular; el cable de configuración redonda se usa cuando



hay suficiente espacio anular y el cable de configuración plana se debe utilizar cuando hay límites de espacio anular.

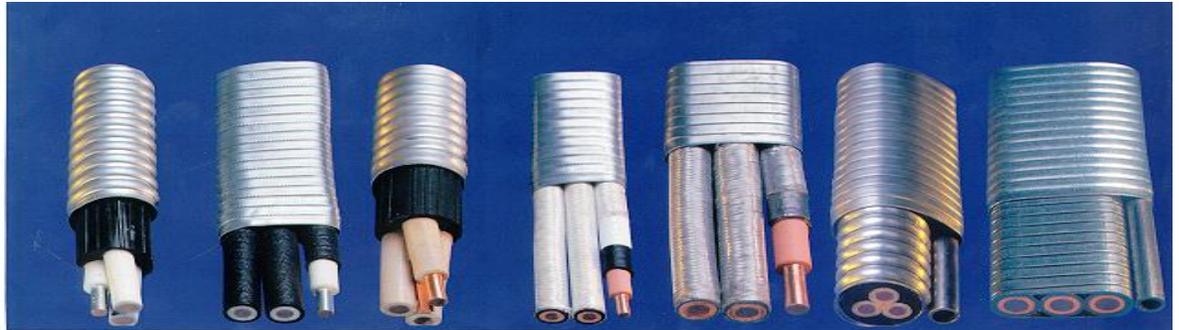


Imagen 103. Diferentes tipos de cable de potencia utilizados en equipos B.E.S.

Las partes superficiales son:

- Cabezal: Sirve para sostener todo el equipo de fondo (motor, sello, bomba, cable), así como la tubería de producción y además permite pasar a través del mismo el conector que une el cable de superficie con el cable de subsuelo. El cabezal de boca de pozo debe estar equipado con un dispositivo penetrador que selle alrededor del cable y la tubería de producción para evitar fugas de gas o la surgencia imprevista del pozo.
- Transformadores: La distribución de la potencia eléctrica a los campos petrolíferos es generalmente en voltajes intermedios hasta los 6000 voltios. Dado que los equipos operan entre 250 y 4000 voltios, es requerida una transformación de voltaje. El transformador es un dispositivo eléctrico encargado de cambiar el voltaje de salida ya sea para elevarlo o reducirlo.



Imagen 104. Gráfica tomada de Curso Básico Bombeo Electrosumergible Schlumberger



- Caja de venteo Conecta el cable de superficie con el cable de potencia que viene del pozo. Se instala a una distancia mínima de 15 ft del pozo. Provee un venteo a la atmósfera de cualquier gas que pudiera migrar del fondo del pozo a través del cable. Esto previene la acumulación de gas en los equipos de superficie que puede crear condiciones inseguras (riesgo de explosión).
- Controlador/variador de frecuencia: La flexibilidad del sistema de bombeo electrosumergible permite la aplicación de un controlador a frecuencia variable, el cual es un dispositivo electrónico que varía la frecuencia de la corriente que llega al motor y por lo tanto se puede aumentar o disminuir la velocidad de la bomba. Esto hace posible que, sin modificar el equipo de fondo se pueda satisfacer un conjunto de condiciones de operación
- Zuncho de Sujeción del Cable: Se usan para fijar el cable plano a la bomba, el separador de gas y el sello y para fijar el cable a la tubería mientras se va bajando al pozo. Por lo regular se instalan dos bandas por cada junta.
- Accesorios varios: Check Valve, Drain Valve, etc.

Características principales de un sistema de bombeo electrosumergible:

Es necesario tener presente las condiciones que tienden a limitar el empleo de este sistema:

- a) No es recomendable emplear este sistema en pozos de alta relación GLR. (relación Gas – líquido)
- b) No es recomendable emplear este sistema en pozos de baja Presión.
- c) Es fundamental para el diseño, conocer la presión de burbuja del reservorio que el pozo va drenar, así como la presión actual del reservorio.
- d) La importancia de esto último radica en que no es lo mismo bombear una sola fase (líquido) que dos fases (gas + líquido), debido a que la ecuación del Índice de Productividad cambia según sea el caso, de allí el por qué se hace necesario conocer la presión del reservorio y su valor respecto a su presión de burbuja, además se generan problemas mecánicos en la bomba.
- e) Las condiciones mecánicas del pozo pueden ser otro factor limitante por lo que es necesario conocer las características del completamiento (diámetro del Casing y los intervalos abiertos a producción).
- f) Otro factor a tener en cuenta sin duda es el corte de agua, como la mayoría de los sistemas de levantamiento artificial, éste se ha diseñado para fluidos incompresibles, y como sabemos el petróleo sí es compresible, más aun cuando está acompañado de gas.
- g) Es necesario también considerar el tipo de fluido del reservorio y sus características (la alta viscosidad del fluido es un factor limitante, y en algunos casos, en reservorios no consolidados, los fluidos producidos son acompañados



por granos de arena y en otros, se forman incrustaciones al ingresar a la instalación, dañando sus partes)

HERRAMIENTAS USADAS PARA BAJAR EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE:



Imagen 105. Carreto cable de potencia con
Unidad de Spooler Hidráulico



Imagen 106.
Zunchadora Neumática para
Zunchos metálicos

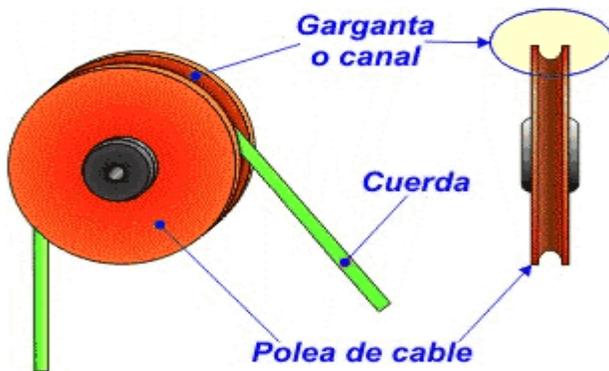


Imagen 107.
Rueda guía para el cable de potencia

En la bajada de la herramienta electrosumergible se hace una prueba cada 1000 ft de presión de tubería verificando que no haya un Wash Out (tubería rota) y una medida eléctrica por medio de un panel especial que puede monitorear el funcionamiento de los componentes del BES. Los parámetros que se toman son Presión y temperatura del Intake y la temperatura del motor. En algunos casos, se instala un Tubing capilar de



3/8" que va conectado al bloque de inyección. Su funcionamiento principal es bombear química anticorrosiva y demulsificante para evitar daños a los equipos

Cuando se ha armado y bajado la herramienta de bombeo electrosumergible se procede a instalar el Tubing Hanger en la última junta. Para este procedimiento se procede a retirar el cuello de la última junta y ahí se instala el Tubing Hanger roscado.



Imagen 108.
Tubing Hanger con orificio para el penetrador
(conector eléctrico)



Imagen 109.
Varios tipos de Tubing Hanger

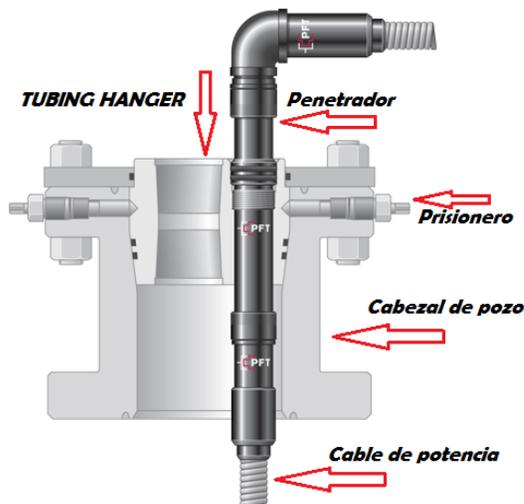


Imagen 110. Conjunto típico de cabezal y Hanger de producción

Para poder sentar el Tubing Hanger en el Tubing Head, se requiere de un tubo de producción EUE de 3-1/2", que sería el tubo de maniobra, el cual se conecta para bajar el Tubing Hanger.

Antes de iniciar a bajar el Tubing Hanger, los operarios de la compañía de servicio de B.E.S. o los de la compañía de servicios de Cabezales y herramientas de superficie, hacen el denominado Pack Off (instalación del sistema de potencia que le brindara



energía a la bomba desde la superficie). Una vez terminado este procedimiento, se empieza a bajar lentamente el tubo de maniobra, bajando por entre la BOP sin ir a golpear el Tubing Hanger por los lados (porque podríamos dañar el espacio de los sellos de los cauchos), hasta dejarlo sentado en la sección B (Tubing Head). Ya con el Tubing Hanger sentado, se recupera el tubo de maniobra y se procede a retirar los componentes de la BOP para instalar en el Tubing Head el árbol de producción.

Para retirar la BOP se mantendrán las mismas medidas de seguridad y de operación de cuando se instaló después de la cementación del CSG de 7”.

Después de retirado todo el conjunto de BOP se procede a instalar el conjunto de Árbol de producción para que los operarios de producción de la compañía operadora procedan a realizar las pruebas correspondientes a la bomba y dejar el pozo en producción y así dejamos por terminado el proceso de completamiento de un pozo petrolero.



Foto archivo personal.
Imagen 111. Árbol de producción fase final con cable de potencia instalado

NOTA:

Después de que el pozo esté en producción, la Compañía Operadora entrega el equipo a la Compañía Perforadora y se procede a desarmar el equipo para ser llevado a una nueva locación y empezar de nuevo con los procesos de arme de equipo, perforación y completamiento de un pozo petrolero.



7. ALGUNOS PROBLEMAS EN OPERACIONES Y SUS POSIBLES SOLUCIONES

7.1 EL SIMULACRO DEL CONTROL DEL POZO EN LA BAJADA DE TUBERÍA

Este simulacro debe llevarse a cabo sin advertencia para el Perforador. Sin embargo, el Jefe de Equipo debe alertar al equipo para que el simulacro sea detenido o para que sea limitado a las etapas que se vayan a probar.

1. Mientras se introduce la tubería, el sensor del flujo debe ser activado para indicar el flujo desde el pozo, o bien el Jefe de Equipo debe anunciar que el pozo está fluyendo.
2. El Perforador debe colocar la sarta en posición de cuñas.
3. Los cuñeros instalarán inmediatamente la válvula de seguridad de apertura plena. Cuando se ha instalado se procede a cerrarla. El Jefe de Equipo debe verificar si se encuentra abierta o cerrada. Si se va a parar el simulacro a esta altura, la hora del simulacro debe ser anotado en la bitácora de operaciones.
4. Debe activarse la Alarma de Influjos del Pozo y el pozo debe ser cerrado de acuerdo con el procedimiento establecido para la operadora. El procedimiento exacto variará de una operadora a otra y de acuerdo con los equipos que se utilicen y los requerimientos del Operador. Sin embargo, deben incluir:
 - abrir el cabezal de la línea estranguladora o la línea estranguladora en el tubo ascendente;
 - cerrar el Preventor anular de reventones;
 - cerrar el estrangulador, y
 - preparar el equipo de trabajo para operaciones adicionales.
5. Cuando suene la Alarma de Influjos del Pozo, deben iniciarse los siguientes procedimientos:
 - parar todas las operaciones de soldadura;
 - apagar las flamas en la cocina;
 - prohibir fumar en el área de fumadores, y
 - trasladar todo el personal al punto de reunión.

7.2 CONTROL DE SURGENCIAS

DEFINICIÓN:

Una surgencia es simplemente el desplazamiento del fluido en el tope del pozo por un influjos no deseado de fluido de formación. Una surgencia no debe ocurrir si la presión hidrostática del fluido en el pozo excede ligeramente a la de la presión de formación.

Al ser la surgencia una entrada no deseada de fluidos de la formación dentro del pozo, si se la reconoce y se controla a tiempo, puede ser manejada y eliminada del pozo en



forma segura. Si se la deja proseguir su curso, puede tornarse incontrolable. Esto es lo que se conoce como reventón, que no es otra cosa que una surgencia fuera de control.

La mejor forma de evitar una surgencia es que el fluido del pozo sea suficientemente pesado para controlar las presiones de la formación, y suficientemente liviano para evitar que se pierda circulación o que se disminuya la velocidad de perforación. Algunos procedimientos para predecir las presiones de formación son: Información geológica, sísmica e histórica, indicadores obtenidos durante la perforación, perfiles del pozo obtenidos mediante cable.

Una surgencia que no es reconocida, o que permite continuar, descargará fluido del pozo. Cuando se produce una surgencia, y no es reconocida, o no se toma la acción debida, entonces esta puede desarrollarse hasta convertirse en un descontrol. Se producirá un flujo descontrolado del fluido del pozo, de aquí este nombre. Si el pozo descarga de una zona hacia otra formación, se denomina descontrol subterráneo.

CAUSAS DE LAS SURGENCIAS:

Siempre que la presión poral sea mayor que la presión ejercida por la columna de fluido en el pozo; los fluidos de la formación podrán fluir hacia el pozo. Esto puede ocurrir por una o una combinación de varias causas: Las causas más comunes son:

- Densidad insuficiente del fluido de control.
- Prácticas deficientes durante las maniobras
- Llenado deficiente del pozo.
- Pistoneo / Compresión.
- Pérdida de circulación.
- Presiones anormales.
- Obstrucciones en el pozo.
- Operaciones de cementación.
- Situaciones especiales que incluyen:
 - o Velocidad de perforación excesiva en las arenas de gas.
 - o Pérdida de filtrado excesiva del fluido de perforación.
 - o Perforar dentro de un pozo adyacente.
 - o Formaciones cargadas
 - o Obstrucciones en el pozo.
 - o Probando el conjunto de BOP.
 - o Gas atrapado debajo del conjunto de BOP.
 - o Pérdida del conductor submarino.
 - o Proyectos de recuperación secundaria.
 - o Flujos de agua.
 - o Pruebas de Formación (DST)
 - o Perforación en desbalance - Falla en mantener una contrapresión adecuada.



Una vez que se detecta una surgencia, el pozo debe ser cerrado de acuerdo a los procedimientos correctos del equipo. Estos procedimientos deben ser conocidos antes de iniciar cualquier pozo. Pueden hacerse modificaciones a los procedimientos, sobre la base de cada caso. Generalmente el sentido común es el que dicta las soluciones alternativas, a medida que las condiciones cambian. Deben desarrollarse procedimientos de seguridad, los que deben ser conocidos por todos y puestos en práctica.

Imagen 112

El equipamiento del cabezal de pozo, debe ser probado de acuerdo al componente que tenga la menor presión especificada.

En los casos en que el Preventor de Reventones se halle en un espacio cerrado, o en un sótano (bodega) donde pudieran acumularse gases tóxicos, deben usarse dispositivos



respiratorios en todo momento, cuando se esté trabajando cerca de los equipos. Las condiciones de clima, los cambios de turno de personal, fluidos tóxicos, y los cambios de equipo de pozo a pozo, podrían demandar cambios de los procedimientos de cierre.

Estos cambios deben ser practicados hasta que el personal del equipo esté completamente familiarizado y diestro en el desempeño de sus respectivas tareas. Las consecuencias de un reventón --incendio, contaminación, gases tóxicos, pérdida de vidas o recursos- hacen que sea obligatorio que los procedimientos de detección surgencias y cierre de pozo, sean una prioridad durante cualquier operación. Practique el modo de pensar:

- “¿Qué pasa si...?”.
- ¿Qué pasa si algún integrante del equipo no está presente en su puesto de trabajo?
- ¿Qué pasa si el equipo no funciona apropiadamente, o falla en su conjunto?,
- ¿Qué pasa si surgen otras complicaciones?

Deben trazarse por anticipado planes y cursos de acción alternativos, y deben practicarse en simulacros de control de pozo y discutirse con el personal. El miedo a lo desconocido, causará pánico. El miedo a lo conocido, lleva a las precauciones, y a acciones, que sin embargo son decisivas.



Cuando los operadores pasan de un equipo a otro y el contratista trabaja para diferentes compañías, los procedimientos de cierre de pozo, las hojas de control de cierre de pozo y los procedimientos generales, podrían ser diferentes. Los procedimientos apropiados para todas las actividades deben ser discutidos y entendidos por todas las partes que intervienen. No obstante que los procedimientos básicos de cierre de pozo han sido cubiertos en esta sección, recuerde que a menudo se añaden pasos adicionales para los temas de seguridad, tipo de equipo de perforación y políticas propias de la compañía.

Muy a menudo, se enfatiza en el cierre rápido de un pozo. Si se enfrenta con un pozo surgente, actúe, pero no sobre- actúe. Un momento extra tomado para hacer las cosas debidamente la primera vez, puede dar por resultado una surgencia algo mayor, pero esto es preferible al pánico que puede llevar a procedimientos de cierre inapropiados, errores o accidentes.

o Recuerde:

Un momento extra tomado para cerrar un pozo correctamente puede dar un flujo mayor, pero eso es preferible a un accidente trágico como consecuencia del pánico.

7.3 SURGENCIA MIENTRAS SE TIENE LA SARTA FUERA DEL POZO

Existen muchos criterios acerca de qué es lo que se debe hacer para detectar una surgencia, cuando se tiene el conjunto fuera del pozo. Las posibilidades incluyen el cierre de las esclusas totales (con el estrangulador cerrado o abierto), el cierre de un ariete de cañería, y cubrir la mesa rotaria.

Todas estas situaciones presentan problemas diferentes en la detección de surgencias mientras se tiene el conjunto fuera del pozo, sin embargo estos problemas pueden resolverse controlando el pozo u observando los manómetros de presión, e implementando procedimientos de contingencia. Generalmente:

1. Si los arietes ciegos están cerrados y el estrangulador abierto: controlar si hay flujo en el estrangulador.
2. Si los arietes ciegos y el estrangulador están cerrados: controlar el manómetro de presión de la cañería de revestimiento (espacio anular) para ver si es que sube la presión. Algunos operadores, tienen la política de que cuando el trépano pasa la mesa rotaria, se abre la válvula hidráulicamente controlada (HCR), se cierra el estrangulador remoto, se llena el pozo y se cierran los arietes ciegos. Si se pistoneó gas dentro del pozo durante la sacada de la columna, entonces habrá un incremento de la presión de superficie después de un tiempo, dependiendo de las velocidades de migración.
3. Si los arietes de tubería están cerrados: controlar la línea de flujo para ver si hay flujo.



NOTA:

El solo hecho de que no se tenga flujo por el pozo, no significa que no se tenga una surgencia en el pozo. Si se utiliza la técnica 2 descrita anteriormente, en zonas donde la temperatura ambiente cae por debajo de la del congelamiento del agua, el alineamiento de un estrangulador podrá congelar el lodo y obturar el estrangulador, dando una lectura falsa. Antes de abrir los arietes ciegos con las técnicas 1 y 2 anteriores, asegúrese que el estrangulador esté abierto para ventear la columna y revise que el personal no esté muy cerca de la boca del pozo.

7.4 SURGENCIAS MIENTRAS SE CEMENTA

Las surgencias que ocurren mientras se cementa el Casing son el resultado de la disminución de la presión de la columna de fluido durante la operación. Esta reducción de la presión de la columna de lodo, puede ser el resultado de mezclas de cemento de baja densidad, pérdidas de circulación, espaciadores o colchones con densidad inadecuada, o el mecanismo del fraguado del cemento.

Cuando se bombea cemento el sensor de flujo debe ser monitoreado para verificar si indica aumento de flujo. El aumento de volumen en los tanques de lodo y el desplazamiento del cemento deben ser monitoreados también, para verificar que el volumen de fluido desplazado es esencialmente el mismo que el volumen de cemento bombeado.

Otra complicación es que una vez que el tapón superior se ha asentado, los procedimientos de desarmado del conjunto de BOP podrían haber comenzado y se nota flujo; Normalmente este flujo se atribuye a la expansión por el aumento de temperatura. Los reglamentos podrían indicar ciertos requerimientos de tiempo de espera que permitan el fraguado del cemento antes del desarmado del conjunto. Bajo ninguna circunstancia el conjunto debe ser desarmado mientras no se tenga certeza que la posibilidad de una surgencia ha sido eliminada. Si el pozo fluye, las técnicas de circulación convencional no podrán ser utilizadas. Por lo tanto, técnicas de inyección sin purga, inyección y purga o el método volumétrico podrían ser considerados para control.

o **Recomendación:**

Una señal segura que el pozo está en surgencia es que el pozo fluya con las bombas detenidas.

7.5 REVENTONES

GLOSARIO:

- Reventón: es una surgencia descontrolada.
- Presión hidrostática: presión ejercida por una columna de fluido, generalmente se mide en libras por pulgada cuadrada.



- Presión de la formación: Fuerza que ejercen los fluidos de una formación, registrada en el pozo al nivel de la formación con el pozo cerrado.
- Método del perforador: técnica utilizada para circular y sacar los fluidos de la formación.
- Presión de circulación: presión generada por las bombas de lodos que se ejercen sobre la columna de sondeo.

CAUSAS:

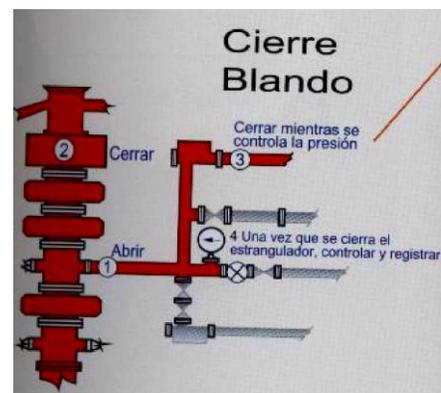
A continuación se presentan las posibles causas para identificar un reventón y la mejor forma de controlarlos:

- Densidad insuficiente del fluido.
- Prácticas deficientes durante las maniobras (sacar herramientas de pozo). Llenado deficiente del pozo (cae la presión hidrostática ejercida por el fluido). Pistoneo o compresión (movimiento de Swabeo).
- Pérdida de circulación.
- Presiones anormales cambio brusco en la presión hidrostática). Obstrucciones en el pozo.
- Operaciones de cementación (reducciones de la columna hidrostática del lodo durante la operación)
- Perforación sobre un pozo adyacente. Formaciones cargadas
- Obstrucciones en el pozo (presiones atrapadas debajo). Probando el conjunto de BOP.
- Gas atrapado debajo del conjunto de BOP. Proyectos de recuperación secundaria. Flujos de agua.
- Pruebas de formación (DST).

Importante hacer prueba de preventora y acumulador en cada pozo antes de empezar la operación registrándolo en formatos establecidos. Una vez se haya detectado una surgencia, el pozo debe ser controlado de acuerdo a los procedimientos correctos. Cuando se presente alguna de estas situaciones es necesario cerrar el pozo. Los procedimientos de cierre varían de pozo a pozo pero las normas generales no cambian: la protección del personal, parar el flujo, ganar tiempo, leer las presiones.

PROCEDIMIENTO DE LA OPERACIÓN:

1. Alertar a todo el personal sobre la emergencia.
2. Si se está trabajando con tubería se debe elevar la tubería ± 3 pies de la mesa rotaria.
3. Apagar la bomba con la que se está bombeando el fluido. Cuando la bomba está apagada, NO debe haber fluido.
4. Se pueden realizar dos tipos de cierre:
 - Cierre Blando (Estrangulador cerrado)
 - a. Abrir la válvula de la línea del estrangulador del conjunto BOP (la HCR). Imagen 113.



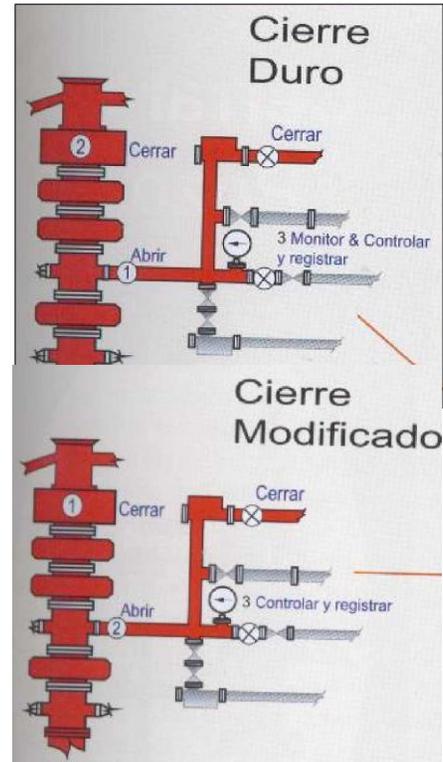


- b. Cerrar anular o Preventor designado.
- c. Notificar al personal.
- d. Cerrar Choke Manifold.
- e. Esperar presiones, verificar presión en la tubería (SIDPP) y en el Casing (revestimiento del pozo) (SICP), cada minuto.

Imagen 114.

- Cierre Duro (Estrangulador abierto)
 - a. Abrir la válvula de la línea del estrangulador del conjunto BOP (HCR)
 - b. Cerrar anular o preventor designado.
 - c. Notificar al personal.
 - d. Esperar presiones, verificar presión en la tubería (SIDPP) y en el Casing (revestimiento del pozo) (SICP), cada minuto.

- Cierre Modificado. (Estrangulador cerrado).
 - a. Abrir la válvula de la línea del estrangulador del conjunto BOP (la HCR).
 - b. Cerrar anular o preventor designado.
 - c. Notificar al personal.
 - d. Cerrar Choke Manifold.
 - e. Esperar presiones, verificar presión en la tubería (SIDPP) y en el Casing (revestimiento del pozo) (SICP), cada minuto



Antes de iniciar cualquier técnica para controlar un pozo se deben tener en cuenta:

- La respuesta del estrangulador o Chok Manifold, si se mantiene la presión en 0 psi o a través del estrangulador, se controla la presión en todo el pozo, las respuestas inapropiadas pueden llevar a un influjo adicional, fallas en los equipos.
- Tiempo de retraso/transito, Cuando se cambia la presión en el estrangulador se inicia una ola de presiones, esto genera que no se produzca una respuesta inmediata por parte del medidor y se retrase la medición de las presiones. (el cambio de presiones se registra en el medidor de presión del Manifold de control).
- El funcionamiento de la bomba, el aumento en la velocidad de la misma puede ocasionar sobre presiones y la disminución pérdida de circulación.

Una vez el pozo este cerrado se procede al control inyectando lodos para equilibrar la presión hidrostática del pozo con la presión de la formación.

El sistema de control de reventones:



Un análisis del sistema de control de presión empieza con la tubería dentro del pozo. Seguiremos el flujo a través de los estranguladores, terminando con el lodo que se regresa a los tanques de lodo. También es necesario desarrollar el concepto de una botella a presión alta. La tubería en el hueco, los preventores de reventones, la línea de estrangulación y los estranguladores forman una botella de presión contenida, que mantiene bajo presión el fluido para la perforación y los fluidos de la formación. Al igual que cualquier botella, el punto más débil será el primero en presentar una fuga.

7.6 SOLUCIONES

- **PARA LA PÉRDIDA DE CIRCULACION:**

La pérdida de la circulación es uno de los problemas más graves que se encuentran durante las operaciones de la perforación. Cuando haya pérdida de circulación junto con la perforación dentro de presiones anormales, produciendo un influjo al fondo del pozo, el problema es verdaderamente grave. Si la zona de circulación perdida está más arriba del influjo, podrá abarcar todos los fluidos del influjo. Por lo que, podría pasar desapercibida una ganancia en superficie en los tanques. Este escenario se conoce como “reventón subterráneo.”

Durante las operaciones rutinarias de perforación, es bastante obvia la condición de la circulación perdida, y se detecta fácilmente por una pérdida del volumen en el fluido de perforación en las presas superficiales.

Bajo condiciones de presiones anormales, o de influjo, el volumen en la superficie podría fluctuar por otras razones, tales como la circulación a través de las líneas de estrangulación hasta los tanques de reserva. Dichos sucesos ocultan las indicaciones normales de la pérdida de circulación. Sin embargo, afortunadamente hay otras indicaciones para la detección de la pérdida de circulación en condiciones de influjo. Estas podrán incluir las siguientes:

- un incremento en la presión de la camisa de entubación, seguido de una súbita caída a un valor menor (lo cual probablemente indica que se ha fracturado una formación para aliviar la alta presión subterránea), y,
- una súbita reducción en la presión del tubo de perforación, causada por una súbita caída en el nivel del fluido dentro del anular, con el consecuente efecto del “tubo en U” en los fluidos en el lado tubo de perforación.

La detección de la pérdida de circulación podrá depender del reconocimiento de una combinación de los factores anteriores. Si solo se pierde una parte de la circulación, la detección podrá ser muy difícil.

Para enfrentar el problema de la circulación perdida, es necesario ubicar exactamente la zona de la circulación perdida que está recibiendo el fluido de perforación. En el área de la Costa del Golfo de México, los operadores generalmente suponen que la



zona de pérdida está casi siempre en o cerca del último asiento de su camisa de entubación. Sin embargo, no siempre es así.

- **CÓMO ENCONTRAR LA ZONA DE CIRCULACIÓN PERDIDA:**

Hay varios métodos de detectar la existencia y la ubicación de una zona de circulación perdida. Primero:

- Se pueden bombear trazas radiactivas por el tubo de perforación, a través de la broca y por el lado posterior (el anular).

Debe entrar a la zona de pérdida al alcanzarla. La ubicación de la zona se puede detectar, o “rastrear”, introduciendo un cable de acero en el pozo. Esto es un dispositivo rastreador/ detector de radiactividad. El inconveniente de este método es el problema obvio de que el fondo del pozo podrá haberse contaminado con radiactividad en otras muchas partes que no sean tan solo la zona de la pérdida. Esto podrá dificultar la ubicación precisa de la zona efectiva de pérdida.

- Se pueden llevar a cabo levantamientos de la temperatura en un cable de acero, utilizándolos para localizar la zona de la pérdida.

La teoría del levantamiento de las temperaturas es que los fluidos de las zonas más profundas y calientes está entrando a una zona menos profunda y menos caliente. Conforme que se baje la sonda del cable del acero dentro del pozo, la temperatura se eleva progresivamente en un ritmo bastante uniforme. Es decir - hasta que encuentre la zona de la pérdida. En ese momento la sonda registra un aumento muy marcado en la temperatura del pozo.

- Se puede utilizar un dispositivo de detección de ruido para ubicar la zona de la pérdida.

Si ocurren pérdidas en la circulación, normalmente se detendrá el fluido más arriba de la zona de la pérdida. Naturalmente, el flujo del fluido genera cierto nivel de ruido. Para detectarlo, se puede utilizar un dispositivo de detección de ruido, bajado dentro del pozo en cables de acero. El registro del ruido indicará muy poco ruido más arriba de la zona de pérdida. Sin embargo, cuando la sonda esté directamente frente a la zona de la pérdida, se elevará la intensidad del ruido. Un inconveniente en este tipo de levantamiento con cable de acero surge de la alta sensibilidad de la herramienta en la detección de cualquier ruido. Por ejemplo, un ruido que ocurra por la superficie del pozo podría causar distorsiones en las lecturas registradas, cancelando los resultados.

- Se puede llevar a cabo un levantamiento con dispositivo giratorio para ubicar la zona de pérdida.

Si no hay tubo en el pozo, se puede detectar una zona de pérdida por medios mecánicos, introduciendo un dispositivo giratorio sujetado en un cable de acero. Esta herramienta tiene una hélice muy pequeña, la cual cambia la dirección de su “giro” al encontrar el flujo del fluido. Dicho cambio es registrado como la profundidad de la zona de pérdida.



- **LA EXTRUSIÓN CON MUGRE GRASOSA:**

Otro método de combatir la pérdida de circulación en las operaciones de control del pozo, es la ubicación de una “extrusión con mugre grasosa” dentro de la zona de pérdida. La extrusión de mugre grasosa ha sido diseñada para bombearse a la superficie. Cuando la píldora alcance la sección deseada del pozo, reacciona con el agua o el lodo en aquella parte del pozo, y el material exprimido empieza a cobrar una consistencia mucho más elástica, o como “mastique”.

Es por esta consistencia de la píldora que el material puede taponar las fracturas naturales o inducidas en la formación. Las combinaciones de materiales que se utilizan para formar la extrusión de mugre grasosa incluyen las siguientes:

- combustible diesel y bentonita;
- lodo, combustible diesel y bentonita
- cemento, combustible diesel y bentonita
- lodo, cemento, combustible diesel y bentonita

La ubicación de una extrusión de mugre grasosa debe ser planeada para cada aplicación específica. La función del diesel es servir como espaciador entre el lodo y el resto de los materiales que integran la “lechada de mugre grasosa”.

Se lleva a cabo como sigue la ubicación de la extrusión de mugre grasosa. Primero se coloca el fondo del tubo de perforación justamente arriba o directamente frente a la zona de pérdida. Primero se bombea el espaciador, en seguida se bombea la lechada de mugre grasosa y luego otro espaciador. Cuando la lechada de mugre grasosa ya esté dentro del anular, se cierra el pozo. Mediante esta acción, la lechada de mugre grasosa empieza a entrar a la fractura. Con el tiempo, la mugre grasosa “se afirma.”

En la mayoría de las situaciones de control del pozo, el uso de extrusiones de mugre grasosa es poco práctico, ya que el tubo de perforación generalmente está colocado mucho más abajo de la zona de pérdida de circulación. El porcentaje de éxito de este método no alcanza el 100%.

- **CÓMO CONTROLAR UN POZO ANTES DE REMEDIAR EL PROBLEMA DE LA PERDIDA DE CIRCULACION:**

Dos de los métodos principales requieren el control del pozo antes de remediar el problema de la pérdida de circulación. Uno requiere el aislamiento de la zona del influjo, colocando un tapón de baritina o cemento arriba de ella. Cuando se haya resuelto el problema de la pérdida de circulación, el tapón podrá ser reperforado con lodo de un peso suficiente para controlar las presiones en la formación que causaron el influjo original.

Otro método requiere la colocación de un tarugo de lodo pesado entre la zona del influjo y la zona de la pérdida. Dicho lodo debe tener una densidad suficiente para que la presión hidrostática total aplicada en la formación en influjo, sea suficiente para



compensar la presión de dicha formación. Mientras tanto, se puede remediar el problema de pérdida de circulación más arriba en el pozo.

A. El Tapón de Baritina

La técnica más común y más eficaz de sellar una zona en influjo es la colocación de un tapón de baritina al fondo del pozo. Un tapón de baritina consiste simplemente en agua con baritina. La lechada ha sido diseñada para que la baritina “se asiente” cuando se haya colocado el tapón en el pozo. La baritina forma un puente impermeable más arriba de la zona del influjo, y la aísla del resto del pozo.

A veces, se añade un diluyente a la lechada del tapón de baritina, ya que los fluidos de perforación en el pozo tienen un espesor suficiente para suspender la baritina en el tapón. Si se suspende la baritina en el tapón, no se sedimentará la baritina y no se formará puente. Por lo general, el tapón de baritina debe tener una densidad de unas 18 ppg, ya que la densidad de lechada tiene una mejor tendencia de sedimentar la baritina que las lechadas con densidad de unas 22 ppg. No es cierto que mientras más densa sea la lechada a partir de 18 ppg, más eficaz será en formar un tapón.

B. La Ubicación de un Tarugo de Lodo Denso

Otra posible solución al problema de pérdida de circulación se trata de la ubicación de un tarugo de lodo denso entre la zona del influjo y la zona de la pérdida. Si es suficiente la distancia entre las dos formaciones, la presión hidrostática ejercida por una columna acortada de lodo denso en el fondo, podrá ser suficiente para compensar la presión en la formación. Cuando se haya controlado el pozo, se puede remediar el problema de pérdida de circulación. El siguiente problema demuestra este principio.

- **LAS FUERZAS NATURALES QUE SIRVEN PARA PUENTEAR UN POZO:**

Una de las funciones del fluido de la perforación es de ejercer una suficiente presión hidrostática contra las formaciones expuestas para mantener el pozo abierto. Cuando ocurra una pérdida de circulación, se reduce la presión hidrostática ejercida contra las formaciones, ya que después de todo, por el lodo perdido, hay menos carga hidrostática.

Dicha pérdida de presión podrá causar el derrumbe de las paredes del pozo, formando lo que se llama un “puente” en el pozo. Dicho puente, si es lo suficientemente homogéneo y resistente, podrá efectivamente separar la parte superior del pozo de la zona inferior presurizada, del influjo. Entonces, en cierto sentido, el tiempo es nuestro aliado en el control de los pozos, ya que la naturaleza, por su propio mecanismo, podría eficazmente aislar la zona de pérdida de la zona del influjo. Sin embargo, el personal de la plataforma no deben contar con esto. En muchos casos, no sucede.



- **EL TAPONAMIENTO - DEL TUBO DE PERFORACION O DE LA BROCA:**

Si se está circulando para sacar un influjo, y ocurre un aumento repentino de la presión en la tubería de perforación, sin cambio perceptible en la presión de la camisa de entubación, el problema será el resultado del taponamiento de una de las boquillas de la broca, o un taponamiento parcial de la tubería de perforación. La clave en el reconocimiento de este problema es la falta de un cambio proporcional correspondiente en la presión de la camisa de entubación. Hay dos métodos diferentes que se pueden utilizar para combatir esta situación:

1. Se puede tomar la decisión de soportar el problema hasta que el pozo haya sido controlado.
 - a. Trate de reducir la velocidad de la bomba mientras que mantiene la presión de la camisa de entubación en un valor constante. Cuando se alcance una nueva presión de circulación al régimen reducido, utilice la nueva presión en la tubería de perforación, y vuelva a calcular la hoja de control para determinar un nuevo régimen de presión para la tubería de perforación.
 - b. Si se puede tolerar el aumento en la presión del tubo de perforación, causado por el taponamiento, escriba el aumento en la presión en la tubería de perforación y vuelva a recalcular la hoja de control, tomando en cuenta e integrando este aumento de presión en el régimen de reducción.
2. Si el taponamiento es completo o casi completo, y las presiones no pueden ser toleradas, entonces:
 - a. Trate de purgar las boquillas de la broca con aire a presión si están algo taponados.
 - b. Si es la propia tubería de perforación la que está taponada, entonces trate de retroceder desde arriba del área taponada, o tome la decisión de taladrar la tubería de perforación. Si se prevé el taladraje o el retroceso, se debe proceder con cuidado, procurando que las perforaciones o el punto de retroceso sean lo suficientemente profundos para que se utilice un lodo de densidad razonable para controlar el pozo. Un retroceso o taladraje mucho más arriba de la broca requerirá un aumento del peso del lodo, por la longitud reducida de la columna del lodo.

A esta altura, se puede afirmar que si se atascara la sarta de tubería de perforación, o la broca misma, durante una operación de terminación o reparación de un pozo, serán aplicables los procedimientos anteriores para aliviar el problema.

- **CÓMO METER Y SACAR TUBERIA SI EL TUBO DE PERFORACIÓN SE HA LEVANTADO DEL FONDO - O SI ESTA FUERA DEL POZO**

Es difícil y frecuentemente imposible controlar el influjo que ocurra cuando la broca se haya levantado significativamente del fondo. Esto se debe a que no se puede circular el lodo debajo de la broca. El resultado de esta condición es que solo queda una columna corta de lodo con qué trabajar, la cual debe ser de una densidad



proporcionalmente mayor para controlar el pozo. Si la broca está muy alejada del fondo, la densidad requerida del lodo para controlar el pozo podría ser demasiado grande para formular. Si se entra una burbuja por el pozo y queda debajo de la broca la burbuja no podrá ser expulsada hasta que la broca quede debajo del nivel de la burbuja.

Podrá ser, en efecto, imposible controlar el pozo sin previamente introducir la broca al punto donde se pueda circular el lodo debajo de la burbuja. Por lo que, en la mayoría de los casos, el tubo de perforación debe ser regresado al fondo estando cerrados los preventores. La alimentación de tubería a presión, y/o la introducción de empaquetaduras son los procedimientos que deben de usarse para meter el tubo hasta el fondo si se prevé que el pozo no pueda ser controlado con una columna corta de lodo.

Si la tubería se afloja por sí sola sin obligar el procedimiento de pasarla a presión a través del preventor cerrado y dentro del pozo, entonces el peso flotante del tubo en el pozo es mayor que la lectura de la presión en el pozo, multiplicada por el área de la sección transversal del tubo. El proceso de restaurar el tubo hasta el fondo se llama Stripping - la alimentación de la tubería contra la presión. Esta condición se conoce como "tubo pesado." Si en cambio, el tubo de perforación tiene peso insuficiente para superar la fricción contra los elementos del preventor, y superar las presiones en el pozo que estén tratando de expulsarlo del pozo, entonces el tubo debe ser, literalmente "forzado" dentro del pozo.

Este procedimiento se conoce como "Snubbing" - el uso de empaquetaduras para introducir el tubo. Es necesario usar empaquetaduras cada vez que el peso flotante del tubo sea menor que la lectura de la presión en el pozo, multiplicada por el área de la sección transversal del tubo. Esta condición se conoce como "tubo ligero." En las operaciones con empaquetadura, las presiones dentro del pozo literalmente "quieren expulsar la tubería del pozo."

No se debe olvidar que si ocurre un influjo cuando la broca se haya levantado del fondo, lo más probable es que el peso del lodo en el fondo sea lo suficientemente alta para contener las presiones dentro del pozo. El influjo habrá sido "Suabeado," y puesto que el peso del lodo fue suficiente para permitir la perforación dentro de la formación, no estará muy desequilibrada. Frecuentemente, los procedimientos sanos en el llenado del pozo, y la verificación de que no haya Suabeo en el pozo, eliminan el problema de influjos estado la broca levantado del fondo.

Los influjos que ocurran durante las operaciones de terminación o reparación del pozo, estando la tubería o la cadena de trabajo muy elevada del fondo, presentará los mismos problemas que los antes expuestos. Se pueden emplear los siguientes métodos para regresar el tubo al fondo durante la perforación o las operaciones de terminación o reparación del pozo.



- **PROCEDIMIENTOS PARA METER LA TUBERIA ENTRE ARIETE Y ARIETE**

Si bien los principios básicos en la alimentación entre ariete y ariete son los mismos que con la alimentación de tubería con el preventor anular, el uso de dos preventores en el conjunto requiere unas cuantas modificaciones del procedimiento para la alimentación de la tubería a presión con el preventor anular.

A continuación los pasos que deben de seguirse al meter tubería en el pozo con el método de alimentación entre arietes:

1. Cuando fluya el pozo, instale una válvula de contrapresión en la sarta expuesta de tubería, si aún no la tiene.
2. Cierre el pozo.
3. Cierre los arietes superiores si aún no están cerrados. Abra los demás preventores si aún no están abiertos. Disminuya entre 100 y 500 psi la presión de cierre sobre los arietes. La reducción al mínimo permisible de la presión de cierre de los arietes reduce el desgaste del elemento del ariete.
4. Baje la tubería lentamente hasta que la articulación para herramientas esté cerca del ariete superior de alimentación.
5. Cierre los arietes inferiores de alimentación, y desangre la presión arrastrada entre los arietes, utilizando un estrangulador u otro dispositivo similar conectado para tal fin.
6. Abra el ariete superior de alimentación, y disminuya entre 100 y 500 psi la presión de cierre en los arietes de alimentación.
7. Baje lentamente la articulación para herramienta hasta una posición entre los arietes.
8. Cierre los arietes superiores de alimentación.
9. Aplique presión entre los arietes en una cantidad equivalente a la presión en el pozo.
10. Abra los arietes inferiores de alimentación y disminuya la presión de cierre en los arietes superiores de alimentación como ya se hizo.
11. Baje la tubería hasta que la articulación para herramienta esté nuevamente cerca de los arietes superiores de alimentación.
12. Repita el procedimiento de alimentación hasta que el la tubería esté en una posición que permita el control del pozo. Utilice el estrangulador para sangrar el lodo desplazado en cantidades que correspondan al desplazamiento de la tubería más la capacidad de la tubería (estando instalada la válvula de contrapresión.)

- **CÓMO METER LA TUBERIA ENTRE EL PREVENTOR ANULAR Y EL ARIETE**

La alimentación de la tubería a presión entre el Preventor anular y el Ariete es el mismo procedimiento básico que la alimentación de la tubería entre arietes, con una excepción. Las presiones de cierre que se requieren en el preventor anular podrán ser diferentes que las que requiere el preventor tipo ariete. La presión entre los preventores debe ser sangrado y bombeado en exactamente la misma manera que



para la alimentación entre arietes. El lodo desplazado por la tubería de perforación que se alimente al pozo debe ser sangrado en una cantidad equivalente a la cantidad total del lodo que se desplace.

- **EL CONTROL DESDE LA SUPERFICIE DEL POZO**

Un procedimiento de control desde la superficie del pozo bombea lodo denso desde el fondo de la entubación hasta la superficie del pozo. El lodo debe ser lo suficiente denso que el aumento de la presión hidrostática sea mayor que el aumento en la presión en la camisa en la superficie, causado por la migración del influjo del gas. Se debe proceder con precaución en el bombeo de lodos espesos. El aumento de presión hidrostática excesivo, podría causar una pérdida de circulación dentro de una formación débil.

Cuando el lodo más denso alcance la superficie del lodo, se abren los preventores y la tubería es alimentada a presión dentro del pozo. Cuando el tubo alimentador penetre la burbuja de gas en el pozo, alargará la burbuja y causará un aumento en el volumen del flujo en la superficie. A esta altura la afluencia se puede eliminar con los métodos normales de circulación. Esta técnica es una opción para bajar la presión de la tubería lo suficientemente para que la tubería pueda ser alimentada a presión en vez de usar empaquetaduras.

- **LAS FUGAS EN LA CAMISA O LA FALLA DEL CEMENTO**

Si se presenta una fuga en la camisa o si falla el cemento instalado fuera de la cadena de la camisa durante un influjo, los fluidos desde el pozo podrán fluir dentro de formaciones más profundas (y por lo general, más débiles). Esta situación es muy similar a una zona de circulación perdida más arriba de una zona de influjo. Sin embargo, por tratarse de formaciones menos profundas, esta situación podrá ser más crítica que si la zona de circulación perdida estuviera ubicada en la sección del pozo abierto. Cuando esto suceda, hay mayores probabilidades de que el flujo irrumpa en la superficie, alrededor del exterior de la camisa.

Será necesario aislar la zona del influjo, utilizando tapones de baritina o cemento. Luego será necesario reparar el asiento de la camisa o la fuga en la camisa. Podrá emplearse cemento a extrusión si falla el asiento de la camisa o si hay fuga en la camisa o bien podrá aplicarse un parche de resanado para reparar la fuga en la camisa.

- **LOS PROCEDIMIENTOS CONVENCIONALES DE CIERRE**

Algunos operadores se dan cuenta de que el flujo del gas desde una formación poco profunda, que esté siendo desviada en la superficie, es una situación difícil de controlar. También se dan cuenta de la alta incidencia de falla de estos desviadores. Estiman que una mejor opción es efectivamente cerrar el pozo en vez de desviar el flujo. Simplemente “corren el riesgo” de que no hayan formaciones que se fracturen o en el peor de los casos, que no se formen cráteres



8. SEGURIDAD INDUSTRIAL

- **ACCIDENTES INDUSTRIALES.**

Se definen como los sucesos no deseados, que causan lesión a los trabajadores, en donde puede haber una pérdida en la producción, a los equipos e instalaciones y al medio ambiente.

Por ejemplo:

- Incendios, fugas de gas.
- Caídas de mástiles.
- Derrames de lodos.
- Descontrol de pozos.

En este aspecto lo más común es la aplicación de un procedimiento para investigar las causas que originaron el accidente. Éste consta de lo siguiente:

- **Objetivo.** Tiene como objetivo una investigación de accidentes y determinar las causas que los originan para tomar medidas correctivas y evitar su repetición.
- **Alcance.** incluye el registro, reporte, la investigación, la clasificación y difusión de los accidentes.
- **Marco normativo.** Está basado en la normatividad nacional como: Normas de la Secretaría del Trabajo, Ley Federal del Trabajo, Reglamentos de Seguridad e Higiene en el Trabajo, Procedimientos Internos relativos a las actividades propias y normatividad extranjera como: Instituto Americano de Estándares, Agencia de Trabajo de USA, y Procedimientos de la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación.
- **Definiciones.** De los términos más comunes empleados en la investigación de los accidentes como, riesgo, causa, lesión, enfermedad no profesional etc.
- **Responsabilidades.** Del personal implicado en el procedimiento para la investigación, desde el jefe de la Unidad Operativa, supervisores, mandos medios y trabajadores.
- **Aplicación.** La técnica más común aceptada en la Investigación de los Accidentes dentro de las Compañías Contratistas de Perforación es el Método de MORT (Management Oversight and Risk Tree Analysis), esta metodología fue desarrollada en los años 60s para investigar accidentes industriales en la industria nuclear, posteriormente se usó en el área de la petroquímica y en otras.

La lógica MORT establece que un accidente es una falla en el sistema de trabajo compuesto por el hombre, la herramienta o equipo y el medio ambiente donde se desarrolla. El accidente ocurre cuando uno de los tres componentes falla, provocando un daño personal, al medio ambiente al proceso y a la propiedad. El daño ocurre debido a que no existe una barrera entre el hombre y la energía, ésta puede ser: potencial, térmica, química, cinética, eléctrica, presión, radiación, acústica y biológica.



- **EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL.**

El equipo de protección personal constituye una barrera entre el riesgo y el hombre, que permite preservar la integridad del trabajador durante el desarrollo de sus actividades, en las diferentes áreas de trabajo de Perforación y Mantenimiento de Pozos.

Para determinar el equipo de protección de los trabajadores se debe tener en cuenta el tipo de riesgo y la exposición. Por ejemplo, la categoría de Ayudante de Trabajos de Perforación (piso rotaria). Los riesgos (según el tipo de agente) son:

- Físicos Mecánicos (golpes al usar llaves de apriete/desapriete de tuberías; golpes por objetos caídos o suspendidos del mastil, golpes o machucaduras por uso de herramienta o maniobras diversas) pérdida auditiva por el ruido de los equipos, fatiga por altas y bajas temperaturas y alta humedad.
- Químicos: Intoxicación por polvos de cemento, barita, bentonita y productos químicos usados en los lodos de perforación y ocasionalmente gases.
- Biológicos: Contagios por hongos, bacterias y virus en áreas habitacionales, aquí la higiene juega un papel importante para prevenir enfermedades.
- Ergonómicos: Derivados del manejo de herramientas y equipos que requieren de adaptación del hombre, llaves de apriete, marros, barretas etc. éstos producen un sobre esfuerzo en los trabajadores.
- Psicosociales: Interrelación con sus compañeros de trabajo, tipo de actitud (el tedio, la apatía, la complacencia, la impaciencia, la negligencia etc.) son riesgos innecesarios que ocasionan los accidentes por la inadecuada actitud de las personas.

Una vez descubiertos los agentes que originan los riesgos en las actividades de apriete y desapriete de tuberías, en la Categoría Ayudante de Perforación, el equipo de protección sería el siguiente:

- **EQUIPO PARA PREVENIR RIESGOS MECÁNICOS:**

Casco de seguridad.- Deberá ser de polietileno de alta densidad, con un muelle de seis puntos de apoyo para distribuir la fuerza, una resistencia promedio al impacto hasta 386 kg, una resistencia de penetración hasta 3/8" y una resistencia dieléctrica a 20,000 volts., durante tres minutos Aprobado por ANSI Z89.1 (American National Standards Institute). Deberá proveerse los medios para permitir la ventilación necesaria al usuario, quedando un espacio libre entre la cabeza y el interior del casco. Su peso no debe ser de más de 440 gr.



Componentes del casco

Concha: debe ser una superficie lisa con tres nervaduras como máximo, con visor y ranuras para instalación de accesorios (lentes, audífonos, caretas y barbuquejo).

Tafilete o arnés: deberá ser ajustable y tener una resistencia al impacto de 386 kg en conjunto con el casco.



Botas de seguridad. Deberán ser tipo costa fuera, de piel repelente al agua, con casquillo de acero troquelado en frío y templado, para resistir cargas estáticas hasta 1680 kg, plantilla anatómica absorbente de impactos y con suela antiderramante. Aprobada por ANSI 1/75, C/75.

Ropa de Trabajo. Camisa y pantalón de algodón, que brinda protección para climas cálidos y es retardante a la flama. Aprobado por OSHA 1910.269 (Occupational Safety and Health Administration).

Guantes. De carnaza o nitrilo extragruoso con forro interior de algodón, para trabajos generales, con refuerzos del mismo material en la palma de la mano. Aprobados por FDA (Federal Drug Administration).



Tapones Auditivos. Fabricados en material suave de poliuretano con ajuste a los oídos R-29 para atenuar 29 Db (decibeles) Aprobados por OSHA 1910.95

Ropa Térmica. Deberá ser de 100% algodón, ajustable al cuerpo.

Traje para Lluvia. Fabricados en poliuretano con interior de nylon, flexible a los movimientos del trabajador.

Peto. Fabricado en carnaza ajustable al cuerpo

Mangas. Fabricadas en carnaza desde la muñeca y ajustable al hombro.





Guantes. De carnaza, costuras ribeteadas, puño enrollado, pulgar recto y forro completo.

Gorro. De algodón retardante a la flama, cubre la cabeza y cuello, ajustable.

Polainas. De carnaza ajustable a las botas mediante hebillas y correas.

Careta. En material termoplástico de alta resistencia a salpicaduras de soldadura, en forma de concha para proteger el cuello, con porta filtros reemplazables. Aprobado por ANSI Z87. 1.1989.

Además, el equipo de protección asignado a los ayudantes de perforación.

- Para la prevención de riesgos químicos:

Lentes. De mica de policarbonato gris, color transparente, con protección lateral. Aprobado por ANSI Z87.1.198. Los trabajadores que por necesidad tengan que usar lentes deben llevar un protector de mica por encima de los lentes.



Respiradores contra polvos tóxicos. Deben ser fabricados con una capa de carbón químico, para respirar en ambientes de bajas concentraciones (-0.05 mg/m^3) de gases ácidos y polvos tóxicos. Aprobados por NIOSH (National Institute Occupational Safety and Health).

- Para la prevención de riesgos biológicos:

El orden y la limpieza, son dos aspectos, que son medios para la prevención de las enfermedades en el trabajo. Las revisiones periódicas al médico, son por norma contractual otra medida de prevención de enfermedades profesionales y no profesionales.

Las inspecciones que realizan las Comisiones Mixtas de Seguridad e Higiene, a las áreas habitacionales de las instalaciones y equipos de Perforación y Mantenimiento tienen por objeto verificar el grado de cumplimiento de las Normas de la Secretaría de Salud.

- Para la prevención de los riesgos ergonómicos:

Soporte ortopédico para espalda. Fabricada con elástico de alta calidad, sellado de velcro, tirantes cruzados en espalda y tirantes ajustables, soporte de movimientos de la espalda y faja.



Tapetes ortopédicos. De goma antiderramante, con un lado inverso de hule espuma y bordes ahusados para evitar tropiezos.

Arnés. Fabricado con cinta de nylon, con dos anillos D acerados al frente y uno en la espalda para línea de vida de ascenso y descenso, de color amarillo para alta visibilidad, todos los puntos de tensión deben ser cosidos con hilo de nylon y ajustes con hebilla en piernas y soporte a la tensión hasta 4500 kg. Aprobado según ANSI 10.45 1975.

- Uso de equipo de protección personal
Se enseña el uso, cuidado e inspección del equipo asignado al trabajador.

- Protección a la cabeza. El uso correcto del casco, debe ser ajustable a la cabeza mediante la suspensión. Por ningún motivo debe barrenarse ya que pierde sus propiedades de diseño. No debe pintarse ni hacer inscripciones sobre éste. Se debe lavar con detergente blando cuando lo amerite para limpiarlo de grasas, sudor y sustancias químicas.
- Protección a la cara. Los protectores o caretas, deben usarse siempre cuando se manejen químicos y sustancias abrasivas. Su cuidado consiste en lavado simple con agua y jabón. Guardarlas en un lugar adecuado, nunca limpiarlos con solventes.
- Protección a los ojos.- Los lentes están diseñados para proteger los ojos contra impacto; cincelado, uso de esmeril, lijadoras, astillas. Para radiaciones solares y al manejar productos químicos para evitar salpicaduras o quemaduras. Los lentes deben lavarse con agua y jabón y toallas humedecidas. Se recomienda que los trabajadores acudan por lo menos dos veces al año para revisión médica.
- Protección al oído.- se usan comúnmente tapones ajustables, que son reutilizables, por lo cual es necesario su limpieza diaria mediante agua y jabón, y resguardarlos en su estuche para conservar su forma y suavidad. Se proporcionan orejeras cuando el ruido es continuo, su limpieza diaria es recomendable.



Las propiedades del ruido son la intensidad en Db (Decibeles), la frecuencia (Hertz ó ciclos/seg) y el tiempo de exposición. En la escala de la intensidad, el cero es la unidad



para poder oír bien, mientras el límite es 90. A 120 ya representa dolor para el oído humano. Estudios realizados por diferentes ergonomistas, han comprobado que la exposición continua a 90 DBA no representa peligro para el oído durante 8 horas de exposición.

En cuanto a la frecuencia, el número de 20 Hertz es una exposición normal al oído. El límite permitido es hasta 500 Hz donde el sonido agudo puede causar un daño a la persona. La distancia es otro factor importante. Entre más alejado se encuentre el trabajador de la fuente de ruido, se tendrá un nivel de ruido menor.

Los tapones representan un factor de reducción del nivel del ruido representado por la especificación del mismo. Por ejemplo un R-29 disminuirá 29 niveles de ruido, si se encuentra al lado de la fuente emisora.

- Protección a los pies.- Las botas de trabajo son de dos tipos, con casquillo y dieléctricos. Sirven para proteger los pies en casos de golpes, machucaduras y evitar contacto directo con alambres eléctricos o ser conductor de corriente eléctrica. Evitan resbalones y picaduras de clavos, vidrios y raspaduras. También evitan la humedad e infecciones a la piel manteniéndola seca. Protegen del frío y calor excesivos.
- Protección a las manos: Se usan guantes de acuerdo a la actividad que realizan los trabajadores, a la duración y riesgo. Los guantes son de carnaza y hule, preferentemente de nitrilo y neopreno resistentes, al contacto de productos químicos y abrasivos.
- Uso de equipo de respiración: existen de dos tipos, purificadores y directos. El primero se utiliza para trabajos rutinarios, y los segundos, para trabajos en áreas peligrosas. De rutina todo respirador debe ser examinado antes y después de su uso. Se deben revisar todas las conexiones: la mascarilla debe estar limpia y en buenas condiciones, se chequea mensualmente el regulador y dispositivos de alarma y se documentan las revisiones.
- Equipo de protección para trabajos de altura: se cuenta con arneses, líneas de vida y sistemas de anclajes.

- **COMUNICACIÓN DE RIESGOS Y MANEJO DE MATERIALES PELIGROSOS**

El tema trata de la identificación y comunicación de los riesgos a los trabajadores en el manejo de sustancias y materiales peligrosos. La identificación se logra a través de colores en la etiqueta de las sustancias o materiales, son las siguientes:

- Azul.- Identifica los riesgos para la salud.
- Rojo.- Riesgos de inflamabilidad del producto.
- Amarillo.- Riesgos de reactividad.



- Blanco.- Riesgos como ácidos, corrosivos, radiactivos y reactivos al agua.



Asimismo cada producto químico debe contar con una hoja de seguridad (HSD) donde se indica la composición del material, fórmula química, número de identificación, componentes, datos físicos, riesgos, equipo de protección personal a usar, primeros auxilios y modo de combatir, en caso de incendio o explosión.

- **PROCEDIMIENTOS DE SEGURIDAD**

Antes de cada jornada, el jefe o encargado debe de conducir la junta de seguridad con su personal donde debe revisar los peligros de la actividad que se va a desarrollar, medidas preventivas de seguridad y protección ambiental a aplicar, equipo de protección personal necesario, equipo de aislamiento y herramientas a emplear, e instrucciones precisas al personal.

Procedimientos de etiquetado y dispositivos de candados necesarios para arranque y paro de equipos. Se imparte la manera en que se manejan los permisos para trabajos peligrosos como trabajos en altura, soldadura, corte y espacios confinados, quienes son los encargados de autorizarlos y terminarlos, así como las medidas de seguridad y equipo de protección obligatorio para desarrollar estos trabajos.



- MANEJO DE LLAVES HIDRÁULICAS.

1. Ubicar la llave en la tubería o varilla a roscar o desenroscar. Imágenes 115.



2. Identificar los puntos de agarre, apretones suaves y los puntos de pellizco.



Imagen 116. Puntos de Agarre.

Imagen 117. Puntos de pellizco o machacón.

Los puntos de machacón están demarcados con franjas negras y amarillas indicando peligro.

3. Acoplar y ajustar llave al Coupling de tubería o varilla.



Imagen 118.



4. Aplicar el torque correspondiente de acuerdo a las características de la tubería. esta operación la deben realizar 2 cuñeros.
Imágenes 119.



5. Quitar llave de la tubería o varilla.
6. Asegurar llave a la estructura de la torre.

7. RECOMENDACIONES EN HSE.

- El personal debe utilizar los elementos de protección personal definidos de acuerdo al cargo. Todos deben usar overol, casco dieléctrico de seguridad, gafas de seguridad, protectores auditivos, guantes de lona y botas de seguridad con punta de acero.
- Revise el estado de la herramienta antes de utilizarla.
- Revisar conexiones de mangueras hidráulicas.
- Revisar estado de manómetros, estos deben estar calibrados.
- Todos los puntos de agarre deben estar identificados con color verde.
- SIEMPRE se debe asegurar la llave a la estructura de la torre así se esté empleando permanentemente para evitar accidentes.
- Los puntos de pellizco o machacón deben estar demarcados con rayas amarillas y negras.
- El personal debe estar entrenado y con la capacidad suficiente para el uso de cualquier llave hidráulica.
- NO PONGA LAS MANOS en la tapa del registro, o en cualquier área de marcación negro y amarillo.
- NO PERMITA que otra persona no capacitada manibre la herramienta.



9. CONCLUSIONES

La Empresa Independence Drilling S.A”, es una de las más reconocidas y mejor estructuradas a nivel nacional en lo relacionado a la exploración y explotación de hidrocarburos. Cuenta con un completo material y sólida estructuración de guías, manuales y protocolos para la realización de todos y cada uno de sus procesos y servicios, sin embargo, a nivel nacional y debido a las particularidades que aquí se presentan como variedad geográfica, condiciones climáticas, disponibilidad de materia prima, de los equipos de perforación disponibles y de las mismas características de perforación, entre otras, se hace necesario y además útil la realización de un conjunto de estrategias de operaciones adaptadas a las características propias del país, además, porque la producción o explotación del petróleo se hace de acuerdo con las características propias de cada yacimiento.

El “Protocolo para Supervisor de Operaciones en Independence Drilling S.A”, que aquí se presenta, además de ser un apoyo adicional en lo relacionado a las labores y acciones que tienen que ver con el Arme, Perforación y Completamiento de pozos de producción de petróleo, pretende ser un manual general de esta labor, porque recuerda otra serie de temas igualmente importantes y necesarios como son, los de las funciones, los de los principios relacionados con HSEQ y las responsabilidades que debe cumplir el personal, principalmente el que está a su cargo.

Para una mayor utilidad y beneficios el "Protocolo para Supervisor de Operaciones en Independence Drilling S.A", que aquí se presenta pretende abordar los temas que aunque han de ser de manejo y conocimientos del personal que realiza estas acciones, pueden ser requeridos para el manejo de algunas situaciones. Estos temas son los de el manejo de algunos problemas que se pueden presentar en distintas operaciones y sus posibles soluciones, una guía de refuerzo para el manejo de algunas de las llaves eléctricas utilizadas en estas operaciones, junto con una guía básica de los temas a tratar en cuanto a la seguridad industrial que siempre debe formar parte de esta actividad.

El presente “Protocolo Para Supervisor de Operaciones en Independence Drilling S.A”, busca ser un documento que cumpla con varios objetivos:

- El primero de ellos, el se servir de guía o texto base para los estudiantes en práctica o los ingenieros de petróleos recién egresados, porque así se está brindando una alta posibilidad de poder convertirse en un material que ayudará a mitigar la falta de experiencia.
- Busca ser un material de apoyo al personal operativo de la Empresa Independence Drilling S.A”, no para que este personal dependa única y exclusivamente de este



documento para la realización de sus operaciones, fases o metas, pero si, para que se cuente con un soporte teórico y alternativa de soluciones en caso de presentarse algunos inconvenientes o situaciones que ameriten otro punto de vista o alternativas a maniobras específicas.

- También se podrá convertir en un material de base con el que se podrían confirmar los procesos necesarios a realizar y evitar acciones o maniobras innecesarias, cuando se está laborando en un equipo de perforación, completamiento y workover de pozos petroleros.
- Para la Empresa Independence Drilling S.A, busca brindar aportes teórico prácticos porque quien realiza esta investigación cuenta con varios años de labor y por lo tanto, es conocedor de las prácticas que en esta Empresas son susceptibles de ser mejoradas o reestructuradas para mejorar los resultados y consolidar su eficacia y calidad en los servicios.



10. RECOMENDACIONES

La exploración y explotación del petróleo en Colombia crece con frecuencia. Actualmente se producen más de 900 mil barriles de petróleo por día y se han descubierto nuevos campos y zonas petroleras en el país. Están confirmadas reservas y explotaciones petroleras hasta el año 2021 para contar con autosuficiencia, sin embargo, con las nuevas perspectivas de exploración y descubrimientos de nuevos yacimientos es muy posible que estas reservas se aumenten en varios más. Esto indica, que la actividad petrolera en Colombia continuará vigente por décadas y por lo tanto, se ha de requerir de iniciativas como las que aquí se presentan, para fortalecer la acción y la labor de todo el personal que presta sus servicios a este sector.

Todos los procesos relacionados en esta investigación (Arme, Perforación y Completamiento), se deben diseñar, programar y ejecutar cumpliendo en todos los casos con los siguientes aspectos:

- Los más altos índices de seguridad de acuerdo a los principios relacionados con HSEQ diseñados y seguidos por la Empresa.
- Velar porque el personal se encuentre siempre con la mejor disposición para realizar sus labores, una persona indispuesta física, moral o psicológicamente puede crear un mal ambiente de trabajo y por lo tanto, aumentan las probabilidades de que suceda u accidente laboral.
- Es responsabilidad de todos y especialmente de los altos cargos laborales en el pozo como Perforador, Jefe del Equipo, Supervisor y el Representante de la Compañía, vigilar y controlar tanto las normas de seguridad como el adecuado desempeño del equipo, como la integridad física y laboral de sus subalternos como Mecánicos, Personal Operativo, Enganchador, Encuellador, Ayudantes, Obreros de Patio, Encargado de Motor, Cementador Instrumentista y Personal de Servicio.
- Velar por el adecuado manejo, uso y almacenamiento de las herramientas empleadas en las distintas operaciones y por los distintos operadores, sin excepción.



BIBLIOGRAFÍA

AVELLANEDA, Alfonso., Petróleo colonización y medio ambiente en Colombia, 1998, editorial Ecoe ediciones, 184 págs.

AZCONA, Juan Pedro., ¿Cómo se obtiene el petróleo? La exploración petrolera, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). 2004.

Hughes – Christensen Training Course.

Ingeniería de Producción Sistema de Completación. PDVSA CIED. 1995.

Manual de control de pozos, Well Control School, edición 1997.

Manual de Operaciones de Perforación 1994.

Manual de perforación DRILCO -GRANT, 1997.

Ministerio de Trabajo y Seguridad Social. Manual para inspectores de trabajo. Sección de publicaciones del SENA, Bogotá, 1996, p. 36 – 38.

PEÑARANDA, J y Trejo, E. Estudio y Diseño de Esquemas de Completación de Pozos. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela. Noviembre, 2002.

RIAÑO GAITÁN, Jesús Maria., Perforaciones El Dorado, Curso Para Operadores de Perforación, Tool Pusher de Perforación Y Workover, 1.998, 54 págs.

SIERRA, Carlos M., Curso para operadores sobre manejo de producción, Ing. de la Universidad Nacional de Colombia, 1999.

TAMARE, Edo., Curso de Completación de Pozos. Editorial Lagoven S.A. Zulia. 1990.

<http://www.independence.com.co/petroleo/servicios.html>

<http://ticsperu.wikispaces.com/Polaridad+y+Petroleo+Crudo>



ANEXOS

Anexo A. Primer conjunto de imágenes de equipos a utilizar

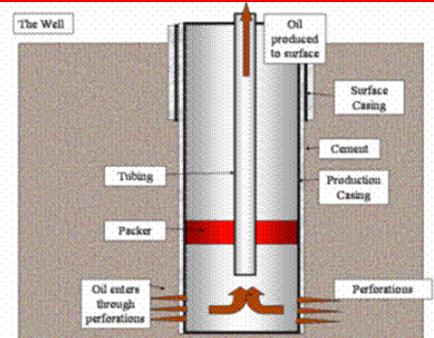
Foto 1:CORONA	Foto 2:TORRE	Foto3:TRABAJADERO Y STAND PIPE
 <p>(Crow Block) Es un ensamble de poleas montado sobre vigas en el tope del taladro. El cable de perforación es corrido sobre las poleas hasta el tambor de levantamiento (parte del malacate).</p>	 <p>Estructura metálica ergida cerca del tope del taladro, usada para levantar material.</p>	 <p>(Encuelladero o Monkeyboard) Es la plataforma de trabajo del encuellador desde donde organiza la tubería de perforación. Su altura depende del número de tubos conectados que se manejen en el taladro, por lo general tres (90 pies) o dos (60 pies).</p>



Foto 4:CABLE DE PERFORACIÓN	Foto 5:BLOQUE VIAJERO CON BRAZOS	Foto 6:TOP DRIVE
<p>(Drilling Line) Es un cable grueso de acero, organizado en un tambor o carretel que recorre la corona y el bloque viajero. Su propósito primario es levantar o bajar dentro del pozo la tubería de perforación ó el revestimiento. Es también usado para soportar las herramientas de perforación.</p> 	<p>También denominado como Travelling Block, es un arreglo de poleas a través del cual el cable de perforación es manejado y sube o baja en la torre.</p> 	<p>El Top drive rota la sarta de perforación y la broca sin usar la mesa rotaria. Es operado desde una consola de control en el piso del taladro (rig floor).</p> 

Anexo B. Segundo conjunto de imágenes de equipos a utilizar

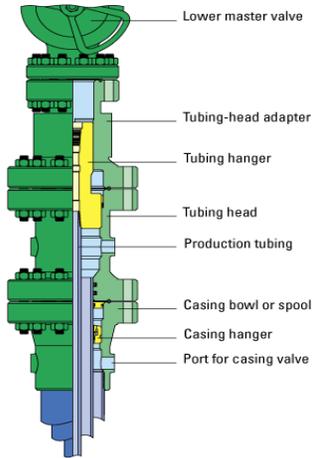
Foto 7:SUBESTRUCTURA DE UNIDAD BÁSICA	Foto 8:CASING DE SUPERFICIE:
	<p>El equipo de torre 21 utiliza una subestructura para darle altura a la torre de perforación ya que es una torre para trabajos de workover y fue adaptada para perforación. Esta estructura es única en su tipo.</p>
<p>Foto 9:CUENTA STROKES</p>	<p>Foto 10:ACUMULADOR EN LA TORRE</p>
	



Revestimiento de mayor diámetro ubicado en una zona somera, para: (i) proteger del influjo de agua dulce, (ii) provee una integridad de presión mínima y ubicar la preventora de reventones – BOP- (iv) provee fuerza estructural que permite que las otras sarta de revestimiento pueda ser suspendida. Casing de Producción: Revestimiento que tiene contacto con el yacimiento en el cual los componentes del completamiento es instalado.



**Foto 11: CABEZA DE POZO
(Wellhead)**



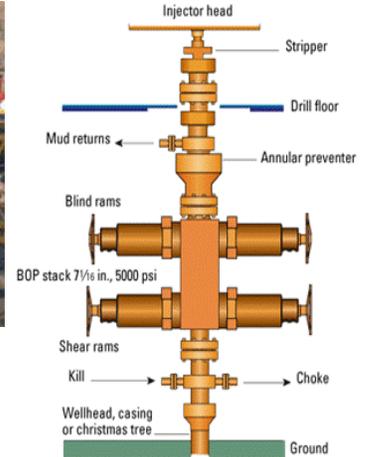
Casing Spool: Es un componente flanged para asegurar la parte superior del pozo. Se encuentran en varias medidas y rating de presión

Casing Hanger: Soporta la sarta de revisitamiento cuando se corre en el pozo.

Tubing Head Spool: El componente que soporta la sarta de tubería y provee un medio para unir el árbol de navidad.

Tubing Hanger: Componente ubicado en la junta superior de la sarta de tubería para soportar la sarta de tubería.

Foto 12: BLOWOUT PREVENTER



Las preventoras (BOP) de un pozo es un conjunto de válvulas ubicadas en el tope del pozo las cuales pueden ser cerrados en caso de que haya un influjo de fluidos a superficie. Con el cierre de las válvulas se obtiene control sobre el influjo de fluidos de formación.

Preventor Anular: Válvula que sella alrededor de la tubería utilizando un elastómero que es internamente presionado. La ventaja es que permite sellar en distintos tamaños de tubería.

Pipe Ram: Elemento de sello metálico el cual es cerrado a alta presión formado por media lunas que rodean la tubería

Blind Ram: Formado por dos bloques de acero que se encuentran en el medio del pozo para sellar el pozo. Esta válvula no tiene espacio para la tubería con el fin de cerrar el pozo.

Shear Ram: Estas válvulas están diseñadas para cortar la tubería. Es usado como último recurso.



Anexo C. Tercer conjunto de imágenes de equipos a utilizar

Foto 13:TUBERÍA DE PERFORACIÓN	Foto 14:CASETA DE SUPERVISOR	Foto 15:CONSOLA DEL MAQUINISTA
 <p>(Drill Pipe) Son tubos de alto peso usados para rotar la broca y circular el fluido de perforación. Por lo general son juntas de 30 o 90 pies que permiten acoplarse entre ellas y con las herramientas necesarias para perforar.</p>	 <p>(Casa del Perro ó Dog House) Es un pequeño cuarto ubicado en el piso del taladro, usado como oficina del supervisor y como almacén para herramientas pequeñas.</p>	 <p>(Drillers Console) Es el panel de control, ubicado en la plataforma desde donde el perforador controla las operaciones del taladro y maneja el equipo.</p>
Foto 16:CHOKE MANIFOLD	Foto17:BOMBAS DE LODO	Foto 18:MALACATE
 <p>El arreglo de tuberías y válvulas especiales, llamadas chokes a través del cual se circula el fluido de perforación cuando se cierran las preventoras para controlar presiones encontradas en la formación durante un reventón.</p>	 <p>Grandes bombas de reciprocación son usadas para circular el lodo (fluido de perforación) en un taladro.</p>	 <p>Equipo que se emplea para subir o halar grandes objetos y pesos. Se trata de un tambor metálico con controles en donde se enrosca un cable o cabo que en su extremo lleva un gancho.</p>



Anexo D. Cuarto conjunto de imágenes de equipos a utilizar

Foto 19:SWIBEL Y MESA ROTARIA	Foto 20:ZARANDA (SHALE SHAKER)	Foto 21:SEPARADOR DE LODO
 <p>Es el principal componente de rotación para girar y soportar la sarta de perforación; consiste de elementos de rotación que permiten utilizar velocidades variables y a la vez soportar el peso de la sarta dentro del pozo.</p>	 <p>Corresponde a una serie de bandejas con mallas que vibran para remover los cortes perforados del fluido saliente. El tamaño de las aperturas es seleccionado para que sean menores al tamaño de los cortes y asegurar su remoción.</p>	 <p>(Mud Cleaner) Es un aparato usado para retirar el exceso de arena o cortes proveniente del pozo cuando se esta perforando el pozo el pozo.</p>
Foto 22:KELLY SPINNER	Foto 23:TANQUES DE LODO	Foto 24:PISCINAS (PITS)
 <p>Es un componente de acero pesado, hexagonal (común) ó cuadrado suspendido por el bloque viajero a través de la mesa rotaria. Está conectado a la última junta de la sarta para girar la tubería a medida que rota la mesa.</p>	 <p>Serie de tanques abiertos, a través de los cuales el lodo es circulado para permitir que arena y sedimentos se depositen y sean retirados. Aditivos son mezclados con el lodo y este es temporalmente almacenado antes de ser bombeado nuevamente al pozo. Los tanques están divididos en compartimentos de acuerdo con su uso: Shaker Pits, Settling Pits y Suction Pits.</p>	 <p>Es una piscina en la cual se almacenan los cortes o desechos del pozo. Es también usada para guardar residuos líquidos y se hace excavada en el suelo y cubriendo sus paredes con arcilla ó con membrana plástica impermeable para prevenir la contaminación del suelo.</p>



Anexo E. Quinto conjunto de imágenes de equipos a utilizar

<p>Foto 25:COLLARES DE PERFORACIÓN</p> 	<p>(Drill Collars) Son tubos pesados de paredes gruesas usados entre la broca y la tubería para colocar peso sobre el fondo de la sarta y ayudar en la perforación.</p>	<p>Foto 26:ARBOL DE SUABEO</p> 
<p>Foto 27:UNIDAD DE CEMENTACIÓN</p> 	<p>Foto 28:RAMPA Y PLANCHADA</p> 	<p>Foto 29:LÍNEA QUEMADERO</p> 
<p>Foto 30:LÍNEAS DE SUCCIÓN DE BOMBAS</p> 	<p>Foto 31:ACUMULADOR</p> 	<p>Foto 32:PLANTA RED FOX</p>  <p>Planta de tratamiento de aguas residuales en donde se someten a un tratamiento de potabilización. Tiene un sistema de recirculación, en el cual el agua está fluyendo todo el tiempo, tirado por gravedad o por una pompa. Su afluente corresponde a un curso de agua, también llamado tributario, que no desemboca sino que circula a un curso secundario.</p>



Foto 33:BARRENA O BROCA



Elemento de corte localizado en el extremo inferior de la sarta de producción que se utiliza para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación rotaria. Funcionan con base a dos principios: fallar la roca venciendo sus esfuerzos de corte y de compresión.

Anexo F. Primer conjunto de imágenes de herramientas a utilizar

Foto 34:CODO CHICKSAN



Foto 35:CROSS OVER



Foto 36:LIFITING SUB, CROSS OVER Y JUNK BASKET



Foto 37:ELEVADOR DE TUBERÍA



Foto 38:RIACHES PARA AMARRAR CARGAS



Foto 39:CUÑA PARA DC





Anexo G. Segundo conjunto de imágenes de herramientas a utilizar

<p>Foto 40:CUÑA TUBERÍA</p>	<p>Foto 41:RANES INTERCAMBIABLES DE BOP</p>
	
<p>Foto 42:TENSORES DE TORRE</p>	<p>Foto 43:LÍNEA DE SUCCIÓN BOMBAS</p>
	
<p>Foto 44:ANCLA DEL CABLE MUERTO</p>	<p>Foto 45:TENSORES</p>
	



Anexo H. Tercer conjunto de imágenes de herramientas a utilizar

Foto 46:CUÑAS PARA DRILL COLLAR



**Foto 47:ELEVADOR PARA TUBING 2
7/8"**



Foto 48:KELLY BUSHING



Foto 49:AYATOLES



Foto 50:LLAVE DE POTENCIA



Foto 51:SAFETTY CLAMP





Anexo I. Cuarto conjunto de imágenes de herramientas a utilizar

Foto 52:CUÑAS PARA DRILL PIPE



Foto 53:CUÑA NEUMÁTICA



Foto 54:ELEVADOR PARA DRILL PIPE



Foto 55:DRILLING SPOOL ADAPTER



Foto 56:LLAVE DE CADENA



Foto 57:ELEVADORES DE TUBERÍA





Anexo J. Diagrama típico de un equipo de Bombeo Electrosumergible.

Foto 58:

