

**METODOLOGÍA PARA REALIZAR EL ASEGURAMIENTO Y CONTROL DE LA  
CALIDAD DE LOS FLUIDOS Y QUÍMICOS UTILIZADOS EN OPERACIONES DE  
PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO**



**JULIETH ANGÉLICA ARDILA ALVARADO**

**EDGAR DANIEL RUIZ MARIN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

**METODOLOGÍA PARA REALIZAR EL ASEGURAMIENTO Y CONTROL DE LA  
CALIDAD DE LOS FLUIDOS Y QUÍMICOS UTILIZADOS EN OPERACIONES DE  
PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO**

**JULIETH ANGÉLICA ARDILA ALVARADO  
EDGAR DANIEL RUIZ MARIN**

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

**Director**

**OSCAR FERNANDO LÓPEZ SILVA  
Ingeniero de petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

*A ella, mi motivación diaria, mi mundo, mi fortaleza. A mi mamita consentida, mi amor eterno. Te amo con mi vida mamá.*

*A los yitos. Mi hermanito mayor, siempre a mi lado aunque no estemos cerca. Y mi papá, que se merece el cielo por hacer sonreír a mamá, por apoyarme en todo.*

*A mis reinas más bellas, tía Lili y Mayra. Y a Matty mi primito favorito. Gracias por enseñarme lo que significa tener un segundo hogar.*

*A Rose, mi corazón del mar. Gracias por compartir este sueño conmigo.*

*A mi adorada Kathe, mi nonita, a toda mi familia, de corazón muchas gracias. Ustedes son la razón por la que llegaré aún más lejos de lo que jamás pensé, más allá de mis propios sueños.*

*Y a mis mejores amigos: mi amiguita hermosa Angélica, Andrés, pimpi, Nini, Pao y Angélica Nier. Donde sea que estén, sin importar la distancia ni el tiempo siempre los voy a querer.*

*Todos representan a Dios en mi vida, mi felicidad.*

**Edgar Daniel Ruiz Marín**

*Agradezco a Dios, por permitirme estar aquí y ser el motor de mi felicidad. A mis papás, que con sacrificio y amor han luchado por mí y son mi orgullo. A mi hermano, que con su compañía y apoyo alegra mis días. A toda mi familia; por esa admiración y amor tan grande. Ustedes siempre serán mi principal motivación.*

*A mis amigos, por regalarme sonrisas, secar mis lágrimas y confiar en mí. Por ser baúl de secretos y fans de mis talentos. Por defenderme y apoyar mi vida personal y académica.*

*A esas personas que siempre han tenido una sonrisa para mí y han compartido estos años conmigo.*

*A todos ellos. Gracias.*

***Julieth Angélica Ardila Alvarado***

## CONTENIDO

	pag.
INTRODUCCIÓN .....	20
1. EL SISTEMA DE CIRCULACIÓN .....	22
1.1 FUNCIONES .....	23
1.2 PROCEDIMIENTOS DE PRUEBA PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	25
1.2.1 Dosificación.....	27
1.2.2 Cambios de propiedades del lodo.....	29
1.3 ADITIVOS PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	32
1.3.1 Densificantes.....	33
1.3.2 Viscosificantes.....	34
1.3.3 Materiales para controlar filtrado.....	35
1.3.4 Materiales para controlar reología.....	36
1.3.5 Materiales para controlar pH.....	37
1.3.6 Materiales para controlar perdida de circulación .....	37
1.3.7 Materiales para dar lubricidad.....	38
1.3.8 Surfactantes.....	38
1.3.9 Materiales para flocular.....	39
1.3.10 Estabilizantes de lutitas .....	40
1.3.11 Materiales para controlar la corrosión .....	41
1.3.12 Materiales para controlar bacterias y hongos .....	41
1.4 CONTAMINANTES Y TRATAMIENTOS.....	42
1.4.1 Sólidos de perforación.....	43
1.4.2 Sulfatos de Calcio .....	45
1.4.3 Cemento.....	46
1.4.4 Carbonatos.....	48
1.4.5 Sal.....	49
1.4.6 Sulfuro de Hidrógeno [ <i>H<sub>2</sub>S</i> ].....	50
1.4.7 Diesel.....	50

1.4.8	Cloruros.....	51
2.	CEMENTACIÓN DE POZOS .....	52
2.1	ACCESORIOS PARA CEMENTACIÓN .....	56
2.1.1	Equipo superficial.....	57
2.1.2	Equipo subsuperficial .....	59
2.2	CLASIFICACIÓN DE LA CEMENTACIÓN .....	60
2.3	TIPOS DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO .....	62
2.4	DISEÑO DE UNA CEMENTACIÓN.....	65
2.4.1	Factores que afectan el diseño de una lechada.....	66
2.4.2	Diseño de la lechada de cemento .....	69
2.5	PROCEDIMIENTO OPERACIONAL.....	74
2.5.1	Ejecución de operaciones .....	75
2.5.2	Procedimiento de diseño .....	80
2.6	EVALUACIÓN DE CONDICIONES DEL POZO.....	81
2.7	DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS DE CONTROL.....	84
2.7.1	Espaciadores y lavadores.....	88
2.7.2	Fluidos empacantes.....	89
2.8	PROBLEMAS DURANTE LA CEMENTACIÓN.....	90
3.	ESTÁNDARES DE REFERENCIA .....	94
3.1	FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	94
3.1.1	API SPEC 13A. Especificación para materiales de fluidos de perforación.....	97
3.1.2	API RP 13B-1. Pruebas de campo de fluidos de perforación base-agua.....	98
3.1.3	API RP 13B-2. Pruebas de campo de fluidos de perforación base-aceite.....	98
3.1.4	API RP 13I. Pruebas de laboratorio para fluidos de Perforación.....	99
3.1.5	API Standard 653. Inspección, reparación, modificación y reconstrucción de tanques.....	99
3.1.6	API RP 13G. Formularios de reportes para lodos de perforación.....	100
3.1.7	API RP 7K Y API RP 7L.....	103

3.1.8	API RP 4G. Operación, inspección, mantenimiento y reparación de estructuras de perforación y servicios petroleros.....	103
3.1.9	API RP 45. Análisis de aguas de campos petroleros.....	104
3.1.10	API SPEC Q1. Especificación para programas de calidad para la industria de petróleo y gas natural.....	105
3.1.11	API RP 13K. Análisis químico de la barita.....	105
3.1.12	API RP 13E. Práctica recomendada para las cribas para zarandas.....	106
3.1.13	ASTM D611-82. Standard Test Method for Aniline Point and Mixed Aniline Point for Petroleum Products and Hydrocarbon Solvents.....	107
3.1.14	ASTM E177. Standard Practice for Use of the Terms Precision and Bias in ASTM Test Methods .....	108
3.1.15	ASTM Spec E1. Standard Specification for ASTM Thermometers.....	108
3.2	FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO .....	108
3.2.1	API Especificación 10A. Especificación para cementos y materiales para cementación de pozos.....	109
3.2.2	API Especificación 10B. Pruebas de cementación de pozos .....	110
3.2.3	API Especificación 13J. Pruebas para salmueras pesadas.....	110
3.2.4	ASTM C 114. Pruebas estándar para el análisis químico del cemento hidráulico	111
3.2.5	ASTM C 150. Especificación estándar para cementos Portland.....	111
3.2.6	ASTM C 183. Toma de muestras y cantidad de cemento hidráulico de prueba....	112
3.2.7	ASTM C 188. Pruebas estándar para densidad de cemento hidráulico.....	112
4.	METODOLOGÍA PARA EL CONTROL Y ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO.....	113
4.1	PASO A PASO .....	113
4.2	FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	119
4.2.1	Introducción .....	119
4.2.2	Revisión, inspección y mantenimiento de equipos.....	119
4.2.3	Calidad del agua de preparación.....	133
4.2.4	Materiales para fluidos de perforación.....	136
4.2.5	Muestreo, inspección y rechazo .....	145
4.2.6	Procedimientos de prueba para materiales usados en fluidos de perforación .....	145

4.2.7	Requisitos de transporte, empaçado, marcado y almacenamiento.....	146
4.2.8	Preparación de fluidos.....	147
4.2.9	Informe .....	159
4.3	FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO.....	160
4.3.1	Introducción.....	160
4.3.2	Revisión, inspección y mantenimiento de equipos.....	162
4.3.3	Etiquetado, empaçado, transporte y almacenamiento de muestras.....	164
4.3.4	Propiedades y requerimientos físico/químicos.....	165
4.3.5	Aditivos y funciones .....	166
4.3.6	Muestreo y acondicionamiento del fluido .....	169
4.3.7	Procedimientos de pruebas para fluidos de completamiento .....	170
4.3.8	Recomendaciones durante la cementación .....	171
4.4	SALMUERAS.....	173
4.4.1	Calibración de equipos .....	173
4.4.2	Pruebas para salmueras.....	173
4.4.3	Corrosión .....	175
4.4.4	Contaminación con hierro.....	175
4.4.5	Reporte diario de pruebas de fluidos de completamiento .....	176
5.	ANÁLISIS OPERATIVO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO PREPARADOS BAJO UN ADECUADO QA/QC .....	178
5.1	EVALUACIÓN Y GENERACIÓN DE INFORMES .....	180
5.1.1	Equipos para fluidos de perforación.....	180
5.1.2	Mangueras de lodo y cemento de alta presión .....	182
5.1.3	Sistema de remoción de sólidos perforados.....	183
5.1.4	Camiones cisterna .....	185
5.1.5	Unidad de filtrado.....	186
5.1.6	Tanques de preparación .....	187
5.1.7	Agua de preparación .....	189
5.1.8	Materiales para fluidos de perforación.....	193
5.1.9	Transporte, empaçado, marcado y almacenamiento.....	195

5.1.10	Preparación de fluidos .....	196
5.1.11	Inspección y evaluación de equipos de cementación .....	198
5.1.12	Etiquetado y empaçado de muestras y cemento para pozos.....	200
5.1.13	Propiedades y requerimientos físico/químicos del cemento.....	201
5.1.14	Aditivos, muestreo y acondicionamiento del fluido.....	202
5.1.15	Pruebas para fluidos de completamiento.....	203
5.1.16	Recomendaciones durante la cementación .....	204
5.1.17	Calibración y verificación de materiales y equipos utilizados para evaluar salmueras .....	205
5.1.18	Pruebas para salmueras.....	206
5.2	REPORTE CUANTITATIVO (HERRAMIENTA ELECTRÓNICA) .....	208
5.2.1	Programación metodología QA/QC .....	209
5.2.2	Interfaz .....	211
6.	CONCLUSIONES.....	214
7.	RECOMENDACIONES .....	216
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	217
	BIBLIOGRAFIA.....	220
	ANEXOS.....	221

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. <i>Funciones del lodo de perforación</i> .....	24
Tabla 2. <i>Propiedades requeridas para lodos de perforación</i> .....	26
Tabla 3. <i>Relación entre el tipo de suelo y su tendencia al colapso</i> .....	27
Tabla 4. <i>Viscosidad Marsh para algunos tipos de suelos</i> .....	28
Tabla 5. <i>Límites de control para las propiedades del lodo, para diseño</i> .....	28
Tabla 6. <i>Cambios en las propiedades del lodo</i> .....	30
Tabla 7. <i>Materiales Densificantes</i> .....	34
Tabla 8. <i>Materiales Viscosificantes</i> .....	35
Tabla 9. <i>Materiales para controlar pH</i> .....	37
Tabla 10. <i>Materiales Surfactantes</i> .....	39
Tabla 11. <i>Contaminación con sólidos de perforación</i> .....	43
Tabla 12. <i>Tratamientos para contaminación con sólidos de perforación</i> .....	44
Tabla 13. <i>Contaminación con sulfatos de calcio</i> .....	45
Tabla 14. <i>Tratamientos para contaminación con sulfatos de calcio</i> .....	45
Tabla 15. <i>Contaminación con cemento</i> .....	46
Tabla 16. <i>Tratamientos para contaminación con cemento</i> .....	47
Tabla 17. <i>Contaminación con carbonatos</i> .....	48
Tabla 18. <i>Tratamientos para contaminación con carbonatos</i> .....	48
Tabla 19. <i>Contaminación con sal</i> .....	49
Tabla 20. <i>Tratamientos para contaminación con sal</i> .....	49
Tabla 21. <i>Contaminación con sulfuro de hidrógeno [H<sub>2</sub>S]</i> .....	50
Tabla 22. <i>Tratamiento para contaminación con sulfuro de hidrógeno [H<sub>2</sub>S]</i> .....	50
Tabla 23. <i>Contaminación con diesel</i> .....	50
Tabla 24. <i>Tratamiento por contaminación con diesel</i> .....	51
Tabla 25. <i>Contaminación con cloruros</i> .....	51
Tabla 26. <i>Tratamientos por contaminación con cloruros</i> .....	51
Tabla 27. <i>Clasificación de los cementos API</i> .....	54
Tabla 28. <i>Rendimiento según la clase de cemento</i> .....	67
Tabla 29. <i>Pruebas de laboratorio</i> .....	70
Tabla 30. <i>Problemas asociados a las lechadas de cemento. Schlumberger</i> .....	92
Tabla 31. <i>Contenido de metodología QA/QC</i> .....	115
Tabla 32. <i>Categorías de Inspección</i> .....	121
Tabla 33. <i>Sistema de control de sólidos</i> .....	125
Tabla 34. <i>Propiedades Físico-Químicas Evaluadas</i> .....	135
Tabla 35. <i>Requisitos físicos y químicos de la barita</i> .....	140
Tabla 36. <i>Requisitos físicos y químicos de la hematita</i> .....	140
Tabla 37. <i>Requisitos físicos de la atapulgita</i> .....	140
Tabla 38. <i>Requisitos físicos y químicos de la bentonita</i> .....	141

Tabla 39. <i>Requisitos físicos y químicos de la bentonita No Tratada</i> .....	141
Tabla 40. <i>Requisitos físicos de la bentonita grado OCMA</i> .....	141
Tabla 41. <i>Requisitos físicos de la sepiolita</i> .....	142
Tabla 42. <i>Requisitos físicos del PAC-HV</i> .....	142
Tabla 43. <i>Requisitos físicos del PAC-LV</i> .....	142
Tabla 44. <i>Requisitos físicos del CMC - LVT</i> .....	143
Tabla 45. <i>Requisitos físicos del CMC - LVT</i> .....	143
Tabla 46. <i>Requisitos físicos del almidón</i> .....	143
Tabla 47. <i>Requisitos físicos de la goma xantana</i> .....	144
Tabla 48. <i>Requisitos físicos del PAC-HV</i> .....	144
Tabla 49. <i>Requisitos físicos del PAC-LV</i> .....	144
Tabla 50. <i>Aplicaciones de las diferentes clases de cemento</i> .....	160
Tabla 51. <i>Contenido de los registros de calibración</i> .....	162
Tabla 52. <i>Equipos</i> .....	163
Tabla 53. <i>Cantidad de agua</i> .....	165
Tabla 54. <i>Requerimientos químicos del cemento grado O</i> .....	166
Tabla 55. <i>Tiempo de espesamiento requerido</i> .....	171
Tabla 56. <i>Densidad de fluidos libres de sólidos</i> .....	174
Tabla 57. <i>Especificaciones técnicas de una salmuera</i> .....	174
Tabla 58. <i>Reporte diario de salmuera</i> .....	177
Tabla 59. <i>Checklist: Revisión e inspección de equipos</i> .....	180
Tabla 60. <i>Checklist: Mangueras de lodo y cemento de alta presión</i> .....	182
Tabla 61. <i>Checklist: Sistema de remoción de sólidos perforados</i> .....	183
Tabla 62. <i>Arreglos equipo de remoción de sólidos</i> .....	185
Tabla 63. <i>Checklist: Camiones cisterna</i> .....	185
Tabla 64. <i>Checklist: Unidad de filtrado</i> .....	186
Tabla 65. <i>Checklist: Tanques de preparación</i> .....	187
Tabla 66. <i>Checklist: Agua de preparación</i> .....	189
Tabla 67. <i>Checklist: Materiales para fluidos de perforación</i> .....	193
Tabla 68. <i>Checklist: Transporte, empaçado, marcado y almacenamiento</i> .....	195
Tabla 69. <i>Checklist: Antes de recibir el fluido</i> .....	196
Tabla 70. <i>Checklist: Después de recibir el fluido</i> .....	196
Tabla 71. <i>Checklist: Inspección y evaluación de equipos de cementación</i> .....	198
Tabla 72. <i>Checklist: Etiquetado y empaçado de muestras y cemento para pozos</i> .....	200
Tabla 73. <i>Checklist: Propiedades y requerimientos físico/químicos del cemento</i> .....	201
Tabla 74. <i>Checklist: Aditivos, muestreo y acondicionamiento del fluido.</i> .....	202
Tabla 75. <i>Checklist: Fluidos de completamiento</i> .....	203
Tabla 76. <i>Checklist: Durante la cementación</i> .....	204
Tabla 77. <i>Checklist: Materiales y equipos utilizados para evaluar salmueras</i> .....	205
Tabla 78. <i>Checklist: Pruebas para salmueras</i> .....	206

## LISTA DE FIGURAS

	pag.
Figura 1. <i>Sistema de circulación</i> .....	23
Figura 2. <i>Muestreo de lodo</i> .....	26
Figura 3. <i>Componentes de la lechada de cemento</i> .....	52
Figura 4. <i>Componentes fundamentales del equipo superficial</i> .....	57
Figura 5. <i>Componentes del equipo subsuperficial</i> .....	59
Figura 6. <i>Tuberías de revestimiento</i> .....	62
Figura 7. <i>Etapas de un diseño de cementación</i> .....	65
Figura 8. <i>Etapas de un diseño de cementación</i> .....	78
Figura 9. <i>Diferencias entre las normas y los reglamentos técnicos</i> .....	94
Figura 10. <i>Reporte para lodos base agua</i> .....	101
Figura 11. <i>Reporte para lodos base aceite</i> .....	102
Figura 12. <i>Portada de Metodología QA/QC</i> .....	113
Figura 13. <i>Diagrama de actividades QA/QC</i> .....	122
Figura 14. <i>Dimensiones de las mangueras rotary y vibrator</i> .....	124
Figura 15. <i>Shaker screens</i> .....	127
Figura 16. <i>Zaranda vibratoria</i> .....	127
Figura 17. <i>Bomba centrífuga</i> .....	128
Figura 18. <i>Desgasificador</i> .....	128
Figura 19. <i>Hidrociclón</i> .....	128
Figura 20. <i>Desilter y Desander</i> .....	129
Figura 21. <i>Limpiador de lodo</i> .....	129
Figura 22. <i>Tanque de lodo</i> .....	130
Figura 23. <i>Tanques de preparación</i> .....	130
Figura 24. <i>Cash Tank</i> .....	130
Figura 25. <i>Frac Tank</i> .....	131
Figura 26. <i>Máquina centrífuga</i> .....	131
Figura 27. <i>Camión cisterna</i> .....	131
Figura 28. <i>Unidad de filtrado</i> .....	132
Figura 29. <i>Unidad de bombeo</i> .....	132
Figura 30. <i>Unidad de Coiled Tubing</i> .....	132
Figura 31. <i>Mud house</i> .....	137
Figura 32. <i>Barita</i> .....	140
Figura 33. <i>Hematita</i> .....	140
Figura 34. <i>Atapulgita</i> .....	140
Figura 35. <i>Bentonita</i> .....	141
Figura 36. <i>Bentonita grado OCMA</i> .....	141
Figura 37. <i>Sepiolita</i> .....	142

Figura 38. <i>Celulosa polianiónica alta viscosidad (PAC-HV)</i> .....	142
Figura 39. <i>Carboximetilcelulosa</i> .....	143
Figura 40. <i>Almidón</i> .....	143
Figura 41. <i>Goma xantana</i> .....	144
Figura 42. <i>Celulosa polianiónica</i> .....	144
Figura 43. <i>Contenedores flexibles intermedios para granel (FIBC)</i> .....	146
Figura 44. <i>Balanza de lodos</i> .....	149
Figura 45. <i>Balanza para lodo presurizada</i> .....	150
Figura 46. <i>Viscosímetro a manivela</i> .....	151
Figura 47. <i>Viscosímetro accionado por motor</i> .....	151
Figura 48. <i>Viscosímetro de velocidad variable</i> .....	151
Figura 49. <i>Filtro prensa API</i> .....	152
Figura 50. <i>Retorta</i> .....	153
Figura 51. <i>Equipo punto de anilina</i> .....	156
Figura 52. <i>Kit contenido de arena</i> .....	157
Figura 53. <i>Punto final de la titulación de azul de metileno</i> .....	157
Figura 54. <i>Completamiento de pozos</i> .....	161
Figura 55. <i>Equipos</i> .....	162
Figura 56. <i>Etiquetado y muestreo</i> .....	164
Figura 57. <i>Aditivos</i> .....	166
Figura 58. <i>Pruebas de compatibilidad</i> .....	170
Figura 59. <i>Cementación de pozos</i> .....	172
Figura 60. <i>Equipos y aditivos para salmueras</i> .....	173
Figura 61. <i>Corrosión de tuberías</i> .....	175
Figura 62. <i>Variedad de scales</i> .....	190
Figura 63. <i>Turbidez del agua</i> .....	191
Figura 64. <i>Interfaz inicial</i> .....	211
Figura 65. <i>Funcionamiento de la herramienta electrónica</i> .....	212
Figura 66. <i>Reporte impreso generado por el programa</i> .....	213

## RESUMEN

**TITULO:** METODOLOGÍA PARA REALIZAR EL ASEGURAMIENTO Y CONTROL DE LA CALIDAD DE LOS FLUIDOS Y QUÍMICOS UTILIZADOS EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO.

**AUTORES:** JULIETH ANGÉLICA ARDILA ALVARADO  
EDGAR DANIEL RUIZ MARÍN.\*\*

**PALABRAS CLAVES:** QA/QC (Quality Assurance & Quality Control), fluidos, perforación, completamiento, listas de chequeo, metodología, normas.

La ejecución y culminación exitosa de las operaciones de perforación y completamiento requiere de fluidos en excelentes condiciones y de equipos óptimos para prepararlos. En la actualidad, asegurar y controlar la calidad de los mismos, demanda de estándares internacionales consignados en diferentes normatividades. El presente proyecto nace con el objetivo de ofrecer una única fuente que contenga estas especificaciones y que sirva de referencia para las compañías que lo requieran, incluyendo aquellas dedicadas al negocio QA/QC. A su vez, se establecen indicaciones adecuadas para evitar incurrir en errores cometidos habitualmente en el manejo de fluidos.

De acuerdo a lo expresado anteriormente, se ha desarrollado una metodología que permite asegurar las propiedades de los fluidos mencionados. Este proceso integró las fases de recolección y análisis de la información concerniente a pruebas, procedimientos, aditivos y aparatos utilizados; así como parámetros de aseguramiento y control establecidos por la normatividad vigente. El documento final refleja 3 etapas: antes, durante y después del proceso de preparación de los fluidos. De modo que es sencillo comprender paso a paso cómo puede asegurarse y controlarse su calidad.

Finalmente, se desarrolló una herramienta electrónica que posibilita reportar el nivel de QA/QC de los fluidos en la operación llevada a cabo. Esto se realiza a través de listas de chequeo, creadas de acuerdo a los criterios en que fueron divididos los capítulos de la metodología. La industria puede contar con este documento para que el personal de QA / QC evalúe los fluidos de perforación y completamiento.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director. Ing. Oscar Fernando López Silva.

## ABSTRACT

**TITLE:** METHODOLOGY FOR PERFORMING QUALITY CONTROL AND QUALITY ASSURANCE OF FLUIDS AND CHEMICALS USED IN DRILLING AND COMPLETION OPERATIONS\*

**AUTHORS:** JULIETH ANGÉLICA ARDILA ALVARADO  
EDGAR DANIEL RUIZ MARÍN.\*\*

**KEYWORDS:** QA/QC (Quality Assurance & Quality Control), fluids, drilling, completion, checklists, methodology, standards.

The implementation and successful execution of drilling and completion operations requires fluids be maintained in excellent conditions and optimum equipment be used to prepare them. At present, assuring and controlling their quality demands international specifications covered by different sets of standards. This project was created with the objective of providing a single source containing these specifications as a reference for professionals, students and companies, including those engaged in the QA / QC business. In turn, appropriate indications are established to avoid making common errors while handling fluids.

In order to achieve the objective above, a methodology has been developed to ensure the properties of the aforementioned fluids. This process integrated the collection and analysis of information regarding tests, procedures, additives and equipment used, as well as assurance and control parameters set by current regulations. The final document reflects three stages: before, during, and after the fluid preparation process, providing a step-by-step understanding of how to assure and control fluid quality.

Finally, an electronic tool was developed to allow reporting of the QA / QC fluid levels in the operation carried out. This is done through checklists, which were created according to the same criteria used to divide chapters in the methodology. The industry can expect that QA/QC personnel will employ this document to assess the drilling and completion fluids.

---

\* Work Degree

\*\* Industrial University of Santander. Physicochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering, Director. Mr. Oscar Fernando López Silva.

## INTRODUCCIÓN

El aseguramiento y control de la calidad tiene por objetivo el buen desarrollo de las actividades realizadas, obteniendo resultados idóneos. El control de calidad se basa en mecanismos, herramientas y acciones realizadas con el fin de descubrir la presencia de errores y el aseguramiento de la calidad es un conjunto de actividades programadas y sistemáticas aplicadas a un sistema, garantizando los requerimientos de calidad de un servicio o actividad.

Este trabajo se enfoca en el aseguramiento del control y la calidad de los fluidos de perforación y completamiento de pozos petrolíferos, así como en el mejoramiento del uso y el mantenimiento de los equipos empleados en la preparación de los mismos. Con ayuda de las normas API existentes, se ha creado una metodología que apoya la planeación adecuada de la preparación de dichos fluidos; logrando mejorar y controlar la calidad y de esta manera disminuir los problemas presentes durante las operaciones.

Lo que se busca es describir metodológicamente un estudio que permita garantizar fluidos de óptimas condiciones. A manera de resumen ejecutivo, el desarrollo de este proyecto se ha realizado de la siguiente forma.

En primer lugar, se presenta el fundamento teórico seguido de una detallada revisión de los estándares internacionales cuyas disposiciones son indispensables y constituyen el fundamento de la metodología. A partir de las fuentes y las normas recopiladas, es presentada la metodología, la cual consta de 459 páginas y ha sido dividida en 3 capítulos que abarcan fluidos de perforación, fluidos de completamiento y salmueras.

Después de que se ha explicado el paso a paso en el proceso de creación del documento, se presenta un análisis operativo de los fluidos de perforación y completamiento, que consiste en un estudio sobre la trascendencia del control y aseguramiento de la calidad en las operaciones de campo, evaluando cada

aspecto crítico o componente del sistema cuyo mal funcionamiento podría afectar la calidad.

Posteriormente, se analizan los beneficios que ofrece una planeación adecuada de la preparación de los fluidos, así como los problemas que se pueden presentar si esta actividad no se lleva a cabo correctamente. Esto se ha logrado mediante la creación de listas de chequeo, las cuales son parte de la herramienta electrónica y cuya utilidad principal es la de proveer indicaciones concisas de los parámetros claves y de cómo éstos tienen influencia en la eficiencia operativa de los fluidos.

En última instancia, se describe la herramienta electrónica que permite reportar cuantitativamente la calidad de los fluidos, la generación de informes y visualización de los resultados obtenidos, al igual que las posibles soluciones y/o recomendaciones.

## 1. EL SISTEMA DE CIRCULACIÓN

Parte clave del proceso de perforación es la planeación adecuada de las propiedades del lodo y su importancia no debe ser subestimada, puesto que tiene una relación crítica en todos los aspectos. No solo actúa como un medio de transporte de los ripios y gas, permitiendo observar en superficie lo que está sucediendo en el hueco, sino que además, las propiedades del lodo determinarán la efectividad de la perforación, estabilidad y protección del pozo y las formaciones, así como el nivel de control de las presiones del subsuelo.

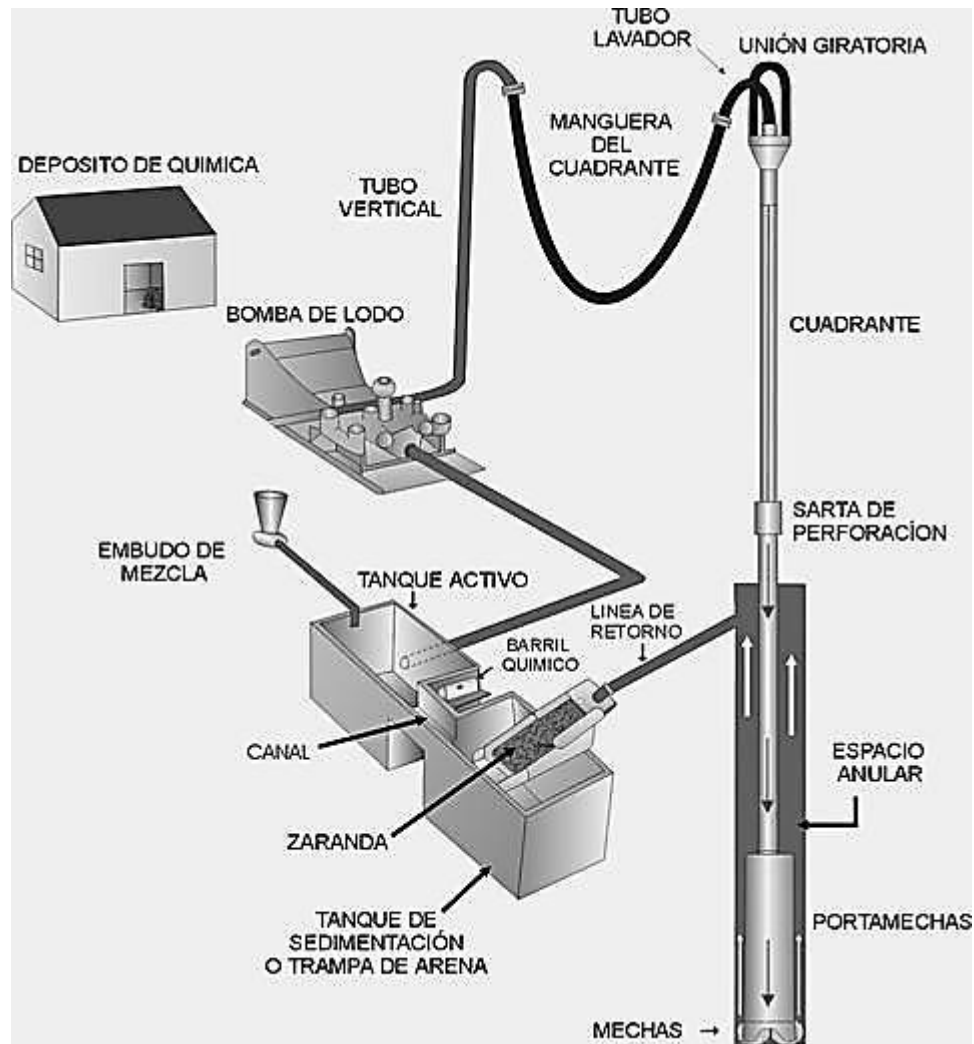
El lodo es preparado y almacenado en piscinas, formado por una mezcla de aditivos químicos que proporcionan propiedades físico-químicas idóneas a las condiciones operativas y a las características de la formación litológica a perforar.

Desde los tanques de almacenamiento el lodo es bombeado a través del standpipe, el cual está fijo a una de las columnas de la torre, y sigue por la manguera de la kelly a través del tubo en cuello de ganso. Por la manguera de la kelly, el lodo pasa a través de otro tubo en cuello de ganso a través de la swivel o del Top Drive, donde entra a la sarta de perforación y sale a través de las boquillas, regresando a superficie por el espacio anular entre la sarta de perforación y la pared del pozo (o la pared interna del revestimiento). Al regresar a la superficie, el lodo es pasado por varios elementos del equipo de control de sólidos para que le sean retirados los *cortes de la perforación*, antes de regresar a los tanques de lodo y completar el ciclo.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> HAWKER, David y VOGT, Karen. MANUAL DE PERFORACIÓN: PROCEDIMIENTOS Y OPERACIONES EN EL POZO. 3 ed. Alberta, Canadá: DATALOG, 2002. p. 26.

Figura 1. Sistema de circulación<sup>2</sup>



## 1.1 FUNCIONES

Los fluidos tienen la función de remover los cortes de la perforación fuera del pozo y de lubricar y refrigerar la broca y la sarta de perforación. De hecho, el lodo tiene muchas otras funciones y es la columna vertebral de prácticamente todas las operaciones de perforación de un pozo. Es importante que el fluido de perforación pueda llevar a cabo todas estas funciones eficientemente.<sup>3</sup>

<sup>2</sup> PDVSA. Fluidos de Perforación. CIED, Agosto 2002. p. 11.

<sup>3</sup> HAWKER, David y VOGT, Karen. Op. Cit p. 56.

**Tabla 1. Funciones del lodo de perforación<sup>4</sup>**

<b>Refrigerar y lubricar la broca y la sarta de perforación</b>	<b>Limpieza del fondo del pozo</b>	<b>Control de presiones de fondo</b>
<p>La acción de la perforación y la rotación de la sarta de perforación genera considerable cantidad de calor en la broca y en toda la sarta debido a la fricción. Calor que es absorbido por el fluido de perforación.</p>	<p>El fluido de perforación pasa a través de las boquillas o jets para expulsar los cortes de la perforación de debajo de la broca y arrastrarlos a través del anular a la superficie.</p>	<p>El lodo debe tener la densidad suficiente para proteger el pozo contra las presiones de formación y para mantener la estabilidad de las paredes del pozo.</p>
<b>Revestir la pared del pozo con torta de lodo</b>	<b>Ayuda a soportar el peso de la sarta</b>	<b>Transportar y remover los cortes de perforación</b>
<p>A medida que el pozo va siendo perforado, el filtrado va invadiendo las formaciones permeables y las partículas de sólidos en el lodo quedan en la pared del pozo.</p> <p>Estas partículas se acumulan cubriendo la pared con una delgada capa impermeable de torta de lodo que impide que se siga perdiendo fluido.</p>	<p>A medida que el pozo se hace más profundo, la sarta de perforación se hace más pesada y este peso cada vez mayor debe ser soportado por el taladro.</p> <p>Debido al desplazamiento en el fluido de perforación, la sarta experimenta un efecto de boyancia o flotación, lo cual implica una reducción del peso que ha de soportar el equipo de perforación.</p>	<p>Los cortes de perforación deben ser removidos del pozo para evitar rellenar el anular y permitir el libre movimiento y rotación de la sarta de perforación. También deben llevarse hasta la superficie para el análisis geológico de la litología del pozo.</p>
<b>Transmitir energía hidráulica a la broca</b>	<b>Estabilidad del pozo</b>	<b>Protección y evaluación de las formaciones</b>
<p>El fluido de perforación transmite la potencia hidráulica generada en las bombas en superficie a la broca.</p> <p>La tasa de circulación debe ser tal que la potencia óptima sea usada para limpiar la superficie que está siendo perforada.</p>	<p>Los fluidos de perforación sirven para prevenir la erosión y el colapso de la pared del pozo. Cuando se perforan formaciones porosas y permeables, la presión hidrostática evita que las formaciones inconsolidadas (como arenas) caigan dentro del pozo.</p>	<p>Para lograr la máxima protección a las formaciones es necesario lograr los valores óptimos de todas las propiedades del fluido de perforación.</p> <p>Los parámetros de perforación se controlan con el fin de determinar aquellos cambios que son debidos a cambios de formación.</p>

<sup>4</sup> *Ibíd.*, p. 56-58.

## 1.2 PROCEDIMIENTOS DE PRUEBA PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación deben ser formulados de tal forma que puedan conservar su calidad y utilidad de la manera más óptima posible, es por ello que su preparación se realiza en el campo y para un tiempo próximo a la fase en la cual ha de ser empleado, asegurando que conserve sus propiedades. Como condiciones generales, estos fluidos tienen que ser no tóxicos, no corrosivos, mantenerse inertes ante la presencia de otras sustancias, fluidos de la formación por ejemplo, y permanecer estables ante altas temperaturas.

Las operadoras contratan los servicios de empresas de fluidos como BAROID, CNPC Fluidos y MiSWACO para que estén al frente de la responsabilidad de formular el lodo. Para ello, los ingenieros de lodo o “los Químicos”, reciben cargas en paletas de sacos que llegan a la locación rigiéndose por un programa de fluidos desarrollado por los ingenieros de planificación y mediante el apoyo de los arenilleros, preparan el fluido a ser empleado en los tanques activos, de acuerdo a la fase.

Por lo general, cuando se emplea lodo base agua se tiene en cuenta lo siguiente:

- Hoyo de superficie: Aguagel.
- Hoyo intermedio: Polimérico Inhibido.
- Hoyo de producción: Viscoelástico.

Para monitorear el comportamiento del lodo, siempre es bueno hacerle un seguimiento o revisión a sus parámetros de manera constante y continua, detectando si el lodo está cumpliendo con las propiedades del plan. Generalmente el Ingeniero de Lodos coordina tres pruebas diarias: 4:00 am, 12:00 pm y 8:00 pm.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> PERFOBLOGGER. Fluidos de perforación. Junio, 2009. [en línea] <  
<http://achiji.blogspot.com/2009/06/formulacion-de-fluidos-de-perforacion.html>> [Citado 6 de Julio de 2014]

**Figura 2. Muestreo de lodo**



En cada una de ellas se revisa una serie de propiedades de acuerdo al tipo de lodo que se está preparando y si es base Aceite o base Agua. Entre las características que debe satisfacer un lodo de perforación, sobresalen las siguientes:

**Tabla 2. Propiedades requeridas para lodos de perforación<sup>6</sup>**

Propiedades	Rango de resultados a 68 °F (20 °C)	Método de Ensaye
Densidad del lodo antes del colocado, a 30 cm del fondo de la perforación, Kg/m <sup>3</sup>		
<b>Lodos minerales (bentonita)</b>		
Diseño por fricción	85, máximo (1.36x103)	Balanza de Lodos ASTM D 4380
Diseño por punta	70, máximo (1.12x103)	
<b>Lodos con polímero</b>		
Diseño por fricción	64, máximo (1.02x103)	
Diseño por punta	64, máximo (1.02x103)	
<b>Viscosidad Marsh, (s/l)</b>		
Lodos minerales (bentonita)	26 a 50	Cono Marsh y copa
Lodos con polímeros	40 a 90	
Contenido de arena en volumen % antes del colado, a 30 cm del fondo de la perforación		

<sup>6</sup> BARRERA, Jose; DINARTE, Pastor y SORTO, Wilfredo.

Actualización de procesos constructivos en pilotes de concreto en las zonas: area metropolitana de san salvador, san miguel y la union en la industria de la construcción. Trabajo de grado Ingeniero Civil. San Miguel: Universidad de Oriente. Facultad de Ingeniería y Arquitectura, 2008. Capítulo V, p 204.

<b>Lodos minerales (bentonita)</b> Diseño por fricción Diseño por punta	20 máximo 4 máximo	ASTM D 4381
<b>Lodos con polímero</b> Diseño por fricción Diseño por punta	1 máximo 1 máximo	
PH durante la excavación	7 a 12	ASTM D 4972

### 1.2.1 Dosificación

Debe de dosificarse para el estrato de suelo más crítico que se encontrará en la excavación y se correlacionará con la velocidad mínima necesaria, de acuerdo con la tabla 3.

**Tabla 3.** *Relación entre el tipo de suelo y su tendencia al colapso*<sup>7</sup>

Tipo de suelo	Tendencia al Colapso	
	Suelo Seco	Suelo con agua
<b>Arcilla</b>	No	No
<b>Limo</b>	Usualmente no	No algo
<b>Arena limosa</b>	Algo	Apreciable
<b>Arena fina, húmeda</b>	Apreciable	Apreciablemente alta
<b>Arena gruesa</b>	Apreciablemente alta	Alta
<b>Grava arenosa</b>	Alta	Muy alta
<b>Grava</b>	Muy alta	Muy alta

**Nota:**

**No:** Indica que la superficie es estable, pero no indefinidamente

**Algo:** Indica que el descascaramiento se puede producir en cualquier momento después de que se expone a la superficie

**Apreciable:** Indica que el colapso puede ocurrir en cualquier momento

**Alta y muy alta:** Indica que la excavación fallará a menos que se proteja

Para dosificar el lodo, se determina la fracción del suelo no coloidal necesario para la estabilidad de paredes, se elige la viscosidad Marsh en función del suelo, (ver tabla 4), luego se establecen los límites de control (ver tabla 5) además se determina si es necesario el uso de agentes de control como la barita, polímeros, controladores de pérdida de fluidos, entre otros.

<sup>7</sup> *Ibíd.*, p. 205.

**Tabla 4. Viscosidad Marsh para algunos tipos de suelos<sup>8</sup>**

Tipo de suelo	Viscosidad Marsh s / 946cm <sup>3</sup>	
	Excavación en seco	Excavación con nivel freático
Arcilla	27 – 32	-
Arena limosa, arena arcillosa	29 – 25	-
Arena con limo	32 – 37	38 – 43
Fina a gruesa	38 – 43	41 – 47
Y grava	42 – 47	55 – 65
Grava	46 – 52	60 – 70

**Tabla 5. Límites de control para las propiedades del lodo, para diseño<sup>8</sup>**

Función	A* %	B Kg/m <sup>3</sup>	C	D Centipoises	F Lb/pie <sup>2</sup>	G	H %
Soporte	>3-4	>1.03	>1.03	-	**	-	>1***
Sellado	>3-4	-	-	-	-	-	1
Arrastre de recortes	>3-4	-	-	-	>21-15	-	-
Desplazamientos del concreto	<15	<1.25	<1.25	<20	-	-	<23
Separación de los no coloides	-	-	-	-	-	-	<30
Bombeo	-	-	-	-	-	Variable	-
Limpieza física	<15	-	<1.25	-	-	-	<25
Límites	>3-4 <15	>1.03 <1.25	>1.03 <1.25	<20 -	>12-15 -	>12-15 -	>1 <25

A: Contenido de bentonita promedio

B: Peso volumétrico

C: Densidad

D: Viscosidad plástica

E: Viscosidad Marsh

F: Resistencia del gel, 10 min

<sup>8</sup> Ibíd., p. 206.

G: pH

H: Contenido de arena

\*Es muy variable, según la marca

\*\*Es más aplicable la resistencia al corte del enjarre

\*\*\*Opcional

En la fabricación del lodo, el tiempo que se toma para la hidratación completa de la bentonita depende del método de mezclado. Se considera que el mezclado es satisfactorio si la resistencia mínima del gel determinada con el viscosímetro rotacional, es de 36 dinas/cm<sup>2</sup>. Los lodos preparados con mezcladores de alta velocidad resultan mejor hidratados y con mayor resistencia al corte, que cuando se usan mezcladores de baja velocidad.

Debido a la absorción de agua y formación de grumos, la bentonita debe incorporarse gradualmente al equipo de mezclado a través de la descarga de agua, mediante un cono dosificador y una vez mezclada, recircular una o dos veces más y luego pasarla a un tanque de almacenamiento para permitirle que continúe su hidratación y expansión. Se recomienda un envejecimiento mínimo de 24 horas antes de usarla. El control de calidad de los lodos estará enfocado al control de la densidad, viscosidad, agua de filtrado, espesor del enjarre y contenido de arena.

### **1.2.2 Cambios de propiedades del lodo**

A continuación, se mencionan algunos parámetros referentes a los aditivos y su posible efecto.

**Tabla 6. Cambios en las propiedades del lodo<sup>9</sup>**

PARAMETRO	TENDENCIA	POSIBLE AFECTACIÓN
<b>Densidad</b>	Incremento	Un exceso puede causar la fractura de la formación con la consiguiente pérdida del fluido de control, también un avance lento en la perforación ya que esta mantiene la presión hidrostática estable.
	Disminución	Flujo de formación Decantación de barita
<b>Viscosidad</b>	Incremento	Si el fluido no es viscoso no podrá acarrear los recortes hacia la superficie y estos por ser sólidos dentro del fluido tenderían a caer hacia el fondo atraídos por la fuerza de gravedad, por lo tanto sino son arrastrados se acumularían y para extraerlos se tendría que aumentar la presión del fluido, lo que aumentaría la presión hidrostática y se dañaría la formación, la herramienta de perforación quedaría atrapada al igual que la tubería y se reduciría la velocidad de la perforación.
	Disminución	Aumento de aguas de formación Excesivo contenido de agua
<b>Viscosidad plástica</b>	Incremento	Perforación de zona de arenas no consolidadas Alto contenido de sólidos de baja grav. esp. Bajo contenido de agua (falta de dilución)
	Disminución	Aumento de agua de formación Excesivo contenido de agua Descontrol de sólidos
<b>Punto de cedencia</b>	Incremento	Altos valores causan la floculación del lodo, que debe controlarse con dispersantes.
	Disminución	Aumento de agua de formación Excesivo contenido de agua Disminución de sólidos coloidales
<b>CIC</b>	Incremento	Filtración excesiva de líquidos hacia la formación, originando un derrumbe y pérdidas de circulación. Se pegarían constantemente las herramientas al estar perforando.
<b>Filtrado API o APAT</b>	Incremento	Altos valores de pérdida de filtrado pueden provocar perforaciones reducidas, excesiva fricción, desplazamiento insuficiente del lodo, disminución en la producción del yacimiento.
	Disminución	Aumento de agua de formación Excesivo contenido de agua Adición de dispersantes
<b>Granulometría</b>	Incremento	La presencia de una gran cantidad de finos ocasiona una sedimentación de los mismos durante su tiempo de

<sup>9</sup> LOZANO, Marcela y SANTIAGO, Roxana. Op. Cit. Cambios de propiedades del lodo. p. 27.

		residencia dentro de los canales del yacimiento. Gran cantidad de los grumos provocan que el fluido circule lentamente.
<b>Pureza</b>	Incremento	Es favorable un aumento en cuanto a pureza del compuesto principal del aditivo, no existe problema de relevancia en cuanto más puro esté el compuesto, ya que por ejemplo en el NaCl según sus especificaciones deben ser del 97% y si es un poco mayor no hay ningún problema.
	Disminución	Ocasionará una mezcla con otros componentes que estén en contacto con el elemento principal lo cual sería una posible afectación pues se crearían otros componentes que agravarían nuestra formación.
<b>Insolubles en agua</b>	Incremento	Ocasionaría graves daños un componente muy soluble en agua, habría derrumbes o simplemente nuestro aditivo no tendría una buena viscosidad y por lo tanto no sería conveniente utilizarlo, lo cual ocasionaría a su vez pérdidas a la formación
	Disminución	Las cantidades de insolubles en agua deben ser mínimas con el propósito de evitar daño a la formación
<b>Est. Térmica</b>	Incremento	Disminución de la viscosidad Pérdida de las propiedades del fluido
<b>Alcalinidad total</b>	Incremento	Incrustaciones en las paredes de la tubería y corrosión
	Disminución	El calcio no se desprende de la solución y por lo tanto no se adhiere a las paredes de la tubería

Antes del bombeo al pozo, se debe siempre verificar el estado final del lodo de perforación. Esto se puede hacer con la toma de muestras representativas del fluido almacenado en el tanque de preparación; las muestras pueden ser de la superficie del fluido y del fondo (descarga del tanque de almacenamiento), para con inspección visual verificar la no presencia de sedimentos, precipitados, emulsiones o sustancias en la superficie que no sean normales.

Suele suceder en aditivos como los inhibidores de corrosión, que se acumulen en la parte superior del fluido (flotan sobre la superficie del fluido) y dejen el volumen total del lodo inadecuadamente inhibido. Se recomienda siempre mezclar antes del bombeo, si es posible, por circulación en el tanque o aireo con sistema de compresión; si no es posible, entonces hacer la mezcla poco antes del bombeo del lodo al pozo, para no permitir la separación de estos aditivos.

Las muestras que sean tomadas de los fluidos preparados deben ser sometidas a pruebas para verificar que el fluido no genera daños a la formación (todo esto antes de que sea bombeado) y que cumpla con las propiedades planeadas. Por otro lado, también servirá como testigo de los fluidos que fueron bombeados al pozo, por si el lodo no presenta los resultados esperados, se puedan comprobar las posibles causas de la falla.

Todas las pruebas hechas en campo por el personal de QA/QC fueron antes realizadas por personal especializado en el laboratorio con condiciones controladas; éstas últimas pruebas sirven para verificar que los resultados obtenidos en el laboratorio se cumplen también en campo y bajo las condiciones reales de operación, sin que esto altere el resultado de las mismas; dado que no se cumpla este caso, las pruebas y sus resultados (negativos o positivos) deben ser entregados y reportados a los involucrados en la operación (jefe de pozo, ingenieros de la compañía de servicios y personal de ingeniería).

Debe recordarse que los antecedentes de agitación y la temperatura de las pruebas tienen un efecto determinante en las propiedades del lodo. La mayoría de lodos de perforación no requieren equipos especiales para remover aire o gas atrapado antes de las pruebas. Usualmente, una agitación suave, junto a unas pocas gotas de un antiespumante apropiado, son todo lo que es necesario. Revolver con una espátula o verter de un frasco a otro es suficiente en la mayoría de casos. Cuando no sea así, y el lodo continúe reteniendo aire o gas después de los pasos anteriores: consultar apéndice D API 13B1.

### **1.3 ADITIVOS PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN<sup>10</sup>**

Se utilizan en la preparación y mantenimiento de los fluidos de perforación para dar peso, controlar reología, disminuir filtrado, entre otros.

---

<sup>10</sup> PDVSA. Aditivos Químicos. Op. Cit. p. 100.

El especialista debe conocer todo lo relacionado con el comportamiento de cada producto en particular para lograr un mejor control sobre la calidad del fluido.

En la formulación de los fluidos base agua o aceite se usan aditivos químicos en diferentes concentraciones para cumplir funciones específicas, establecidas en los programas de perforación.

El tratamiento del fluido depende de las siguientes condiciones:

- Tiempo.
- Tipo de formación.
- Tasa de penetración (ROP).

En el tratamiento químico se usan materiales que son parte integral de casi todos los fluidos de base acuosa. Muchos de estos materiales tienen la misma composición y sólo difieren en el nombre comercial.

Los materiales químicos se agrupan en diferentes categorías y se usan para:

Densificar	Viscosificar	Controlar filtrado	Controlar reología
Controlar pH	Controlar pérdida de circulación	Lubricar	Remover sólidos
Estabilizar lutitas	Evitar la corrosión	Controlar bacterias y hongos	Precipitar contaminantes

### 1.3.1 Densificantes

Son materiales que no son tóxicos ni peligrosos al manejar; se utilizan para incrementar la densidad del fluido y en consecuencia, controlar la presión de la formación y los derrumbes que ocurren en aquellas áreas que fueron tectónicamente activas.

De los siguientes minerales, algunos de ellos se usan con frecuencia como densificantes en los fluidos de perforación.

**Tabla 7. Materiales Densificantes<sup>11</sup>**

MATERIAL	FÓRMULA QUÍMICA	GRAVEDAD ESPECÍFICA
<b>Galena</b>	SPb	7.4 – 7.7
<b>Hematita</b>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	4.9 – 5.3
<b>Magnetita</b>	Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub>	5.0-5.2
<b>Baritina</b>	SO <sub>4</sub> Ba	4.2-4.5
<b>Siderita</b>	CO <sub>3</sub> Fe	3.7-3.9
<b>Dolomita</b>	CO <sub>3</sub> CaCO <sub>3</sub> Mg	2.8-2.9
<b>Calcita</b>	CO <sub>3</sub> Ca	2.6-2.8

Existen materiales que se explotan como minerales y se utilizan prácticamente sin modificación, sin otro procedimiento que su clasificación, secado y molienda. Ej. Barita.

### 1.3.2 Viscosificantes

Estos productos son agregados a los fluidos para mejorar la habilidad de los mismos de remover los sólidos perforados y suspender el material densificante, durante la perforación de un pozo. Sin embargo, no todos los viscosificantes potenciales van a brindar una limpieza efectiva y económica del hoyo, y tampoco se encuentran totalmente a salvo de las interferencias mecánicas y químicas del medio ambiente.

Entre los materiales más utilizados para viscosificar los fluidos de perforación están:

---

<sup>11</sup> *Ibíd.*, p. 104.

**Tabla 8. Materiales Viscosificantes<sup>12</sup>**

MATERIAL		COMPONENTE PRINCIPAL
Arcilla	Bentonita	Silicato de aluminio y sodio/calcio
	Atapulgita	Silicato de aluminio y magnesio
Polímeros	CMC	Derivado de celulosa
	Goma Xántica	Derivado de goma xántica
	HEC	Derivado de celulosa
	Goma Guar	Goma de polisacárico

### 1.3.3 Materiales para controlar filtrado

El filtrado o pérdida de agua es el pase de la fase líquida del fluido hacia la formación permeable, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Los materiales más utilizados para controlar filtrado son: bentonita, polímeros manufacturados, almidones, adelgazantes orgánicos (Lignitos, lignosulfonatos) y Carbonato de calcio (acción de puenteo).

#### 1.3.3.1 Mecanismos de control de filtrado

*Desarrolla un revoque impermeable y altamente compresible:* este se forma por la deposición de partículas sólidas presentes en el fluido sobre la pared del hoyo. Su espesor depende del filtrado y de la cantidad y tipo de sólidos que contiene el fluido. Los sólidos arcillosos son los que realmente forman revoques de calidad.

Entre los factores que garantizan la formación de un revoque de calidad se tienen:

- ✓ Diseño del agente sellante.
- ✓ Control de calidad de los aditivos usados.
- ✓ Eficiencia de los equipos de control de sólidos.
- ✓ Control y seguimiento sobre la distribución del tamaño de partículas.

<sup>12</sup> *Ibíd.*, p. 108.

*Incrementa la viscosidad de la fase líquida:* la goma xántica reduce el filtrado por incremento de la viscosidad de la fase líquida, mientras que los almidones, poliacrilatos y las celulosas polianionicas (PAC) controlan filtrado por disminución de la permeabilidad del revoque.

*Disminuye la permeabilidad mediante una acción de puenteo:* el  $\text{CaCO}_3$  micronizado de origen dolomítico D50 (30/35) es muy efectivo como agente puenteante, razón por la cual, se usa con regularidad en yacimientos depletados para minimizar pérdidas de circulación y filtrado. **Nota:** D50 (30/35) significa que el 50% de las partículas tienen diámetro promedio entre 30 y 35 micrones.

#### **1.3.4 Materiales para controlar reología**

La reología está relacionada con la capacidad de limpieza y suspensión de los fluidos de perforación. Esta se incrementa con agentes viscosificantes y se disminuye con adelgazantes químicos o mediante un proceso de dilución. Como controladores reológicos se utilizan básicamente: lignosulfonatos, lignitos y adelgazantes poliméricos.

Los lignosulfonatos son compuestos complejos libre de cromo que:

- Ofrecen mayor estabilidad de temperatura que cualquier otro producto químico.
- Son más versátiles, trabajando bien en todos los fluidos de base acuosa y a todos los niveles de pH.

La función principal de los lignosulfonatos es actuar como adelgazantes químicos cuando hay exceso de sólidos reactivos en el fluido y su función secundaria es controlar filtrado y ayudar a estabilizar las condiciones del fluido a altas temperaturas. Los lignosulfonatos defloculan a los fluidos base agua al neutralizar las cargas eléctricas de las arcillas, es decir, se adhieren a las partículas de bentonita incrementando la carga superficial de las mismas a niveles de pH entre

9 y 10, lo cual causa una repulsión entre esas partículas y por lo tanto, una defloculación del fluido.

### 1.3.5 Materiales para controlar pH

Para mantener un rango de pH en el sistema, que asegure el máximo desempeño de los otros aditivos empleados en la formulación del fluido, se utilizan aditivos alcalinos en concentración que varía de acuerdo al pH deseado.

El pH puede variar entre 7.5 y 9.5 para un fluido de bajo pH, y entre 9.5 y 11.5 para un fluido de alto pH, de acuerdo a la exigencia de la perforación.

Entre los materiales suplidores de iones  $\text{OH}^-$  están los siguientes:

**Tabla 9. Materiales para controlar pH<sup>13</sup>**

Material	Fórmula
Soda cáustica	NaOH
Hidróxido de Potasio	KOH
Cal	$\text{Ca}(\text{OH})_2$

De estos productos, la Soda Cáustica es la que se utiliza comúnmente en el campo para dar y mantener el pH de los fluidos base agua.

La detección de algunos contaminantes, como el cemento, depende del control y conocimiento de los valores de alcalinidad y del pH del fluido.

### 1.3.6 Materiales para controlar pérdida de circulación

Estos materiales son utilizados para controlar parcial o totalmente las pérdidas de fluido que pueden producirse durante la perforación del pozo (formaciones no productoras y productoras).

---

<sup>13</sup> *Ibíd.*, p. 114.

- **Fibra celulósica:** este material es muy efectivo para controlar pérdida de circulación en formaciones no productoras, cuando se perfora con fluidos base agua o base aceite
- **Grafito siliconizado:** el uso del Grafito siliconizado con fibra celulósica micronizada recubierta con gilsonita, es muy efectivo para sellar microfracturas en formaciones no productoras.
- **Carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>):** es un material inerte procedente del mármol molido a diferente granulometría.

### 1.3.7 Materiales para dar lubricidad

Los problemas de torque y arrastre que se presentan usualmente durante la perforación de un pozo, afectan la rotación de la sarta y los viajes de tubería.

Por ello, es conveniente incrementar la lubricidad a los fluidos base agua con lubricantes especiales desarrollados para tal fin.

Hay una gama amplia de lubricantes que se utilizan con el propósito de reducir el torque y el arrastre en las operaciones de perforación. La mayoría de ellos están constituidos por:

- Aceites, minerales.
- Surfactantes.
- Grafito.
- Gilsonita.
- Bolillas de vidrio.

Estos productos se incorporan en el revoque o cubren las superficies metálicas de la sarta de tubería con una película protectora, lo cual reduce de una manera efectiva la fricción mecánica entre la sarta y la pared del hoyo.

### 1.3.8 Surfactantes

Los surfactantes son materiales que tienden a concentrarse en la interfase de dos medios: sólido / agua, aceite / agua, agua / aire, modificando la tensión interfacial.

Se utilizan para controlar el grado de emulsificación, agregación, dispersión, espuma, humectación, etc. en los fluidos de perforación.

En los surfactantes más utilizados en la industria se tienen:

**Tabla 10. Materiales Surfactantes<sup>14</sup>**

<b>INTERFASE</b>	<b>FUNCIÓN</b>
<b>Aceite/agua</b>	Emulsificante, directo e indirecto.
<b>Agua/aire</b>	Espumante, antiespumante.
<b>Acero/agua</b>	Lubricante, inhibidor de corrosión.
<b>Acero/arcilla</b>	Detergente.
<b>Arcilla/agua</b>	Dispersante.
<b>Aceite/arcilla</b>	Humectante.
Mucho de los surfactantes tienen doble función, como emulsionar y cambiar la mojabilidad.	

### 1.3.9 Materiales para flocular

Durante las operaciones de perforación se genera una gran cantidad de sólidos que deben ser removidos del sistema de circulación lo antes posible y en forma eficiente.

Existen dos métodos de remoción: el químico, que incluye la dilución y la floculación/coagulación y el mecánico, que utiliza equipos mecánicos de control de sólidos.

La floculación se logra mediante la atracción o reemplazo de cargas causadas por polímeros, mientras que la coagulación es lograda por la modificación de cargas causada por sales minerales. Con estos dos procesos se logra incrementar el

<sup>14</sup> *Ibíd.*, p. 118.

tamaño de los sólidos coloidales para facilitar su remoción a través de una centrifuga de altas revoluciones.

Los materiales que se usan con más frecuencia como agentes floculantes son:

- Sales.
- Cal hidratada.
- Polímeros sintéticos (poliacrilamidas).
- Goma guar.
- Polímeros acrílicos.
- Yeso.

### **1.3.10 Estabilizantes de lutitas**

Las formaciones reactivas se derrumban con facilidad cuando entran en contacto con la fase líquida de los fluidos base agua, por tal razón es conveniente perforar este tipo de formación con fluidos cien por ciento aceite o fluidos a base de agua con alta concentración de iones inhibidores de lutitas.

Las arcillas de las lutitas se hidratan y dispersan cuando toman agua, incrementando considerablemente su volumen y en consecuencia causando el derrumbe de la formación. Para evitar esto se utilizan aditivos especiales que inhiben la hidratación y dispersión de las arcillas.

Hay un variado número de productos químicos que se pueden utilizar, dependiendo de la naturaleza de cada formación, para estabilizar lutitas. Entre estos materiales se incluyen los siguientes:

- Polímeros sintéticos de alto peso molecular (PHPA).
- Asfaltos.
- Sales inorgánicas.
- Cal /yeso.

### **1.3.11 Materiales para controlar la corrosión**

Durante el proceso de perforación, las sartas de tubería están sujetas a ser afectadas por agentes corrosivos y sustancias químicas que pueden crear un potencial eléctrico espontáneo. Entre los agentes oxidantes tenemos el oxígeno y los gases ácidos ( $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ). El oxígeno siempre está presente, introduciéndose en el sistema a través del embudo, cuando se mezclan productos químicos y durante las conexiones de tubería. El mejor método para combatir la corrosión por oxígeno es minimizar la entrada de aire en la superficie.

Si hay problemas de oxígeno, se deben usar secuestradores para poder removerlo de una manera efectiva. Los agentes más utilizados son sales solubles de sulfito y de cromato. Si no es posible el uso de los secuestradores, se pueden utilizar agentes que forman una película fina sobre la superficie del acero, evitando un contacto directo entre el acero y el oxígeno. La remoción del  $\text{H}_2\text{S}$  se logra con materiales de zinc, los cuales forman sulfuros insolubles.

### **1.3.12 Materiales para controlar bacterias y hongos**

Los organismos microscópicos como bacterias, algas y hongos pueden existir en los lodos bajo diversas condiciones de pH. Como la mayoría de los fluidos de perforación contienen materiales orgánicos que son susceptibles a la degradación, la aplicación de estos productos va a inhibir o eliminar la reproducción y el crecimiento de bacterias y hongos.

Los bactericidas se dividen en dos grandes categorías que son oxidantes y no oxidantes. Los no oxidantes son los que se utilizan en los fluidos de perforación:

- Sulfuros orgánicos.
- Aminas cuaternarias.
- Aldehídos.
- Clorofenoles.

De estos, el más usado es el aldehído. Su concentración normal es de 1 – 5 galones por cada 100 barriles de lodo.

#### **1.4 CONTAMINANTES Y TRATAMIENTOS**

“Un contaminante es cualquier tipo de material (sólido, líquido o gas) que tiene un efecto perjudicial sobre las características físicas o químicas de un fluido de perforación”<sup>15</sup>.

Cualquier contaminación puede producir grandes pérdidas y efectos perjudiciales, pero son inconvenientes inherentes a la operación que los ingenieros de lodo enfrentan y deben reducir.

Lo que en un tipo de fluido de perforación constituye un contaminante, en otro no será necesariamente un contaminante. Como los cambios de las propiedades físicas del lodo, tales como el aumento de la reología y del filtrado, debido a la floculación, son similares con cualquier contaminante químico que esté presente, dichos cambios de las propiedades físicas sólo indican que existe algún contaminante. Será necesario realizar un análisis de los cambios de las propiedades químicas para identificar al contaminante, razón por la cual se ha dedicado parte del módulo 8 en el capítulo 1 de la metodología para describir las pruebas de análisis químico.

A continuación, se describen detalladamente las fuentes, los efectos, los problemas asociados y las opciones de tratamiento de cada contaminante.

---

<sup>15</sup> BAROID. Manual de fluidos. Halliburton Company. Houston, USA 1999. p. 150.

### 1.4.1 Sólidos de perforación

**Tabla 11.** Contaminación con sólidos de perforación

CONTAMINANTE	FUENTE	EFECTOS	IMPLICACIONES	
			LODO	PERFORACIÓN
<b>SÓLIDOS DE PERFORACIÓN</b>	Materiales comercialmente procesados.	Incrementan la posibilidad de pérdidas de circulación y/o pegas diferenciales de tuberías.	Incrementan la viscosidad y el ECD.	Reducen la tasa de perforación.
	Sólidos incorporados durante la perforación.	Los sólidos más pequeños aumentan el área superficial resultante (se requiere más fluido para recubrir la superficie expuesta).	Aumento de pérdida de fluido y fuerzas de gel.	Disminuyen la vida de las partes de la bomba.
	Los sólidos perforados incluyen sales, limo, arenas, carbonatos y arcillas.	Sólidos tan finos que no se pueden remover si no es a través de la dilución con lodo.	Incremento de sólidos (Análisis de la retorta).	Sólidos finos pueden causar daño de formación en las formaciones productivas, limitando severamente la producción y la rentabilidad del pozo.
			Incremento del MBT.	
			Disminución de la Alcalinidad.	

**Tabla 12.** *Tratamientos para contaminación con sólidos de perforación*

TRATAMIENTO	ADITIVOS O PRODUCTOS		COSTOS
	MATERIAL	FUNCIÓN PRINCIPAL	
<p><b>Dilución:</b></p> <p>Disminuye la concentración de sólidos en el fluido sin removerlos concretamente. Es costosa.</p>	Agua	Dilución.	
<p><b>Tratamiento Químico:</b></p> <p>Involucra la utilización de floculantes para aglomerar y hacer caer los sólidos del fluido (No aplica en todos los casos). Generalmente, se mantiene el pH del fluido.</p>	Soda caustica	Mantener pH.	Si no se tiene un control adecuado, el tratamiento excesivo ocasiona un mayor impacto económico comparado con otros tipos de contaminantes.
<p><b>Separación Mecánica (Tratamiento Mecánico):</b></p> <p>Es a menudo el más práctico y efectivo de los métodos disponibles. Se evita la alteración indeseable de las propiedades del fluido y se consigue un ahorro adicional al reducir el volumen de dilución. El método más simple es permitir que los sólidos decanten (no siempre es eficiente y requiere grandes volúmenes de superficie).</p>	Equipo de Control de Sólidos	<p>Controlar los sólidos.</p> <p>Adelgazantes para dispersar.</p> <p>Maximizar la eficiencia del ECS.</p> <p>Controladores de filtrado.</p>	<p>Un aumento de 1% (Sólidos) puede costar 10 % más para mantener las propiedades del Lodo dentro de los límites.</p>

## 1.4.2 Sulfatos de Calcio

**Tabla 13.** Contaminación con sulfatos de calcio

CONTAMINANTE		EFECTOS	IMPLICACIONES	
			LODO	PERFORACIÓN
SULFATOS DE CALCIO	ANHIDRITA $CaSO_4$	REDUCCIÓN del pH y la alcalinidad (Pf/Mf).	Alta viscosidad.	Las fracturas rellenas por estos minerales cuando son afectadas por la disolución, se abren y desestabilizan el pozo.
	YESO $CaSO_4 \cdot 2H_2O$	Aumento en la cantidad de Calcio en el filtrado.	Incrementa el filtrado API.  Altos esfuerzos de gel.	

**Tabla 14.** Tratamientos para contaminación con sulfatos de calcio

TRATAMIENTO	ADITIVOS O PRODUCTOS		COSTOS
	MATERIAL	FUNCIÓN PRINCIPAL	
Reducir la viscosidad (adicionar agua).	Lignosulfonatos, Lignox, Agua	Adelgazantes, dispersantes y/o reductores de viscosidad.	Una contaminación severa es "anti-económicamente" tratable.
Reducir la pérdida de filtrado.	PAC L, POLYPAC, o RESINEX	Control de filtrado.	
Aumentar y mantener el pH entre 9,5 y 10,5.	Soda cáustica o potasa cáustica	Aumentar pH.	
Precipitar calcio y mantenerlos entre 150-200 mg/L para evitar sobre tratamiento.	Fosfatos, Carbonato de Sodio, Soda Ash	Precipitar calcio.	
Mantener MBT bajo.	Dispersantes químicos	Controlar reología.	

### 1.4.3 Cemento

**Tabla 15.** Contaminación con cemento

CONTAMINANTE	FUENTE	EFECTOS	IMPLICACIONES	
			LODO	PERFORACIÓN
CEMENTO	<p>Todos los pozos tienen la posibilidad de perforar a través de cemento (iones calcio y oxhidrilo penetran en la fase continua del lodo).</p> <p>El cemento se introduce en el pozo cuando se instala el revestimiento. Ocasionalmente se emplea también para corregir serios problemas del pozo.</p>	<p>El aumento de la concentración de los iones se pone en evidencia en los ensayos de calcio, Pf y pH.</p> <p>AUMENTO significativo del pH y Pm.</p> <p>ALTAS concentraciones de Calcios.</p> <p>Floculación, Gelificación y Solidificación.</p>	<p>Si el cemento está fresco cuando entra en contacto con el lodo, se liberarán más iones que si hubiera fraguado totalmente.</p> <p>Alta viscosidad y esfuerzos de gel.</p> <p>Aumento de pérdida filtrado.</p> <p>Alta alcalinidad Pf/Mf.</p>	<p>Al perforar cemento el pH se eleva.</p> <p>El hecho de que habrá que perforar cemento es conocido de antemano. El tratamiento preventivo en anticipación de la contaminación, reduce sus efectos.</p>

**Tabla 16. Tratamientos para contaminación con cemento**

TRATAMIENTO	ADITIVOS O PRODUCTOS		COSTOS
	MATERIAL	FUNCIÓN PRINCIPAL	
<p>Precipitar calcio* y mantenerlos entre 150 - 200 mg/L para evitar sobretratamiento.</p> <p>Adicionar agua.</p>	<p>Bicarbonato de Sodio, SAPP o TANNATHIN</p> <p>Agua.</p>	<p>Precipitar calcio.</p> <p>Evitar deshidratación, reducir viscosidad y controlar propiedades de flujo (con SPERSENE).</p>	<p>El tratamiento de una contaminación por cemento puede aumentar hasta un 100% el costo diario del fluido. Si la contaminación es severa, se deberá considerar convertir el lodo a un sistema cálcico.</p>
<p>Adicionar adelgazantes.</p> <p>Eliminar las partículas finas de cemento.</p>	<p>Adelgazantes</p> <p>Equipo de Control de Sólidos</p>	<p>Controlar reología.</p> <p>Eliminar las partículas finas de cemento.</p>	
<p>Ácido cítrico cuando el cemento sea perforado con un sistema de polímeros o para grandes cantidades de cemento.</p>			
<p>Controlar el filtrado.</p>	<p>TANNATHIN, RESINEX, XP-20</p>	<p>Control de filtrado.</p>	

\*No usar carbonato de sodio para precipitar calcio para la contaminación de cemento por su alto pH.

### 1.4.4 Carbonatos

**Tabla 17.** Contaminación con carbonatos

CONTAMINANTE		FUENTE	EFECTOS	IMPLICACIONES	
				LODO	PERFORACIÓN
CARBONATOS	CARBONATO DE SODIO	Floculación de sólidos de tipo arcilloso en el lodo. Excedentes de Carbonato de sodio y Bicarbonato de sodio de otros tratamientos.	No Calcio (la mayoría de las veces). Por lo general, un pH constante.	<b>Alto Pf y Mf.</b> Incrementa el filtrado. Altos geles progresivos.	Resulta generalmente en la alta viscosidad de la línea de flujo.
	BICARBONATO DE SODIO	Influjo gradual de $CO_2$ .	No Calcio. Por lo general, un pH bajo.	<b>Bajo Pf y alto Mf.</b> Incrementa el filtrado. Altos geles progresivos.	

**Tabla 18.** Tratamientos para contaminación con carbonatos

TRATAMIENTO	ADITIVOS O PRODUCTOS		COSTOS
	MATERIAL	FUNCIÓN PRINCIPAL	
Adicionar Yeso para precipitar el Carbonato en forma de Carbonato de Calcio. De igual forma, el yeso reduce el pH y hay que mantenerlo en valores entre 10 y 9,5.	Yeso	Precipitar calcio y disminuir pH.	El tratamiento puede aumentar hasta un 20% el costo promedio diario del fluido.
Aumentar pH y mantenerlo entre 9,5 y 10. Mantener una dureza total entre 150 – 200 mg/L. Tratar con Cal.	Lime $Ca(OH)_2$ , Soda Caústica	Aumentar pH.	
Adicionar adelgazantes. Adicionar agua.	Cal Lignox Agua	Eliminar el ion contaminante. Dispersar las arcillas. Evitar deshidratación.	

### 1.4.5 Sal

**Tabla 19.** Contaminación con sal

CONTAMINANTE	FUENTE	EFECTOS	IMPLICACIONES	
			LODO	PERFORACIÓN
SAL	<p>Agua de preparación.</p> <p>Perforación de vetas de sal o acuíferos.</p> <p>Flujo de Agua salada.</p>	<p>Causa floculación.</p> <p>Reducción del pH.</p> <p>Aumento de Cloruros (El nivel de sal en el lodo se mide por medio del ensayo de cloruros).</p>	<p>Aumento de la viscosidad y en las resistencias de gel.</p> <p>Aumenta el filtrado API.</p> <p>Disminuye el Pf/Mf.</p>	<p>El exceso de sal durante la perforación provoca el ensanchamiento del pozo.</p>

**Tabla 20.** Tratamientos para contaminación con sal

TRATAMIENTO	ADITIVOS O PRODUCTOS		COSTOS
	MATERIAL	FUNCIÓN PRINCIPAL	
<p>Controlar la viscosidad con lignosulfonatos o adelgazantes en general.</p> <p>Adicionar controladores de filtrado.</p> <p>Ajustar el pH.</p> <p>Realizar dilución, si el contenido de arcillas es muy alto.</p>	<p>Lignox</p> <p>Bentonita prehidratada, POLYPAC UL, PAC L</p> <p>Soda caustica</p>	<p>Reduce viscosidad, esfuerzos de Gel y YP.</p> <p>Control de filtrado.</p> <p>Aumentar el pH.</p>	<p>Los costos para el tratamiento de un lodo contaminado con sal son muy variables y el control de las propiedades se debe hacer hasta que sea económicamente viable, sino es mejor hacer la conversión.</p>

### 1.4.6 Sulfuro de Hidrógeno [ $H_2S$ ]

**Tabla 21.** Contaminación con sulfuro de hidrógeno [ $H_2S$ ]

CONTAMINANTE	FUENTE	EFECTOS	IMPLICACIONES	
			LODO	PERFORACIÓN
SULFURO DE HIDRÓGENO [ $H_2S$ ]	Depósitos térmicos. Gas de la formación. Degradación biológica. Descomposición de materiales que contienen azufre.	Reducción del pH.	Decoloración del lodo. Aumento de la viscosidad. Olor a huevo podrido. Reducción de alcalinidades (Pf/Mf).	Corrosión de la sarta de perforación.  Destruye tuberías y tóxico para humanos.

**Tabla 22.** Tratamiento para contaminación con sulfuro de hidrógeno [ $H_2S$ ]

TRATAMIENTO	ADITIVOS O PRODUCTOS	
	MATERIAL	FUNCIÓN PRINCIPAL
Aumentar el pH hasta un valor entre 11 y 12.	Soda Caústica o cal	Aumentar el pH.
Tratar el ácido.	SPERSENE, óxido de zinc	Disminuir los efectos del ácido.
Evitar la corrosión.	Lodos base aceite.	Disminuir la corrosión.
Aumentar la densidad.	Carbonato de calcio, Barita.	Aumentar la densidad.

### 1.4.7 Diesel

**Tabla 23.** Contaminación con diesel

CONTAMINANTE	FUENTE	IMPLICACIONES EN EL LODO
DIESEL	Sobre tratamiento con Diesel (generalmente en Lodos base aceite).	Disminuye la viscosidad. Disminuye la densidad del lodo.

**Tabla 24.** *Tratamiento por contaminación con diesel*

TRATAMIENTO	ADITIVOS O PRODUCTOS	
	MATERIAL	FUNCIÓN PRINCIPAL
Aumentar la viscosidad.	PAC R	Aumentar la viscosidad y control de filtrado.
Controlar la pérdida de filtrado.	Carbonato de Calcio	Proporciona densidad al lodo.
Aumentar la densidad.		

#### 1.4.8 Cloruros

**Tabla 25.** *Contaminación con cloruros*

CONTAMINANTE	FUENTE	EFECTOS	IMPLICACIONES
			LODO
CLORUROS	Formaciones de sal.	Incremento de cloruros en el filtrado. Reducción de pH.	Aumento de la viscosidad. Disminuye Pf/Mf.

**Tabla 26.** *Tratamientos por contaminación con cloruros*

TRATAMIENTO	ADITIVOS O PRODUCTOS	
	MATERIAL	FUNCIÓN PRINCIPAL
Diluir.	Agua	Diluyente.
Disminuir la viscosidad.	Lignox	Adelgazante.
Ajustar pH.	Soda Caustica	Aumenta el pH.
Controlar la pérdida de filtrado.	PAC L	Control de filtrado.
Si la contaminación es muy severa convertir a lodo salino.		

## 2. CEMENTACIÓN DE POZOS

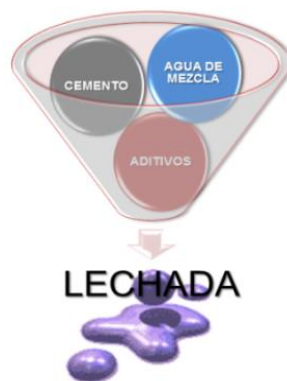
La cementación es un proceso que consiste en mezclar cemento seco y ciertos aditivos con agua, para formar una lechada que es bombeada al pozo y cumple unas metas específicas. El cumplimiento de los objetivos en la perforación de un pozo depende en gran parte de la eficacia del trabajo de cementación, el cual a su vez, está involucrado con la exactitud de los datos que se midan o calculen para la elaboración del diseño.

Desde el punto de vista operacional, existen técnicas y procedimientos ampliamente conocidos, los cuales bien interpretados y aplicados, pueden garantizar el logro y cumplimiento de los objetivos. Es importante tener presente que los acertados criterios de diseño, el control de calidad del cemento y aditivos, la utilización de lavadores y espaciadores compatibles con el fluido de perforación y lechada de cemento y la aplicación de técnicas operacionales adecuadas, conducirán a obtener un trabajo de cementación de buena calidad.

Adicionalmente, esto reduce la posibilidad de realizar trabajos de cementación correctivos, con el consecuente ahorro de tiempo y dinero en las operaciones de terminación del pozo, facilitando la evaluación del yacimiento.

- **Componentes de la cementación:** uno de los componentes primordiales para un trabajo de cementación es la lechada de cemento y su composición.

**Figura 3.** Componentes de la lechada de cemento



A continuación se hará una breve descripción de los componentes y características de una lechada de cemento.

**1) Cemento:** el cemento debe cumplir los requerimientos químicos, físicos y de comportamiento en mezcla, de acuerdo con la norma API SPEC 10A. El control de calidad del cemento en polvo, la mezcla básica agua-cemento (lechada) y el cemento fraguado, asegura que la materia prima cumpla con los parámetros mínimos y máximos de composición química, agua libre, tiempo de fragüe y resistencia a la compresión.

- **Clasificación de los cementos:** en Colombia las clases de cementos más utilizadas para la cementación de revestimientos son clase A y clase G. El cemento se clasifica según las normas API (clase de cemento) y las normas ASTM (tipo de cemento).

**1. Cemento Clase A o Tipo I:** está diseñado para emplearse a 1830 metros o 6000 ft de profundidad como máximo, con temperatura de 77 °C y donde no se requieran propiedades especiales.

**2. Cemento Clase B o Tipo II:** diseñado para emplearse hasta 1830 metros o 6000 ft de profundidad, con temperatura de 77°C y en donde se requiera moderada resistencia a los sulfatos.

**3. Cemento Clase C o Tipo III:** diseñado para emplearse hasta 1830 metros o 6000 ft de profundidad, con temperatura de 77°C y en donde se requiera alta resistencia a la compresión temprana, se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.

**4. Cemento Clase D:** se emplea de 1830 metros (6000 ft) hasta 3050 metros (10000 ft) de profundidad con temperatura hasta 110°C y presión moderada. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.

**5. Cemento Clase E:** se usa de 1830 metros (6000 ft) hasta 4270 metros (14000 ft) de profundidad, con temperatura de 143°C y alta presión. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.

**6. Cemento Clase F:** se usa de 3050 metros o 10000 ft hasta 4880 metros o 16000 ft de profundidad con temperatura de 160°C, en donde existe alta tensión. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.

**7. Cementos Clase G y H:** comúnmente conocidos como cementos petroleros, son básicos para emplearse desde la superficie hasta 2240 metros o 7350 ft. Pueden modificarse con aceleradores y retardadores para usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura. En cuanto a su composición química, son similares al cemento API Clase B. Están fabricados con especificaciones más rigurosas tanto físicas como químicas, por ello son productos más uniformes.<sup>16</sup>

- **Clasificación API.**

**Tabla 27. Clasificación de los cementos API<sup>17</sup>**

Clase	Profundidad [m]	Temperatura [°C]	Observaciones
A	Hasta 1830	77	Donde no se requieren propiedades especiales.
B	Hasta 1830	77	Donde se requiere moderada resistencia a los sulfatos.
C	Hasta 1830	77	Donde se requiere alta resistencia a la compresión y moderada o alta resistencia a los sulfatos.
D	De 1830 a 3050	110	Aplicado en presión moderada, moderada y alta resistencia a los sulfatos.
E	De 1830 a 4270	143	Aplicado en presiones altas, moderada y alta resistencia a los sulfatos.
F	De 3050 a 48880	160	Aplicado en presiones altas, moderada y alta resistencia a los sulfatos.
G y H			Comúnmente conocidos como cementos petroleros, son básicos para emplearse desde la superficie hasta 2240 m tal como se fabrican. Pueden modificarse con aceleradores y retardadores para usarlos en un amplio rango de condiciones de presión
J	De 3660 a 4880	177	En etapa de experimentación y diseñado para emplearse sin necesidad de harina sílica, que evita la regresión de la resistencia a la compresión.

<sup>16</sup> CALVETE, Ernesto. Curso diseño y cementación de pozos. Universidad Industrial de Santander. 2002. p. 6-7.

<sup>17</sup> ALBARRAN, Diego y HERNANDEZ, Luis. Cementación de pozos petroleros en aguas profundas. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. México. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2012. p. 25.

**2) Agua de mezcla:** es el primer fluido que el cemento y los aditivos encuentran. Si el agua de mezcla contiene químicos orgánicos o inorgánicos disueltos, ellos reaccionan en forma diferente que con agua pura y limpia. El agua puede contener impurezas debido a una fuente de contaminación, procedimientos de mezclado no limpios, almacenaje o tanques de transporte sucios.

◦ **Contenido del agua de mezcla:**

*Sales inorgánicas:* ejemplos de sales inorgánicas encontradas como contaminantes de lechadas de cemento son:

- Cloruro de sodio (NaCl)
- Cloruro de Calcio (CaCl<sub>2</sub>)
- Sulfato de Yeso (CaSO<sub>4</sub>)

*Químicos orgánicos:* generalmente provienen de contaminación con residuos de agricultura y/o industriales. El efecto de estos químicos depende del tipo de compuesto, pero la mayoría de ellos actúan como retardadores y por lo tanto extienden el tiempo de espesamiento, reduciendo el rápido desarrollo de la resistencia.

*Temperatura:* la temperatura del agua de mezcla afecta la reacción entre el cemento y el agua. Al incrementar la temperatura se aceleran las reacciones de hidratación del cemento y por lo tanto se reduce el tiempo de espesamiento de la lechada.

**3) Aditivos:** son materiales específicos para un óptimo comportamiento del cemento. Cada aditivo que se incluye en una lechada está agregado para cambiar alguna propiedad de la lechada. Esto puede denominarse el efecto primario o principal de cada aditivo. Por ejemplo, un acelerador se agrega para que el cemento fragüe más rápido o desarrolle rápida resistencia a la compresión y un retardador para que extienda el tiempo de fragüe, porque se necesita mayor tiempo de espesamiento para colocar la lechada.

Dentro de los aditivos utilizados para cambiar las propiedades de las lechadas de cemento tenemos:

*Aceleradores y retardadores:* cambian el tiempo de fragüe del cemento y modifican la velocidad de desarrollo de la resistencia.

*Extendedores:* reducen la densidad y aumentan el rendimiento.

*Agentes de peso:* aumentan la densidad; utilizados comúnmente en zonas sobrepresurizadas.

*Dispersantes:* mejoran las propiedades de flujo, reducen la viscosidad permitiendo alcanzar flujo turbulento a una presión circulante menor y reducen las presiones por fricción.

*Controladores de filtrado:* utilizado para prevenir la deshidratación de la lechada y fraguado prematuro. También reduce el contenido de agua libre.

*Materiales para pérdida de circulación.*<sup>16</sup>

◦ Aditivos especiales, tales como:

*Antiespumantes.*

*Aditivos para mejorar la adherencia.*

*Aditivos expansivos.*

*Aditivos para controlar la migración de gas.*

*Sistemas tixotrópicos.*

## **2.1 ACCESORIOS PARA CEMENTACIÓN**

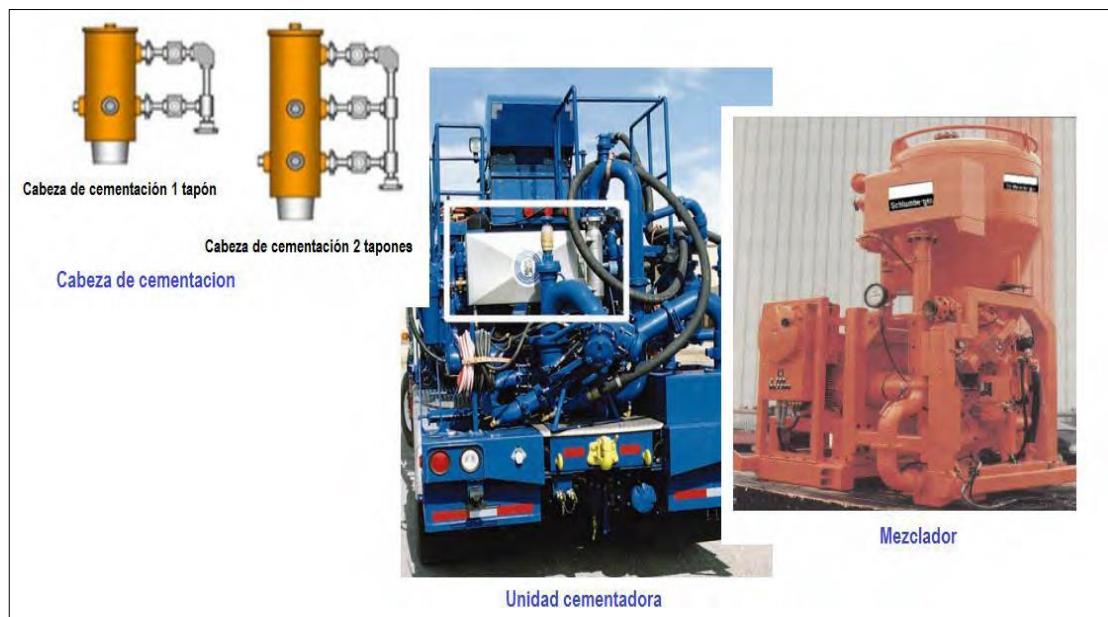
La conjunción entre la tubería y los accesorios de cementación es vital para una buena distribución del cemento, tanto en pozos someros de baja complejidad, como en pozos profundos de alta temperatura y alta presión. Para realizar la cementación primaria de las diferentes tuberías de revestimiento, es necesaria la utilización de diferentes accesorios que permitirán una cementación

más segura y eficiente, estos accesorios los podemos dividir en dos, equipo superficial y subsuperficial.<sup>18</sup>

### 2.1.1 Equipo superficial

- Cabeza de cementación.
- Unidad de cementación.
- Mezclador.
- Bombas del equipo.

**Figura 4.** Componentes fundamentales del equipo superficial<sup>18</sup>



- **Cabeza de cementación:** es el dispositivo que se conecta directamente a la línea de descarga de la unidad de cemento hacia la parte superior de la tubería de revestimiento, es decir, es un niple de longitud y diámetro variable que va enroscado en la parte superior de la TR. Cuenta con dispositivos laterales para conectar las líneas que conducen hacia la línea de lechada proveniente de la unidad cementadora y del lodo, para el desplazamiento de la lechada de cemento.

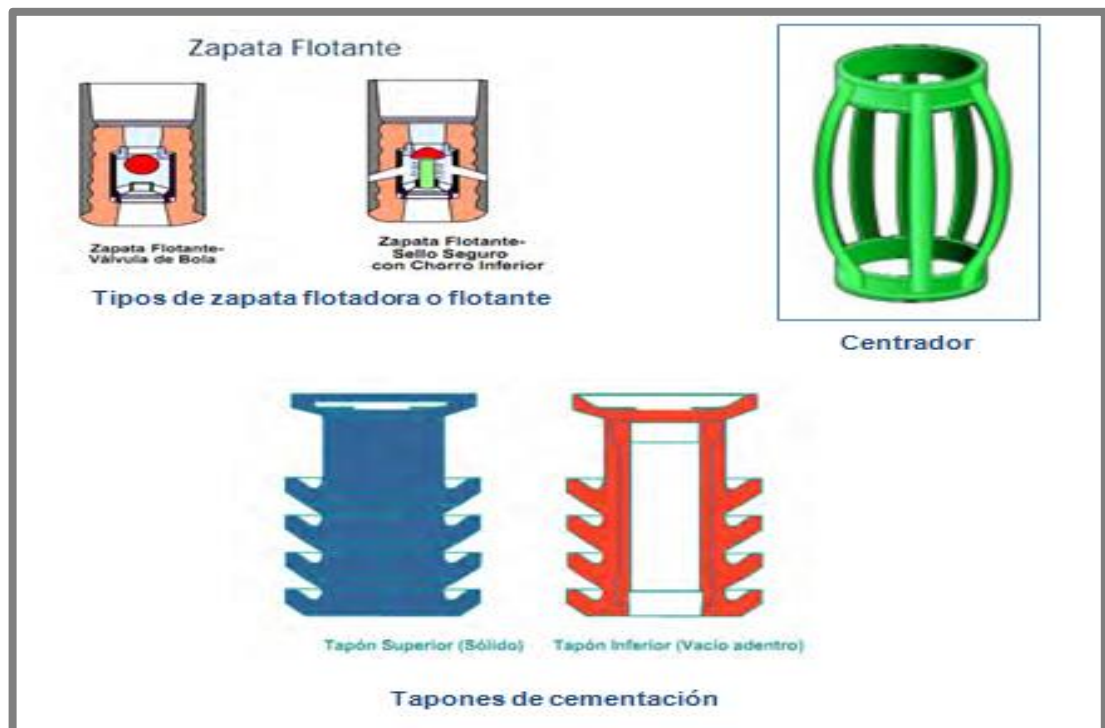
<sup>18</sup> *Ibíd.*, p. 48-52.

- **Unidad de cementación:** es el equipo principal con el que se mezcla la lechada y posteriormente se bombea al pozo. Está formada por dos bombas de alta potencia con un tablero de control y dos depósitos en los que se mide el volumen de agua utilizado durante la cementación. De las bombas con las que cuenta esta unidad, una se encarga de succionar el agua de los depósitos y alimentar al mezclador, proporcionando agua necesaria para obtener la lechada de cemento; la otra bomba succiona la lechada y la envía al pozo a través de las líneas que unen la unidad de cementación con la cabeza de cementación. Por medio de este equipo se manipula la cementación, haciendo fluir de forma directa o inversa.
- **Mezclador:** este dispositivo tiene como función mezclar el cemento seco con agua y aditivos que se requieran, proporcionando un continuo suministro de lechada con las propiedades que se deseen. El mezclador funciona para lograr una corriente de agua a través de un jet y cruzando una cámara de mezclado dentro de la línea de descarga. La línea de alimentación del agua se une a una de las bombas de la unidad de cementación y la segunda línea de descarga a la línea de la mezcla de cemento, y estas a un depósito del que se succionara por la otra bomba y posteriormente al pozo.
- **Bombas:** las bombas empleadas en operaciones de cementación son las mismas en operaciones de perforación y ayudan a llevar el fluido a una presión adecuada para realizar el trabajo de cementación. En este equipo se puede manipular la presión y el gasto, de acuerdo a los requerimientos de la operación.

## 2.1.2 Equipo subsuperficial

- Zapata guía.
- Zapata flotadora.
- Cople flotador.
- Cople de retención.
- Cople diferencial.
- Colgador.
- Cople de cementación múltiple.
- Soltador.
- Tie back.
- Centraedores.
- Tapones de desplazamiento (limpiador y de desplazamiento).

**Figura 5.** Componentes del equipo subsuperficial<sup>17</sup>



## 2.2 CLASIFICACIÓN DE LA CEMENTACIÓN

La cementación se clasifica de acuerdo con los objetivos que se tienen en:

- **Cementación primaria:** es el proceso que consiste en colocar cemento en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta, asegurando un sello completo y permanente. Sus objetivos son:
  - Proporcionar aislamiento entre las zonas del pozo que contienen gas, aceite y agua.
  - Soportar el peso de la propia tubería de revestimiento.
  - Aislar el revestimiento de la formación para reducir corrosión (confinar fluidos).
  - Soportar esfuerzos activos y reforzar la capacidad del revestimiento.
  - Evitar derrumbes de la pared de formaciones no consolidadas.

- **Tipos de cementación primaria:**

**Externa “Top Job”:** es una cementación externa cuyo propósito es llevar el cemento a la superficie. Esta técnica se usa a profundidades máximas entre 250 y 300 pies.

**Stab-in:** esta cementación se realiza a través de la tubería de perforación; reduciendo la contaminación del cemento, canalizaciones, tiempo y volumen de desplazamiento.

**Por etapas:** variación importante de una cementación primaria (una etapa), comúnmente se realizan trabajos en dos etapas. Dentro de los objetivos de esta cementación se encuentran:

- Prevenir fracturas de la formación (presión hidrostática muy alta en la columna de cemento).

- Cubrir algunas zonas sin necesidad de llenar completamente la columna de cemento.
- Cementar arriba de una zona de pérdida de circulación.
- Trabajar con mayores diferenciales de temperatura.

**Liner:** la principal razón para bajar un liner es proveer una solución de bajo costo para la vida total del pozo; durante la perforación, pruebas, terminación y/o producción. De igual forma, cuando se perforan zonas de alta presión (anormales), los liners pueden prevenir las surgencias, aislando estas zonas y permitiendo disponer de zonas con presiones normales hacia arriba del pozo.

▪ ***Cementación secundaria o forzada:***

Es el proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos o ranuras en la tubería de revestimiento al espacio anular. Las operaciones de la cementación secundaria pueden ser desarrolladas durante la perforación o la terminación de un pozo o para su reparación o intervención posterior.

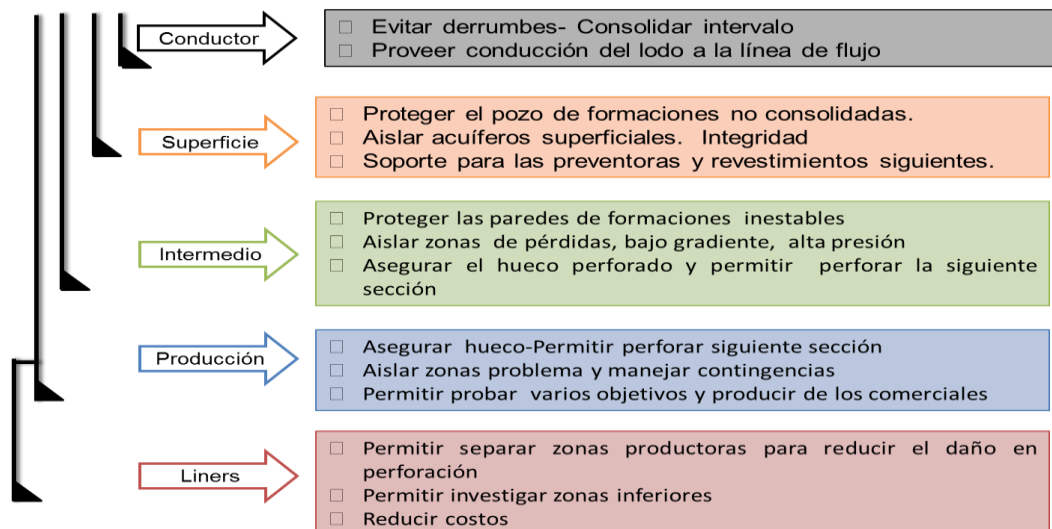
La cementación secundaria es necesaria por muchas razones, pero probablemente los usos más importantes son los de aislar la producción de hidrocarburos de aquellas formaciones que producen otros fluidos, remediar posibles fallas de cementaciones primarias, rupturas de tuberías de revestimiento, abandono de intervalos explotados, etc. El elemento clave de una cementación secundaria es la colocación del cemento en el punto deseado o en puntos necesarios para lograr el propósito. Los objetivos de la cementación secundaria son:

- Mejorar el sello hidráulico entre dos zonas a explotar.
- Corregir la cementación primaria.
- Eliminar la intrusión de agua al intervalo productor.
- Sellar un intervalo explotado.

- Corregir una canalización en la cementación primaria y/o una anomalía en la tubería de revestimiento.
- **Tapones de cemento:** es la técnica balanceada de colocación de un volumen relativamente pequeño de cemento a través de una tubería de perforación, de producción o con auxilio de herramientas especiales en una zona determinada, en hueco descubierto o tubería de revestimiento. Su finalidad es proveer un sello contra el flujo vertical de los fluidos o proporcionar una plataforma o soporte para el desvío de la trayectoria del pozo. Los objetivos de los tapones de cemento son:
  - Soporte para desviar la trayectoria del pozo.
  - Taponar una zona del pozo o abandonar el pozo.
  - Sellar una zona de pérdida, rellenar cavernas o estabilizar zonas en la etapa de perforación.
  - Dar fondo a una cementación de revestimiento o liner fuera de fondo.

### 2.3 TIPOS DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Figura 6. Tuberías de revestimiento<sup>19</sup>



<sup>19</sup> CALVETE, Ernesto. Op. Cit. p. 3-4.

**a) Tubo conductor:** es corrido desde superficie hasta profundidades someras. Tiene como función dar soporte a formaciones no consolidadas, prevenir derrumbes y pérdidas de circulación en formaciones porosas y de poca profundidad.

Generalmente, son usados:

- Revestimientos de 30" en hueco de 36"
- Revestimientos de 20" en hueco de 26"

**b) Tubería de superficie:** es corrida para prevenir el colapso de las paredes del pozo por la presencia de formaciones débiles, aísla el pozo de acuíferos superficiales y sirve como base para la instalación del sistema de control (Preventoras – BOPs).

Generalmente son usados:

- Revestimientos de 16" en hueco de 20"
- Revestimientos de 13  $\frac{3}{8}$ " en hueco de 17  $\frac{1}{2}$ "

**c) Tubería intermedia:** esta tubería generalmente es sentada en zonas de transición de formaciones; protege al pozo de formaciones no consolidadas, es ubicada con el fin de aislar el pozo de formaciones problemáticas que puedan dañar la seguridad del mismo y protege a la formación de las altas presiones generadas por las elevadas densidades del fluido de perforación.

Generalmente son usados:

- Revestimientos de 13  $\frac{3}{8}$ " en hueco de 17  $\frac{1}{2}$ "
- Revestimientos de 11  $\frac{7}{8}$ " en hueco de 14  $\frac{3}{4}$ "

**d) Tubería de producción:** es la tubería de revestimiento más profunda y es la que podría estar expuesta a los fluidos del yacimiento. El propósito de esta

tubería es proveer mayor seguridad, aislar zonas problema y permitir el control del yacimiento. Esta tubería actúa como un conducto seguro de transmisión de fluidos a la superficie.

Generalmente son usados:

- Revestimientos de 9  $\frac{5}{8}$ " en hueco de 12  $\frac{1}{4}$ "
- Revestimientos de 7" en hueco de 8  $\frac{1}{2}$ "

**e) Liner o tubería corta:** este tipo de tubería de revestimiento es aquella que no alcanza la superficie. El liner es suspendido de la tubería de revestimiento inmediatamente anterior (generalmente la intermedia), por medio de un arreglo de empaque y cuñas.

Existen dos tipos de Liner:

- *Liner de perforación:* es utilizado para aislar zonas donde se presenten pérdidas de circulación o presiones anormales y permitir la perforación de zonas más profundas. También es utilizada para lograr reducción en los costos de la tubería de revestimiento o en caso de presentarse limitaciones en la capacidad de carga del equipo.

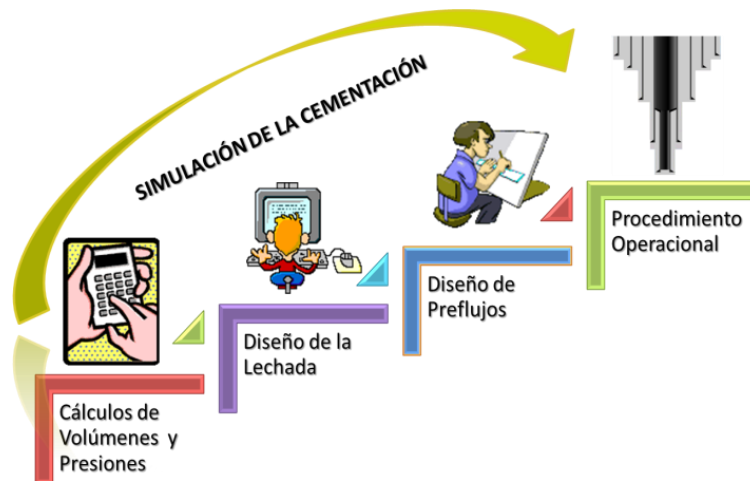
- *Liner de producción:* es corrido en reemplazo de una tubería de producción convencional, con el fin de aislar zonas de producción o inyección, disminuyendo costos operacionales o evitando problemas en el equipo de perforación.

**Nota:**

Diámetros comunes de Liner: 4  $\frac{1}{2}$ ", 5" y 7". <sup>19</sup>

## 2.4 DISEÑO DE UNA CEMENTACIÓN

Figura 7. Etapas de un diseño de cementación<sup>19</sup>



Los objetivos principales de un trabajo de cementación son: restringir el flujo entre formaciones (aislar) y soportar la tubería de revestimiento. La clave para lograr dichos objetivos consiste en colocar el cemento adecuadamente en el espacio anular (revestimiento – formación), considerando tanto la importancia de los aspectos químicos del cemento y fluidos de trabajo, como los aspectos físicos durante la operación de bombeo y desplazamiento, asegurando un sello completo y permanente.

En general, un buen trabajo de cementación involucra:

- Cálculo adecuado de volúmenes de fluidos: basados en capacidad del hueco, capacidad del revestimiento y altura anular a cementar.
- Verificar que el pozo esté bajo control: simular el proceso de cementación (previa ejecución) y calcular las presiones estáticas y dinámicas y compararlas con *la presión de poro, presión de fractura, presión de estallido y colapso de los revestimientos*.

- La composición de la lechada: tipo de cemento, cantidad de agua, tipo y concentración de aditivos, propiedades de la lechada.
- La técnica de colocación: desplazamiento, régimen de flujo, reología de la lechada, centralización, uso de preflujos químicos y técnicas mecánicas de remoción.
- Todos los esfuerzos en ingeniería de diseño y aplicación de prácticas operacionales durante un trabajo de cementación, tienen como objetivo final evitar o reducir los problemas durante las etapas de completamiento y producción del pozo.

#### 2.4.1 Factores que afectan el diseño de una lechada

Características de la lechada:

- Rendimiento.
  - Densidad.
  - Tiempo de bombeo.
  - Control de filtrado.
  - Agua libre.
  - Aditivos.
  - Propiedades mecánicas.
- **Rendimiento:** se refiere al volumen total que rinde un saco de cemento al mezclarlo con el agua y sus aditivos y es función directa de la clase de cemento, la densidad y cantidad de aditivos que se le agreguen.

**Tabla 28. Rendimiento según la clase de cemento**<sup>19</sup>

Clase	Agua para Mezcla [lt/saco]	Densidad de Lechada [gr/cm <sup>3</sup> ]	Rendimiento [lt/saco]
A	23.03	1.88	39
B	23.03	1.88	39
C	27.09	1.8	43
D	19.04	1.98	34.86
E	19.04	1.98	34.86
F	19.04	1.98	34.86
G-H	22.14	1.9	38

NOTA: Para sacos de 50 Kilos

- **Densidad:** para determinar la densidad en una lechada se deben tomar en cuenta dos propiedades importantes de las formaciones perforadas, *la presión de poro y la presión de fractura*. Siempre se deberá diseñar con la máxima densidad permisible por la presión de fractura, ya que nos proporcionara una mayor resistencia compresiva en el cemento.
- **Tiempo de bombeo:** es el tiempo en que la lechada puede ser bombeada utilizando presiones razonables y es el factor más importante que interviene en el desplazamiento del cemento y su colocación en el espacio anular. Para obtener el tiempo de bombeo se considera:

$$t_b = t_m + S + t_d + t_s$$

Dónde:

**$t_b$ :** tiempo de bombeo.

**$t_m$ :** tiempo de mezcla.

**$s$ :** soltar tapones.

**$t_d$ :** tiempo de desplazamiento.

**$t_s$ :** Tiempo de seguridad.

- **Temperatura:** la temperatura juega un papel muy importante y decisivo en el diseño de una cementación, ya que una diferencia de 2 o 3 grados pueden ser suficientes para que el tiempo de bombeo se reduzca en forma considerable o que el cemento no fragüe.
  - *Temperatura estática:* es la temperatura debida al gradiente geotérmico.
  - *Temperatura circulante:* esta temperatura depende de la velocidad de circulación.
  
- **Resistencia a la compresión:** el cemento fraguado deberá desarrollar una resistencia a la compresión para sostener la T.R. y soportar las presiones diferenciales que se desarrollen. Generalmente se recomienda una resistencia a la compresión de 105 a 175 [kg/cm<sup>2</sup>] en 24 hrs. En la actualidad se han desarrollado cementos con alta resistencia compresiva. Esta característica depende en gran medida de la densidad.
  
- **Agua para mezcla:** las características del agua usada para preparar la mezcla o lechada de cemento son importantes. Si contiene sales minerales, su influencia sobre el tiempo de bombeo y la resistencia a la compresión del cemento es directa, razón por la cual se recomienda que las pruebas de tiempo de bombeo se realicen con el agua que se utilizará para mezclar el cemento, evitando con esto fraguados prematuros.
  
- **Filtrado:** el filtrado es la pérdida de agua de la lechada hacia la formación. A medida que la lechada pierde agua, la densidad y la viscosidad se incrementan disminuyendo el tiempo de bombeo. El cemento sin aditivos pierde agua en exceso, razón por la cual es indispensable el uso de controladores de filtrado para asegurar una buena cementación.

El cemento sin aditivos pierde 1000 [cm<sup>3</sup> /30 min]. En TR'S superficiales e intermedias se recomienda filtrados de 200 [cm<sup>3</sup> /30 min]. En complementos de 500 [cm<sup>3</sup> /30 min]. En liners de 50 [cm<sup>3</sup> /30 min]. Para evitar canalizaciones de gas 20 [cm<sup>3</sup> /30 min].

- **Lodo de perforación:** el conocimiento de las propiedades del fluido de control utilizado para la cementación es importante; con el fin de evitar la contaminación del cemento, determinar el régimen de flujo para el desplazamiento y la densidad óptima. Se requiere conocer:
  - Tipo de lodo (base agua o base aceite).
  - Densidad.
  - Viscosidad y punto de cedencia (Vp/Yp).
  - Filtrado.<sup>16</sup>

#### 2.4.2 Diseño de la lechada de cemento<sup>20</sup>

Una lechada de cemento son suspensiones altamente concentradas de partículas sólidas en el agua. El contenido de sólidos de una lechada de cemento puede llegar hasta un 70%. La reología está relacionada con la del líquido de soporte, la fracción volumétrica de los sólidos (volumen de partículas/volumen total) y la interacción entre las partículas.

En una lechada de cemento, el fluido intersticial es una solución acuosa de varias clases de iones y aditivos orgánicos. Por lo tanto, la reología de la lechada difiere de la reología del agua. Los sólidos en una lechada están en función directa a su densidad. El diseño de lechadas de cemento debe estar dirigido a obtener homogeneidad y estabilidad en las propiedades de la misma. Dentro de las propiedades de la lechada de cemento a evaluar y controlar tenemos:

---

<sup>20</sup> Ibid., p. 10-14.

Viscosidad, agua libre & sedimentación de la lechada, densidad, control de filtrado, tiempo bombeable, resistencia a la compresión y compatibilidad.

### 2.4.2.1 Pruebas de laboratorio

Tabla 29. Pruebas de laboratorio

<b>Viscosidad</b>	<b>Agua libre</b>	<b>Densidad</b>
<p>Se adecua la viscosidad necesaria para asegurar el desplazamiento más eficiente de lodo, proporcionando buena adherencia en la formación y la TR. El API recomienda una viscosidad de lechada de 10 a 15 Bc (unidades de consistencia usadas en pruebas a cementos).</p>	<p>Es el volumen de agua que se separa de la lechada. Se mide después de haber agitado la lechada 20 minutos en el consistómetro atmosférico y haberla dejado en reposo dos horas. El máximo valor de agua libre aceptado por el API es de 1.4 %. El agua libre se evita utilizando la cantidad de agua adecuada y mezclando la lechada correctamente.</p>	<p>La densidad de la lechada debe ser igual o ligeramente superior a la del fluido de perforación, considerando no rebasar el gradiente de fractura.</p>
<b>Control de filtrado</b>	<b>Tiempo bombeable</b>	<b>Resistencia a la compresión</b>
<p>La pérdida de fluido en lechadas para tuberías de revestimientos superficiales e intermedios deberá tener valores máximos de 200 cm<sup>3</sup>/30 min, para complementos de 500 cm<sup>3</sup>/30 min y para liners de 50 cm<sup>3</sup>/30 min; utilizando una presión diferencial de 1000 psi a temperatura de circulación de fondo. Para evitar canalización de gas, este valor debe ser restringido a un máximo de 20 cm<sup>3</sup>/30 min a temperatura estática de fondo.</p>	<p>Se debe considerar el tiempo en preparar, bombear la lechada, soltar tapones y desplazar el cemento, más un tiempo adicional de una hora como factor de seguridad.</p>	<p>Se debe verificar el desarrollo de la resistencia a la compresión en 8, 12 y 24 horas de permanecer en reposo a condiciones de presión y temperatura de fondo de pozo. Es generalmente aceptado como resistencia mínima para soportar el peso de la TR, 500 psi (35 kg/cm<sup>2</sup>) a las condiciones de 3000 psi y temperatura estática de fondo del pozo.</p>

- *Consideraciones especiales:* en las pruebas se debe utilizar la misma agua de mezclado que se utilizará en el campo.

La ventaja de obtener una lechada con parámetros de sedimentación controlada, consiste en evitar que la zona superior de la columna de cemento posea propiedades de baja resistencia a la compresión y valores de porosidad altos.

- La reología de la lechada de cemento se debe evaluar para determinar la mezclabilidad y la bombeabilidad, determinar la tasa de bombeo apropiada u obtener una remoción de lodos efectiva y buena colocación de la lechada y calcular las presiones debidas a la fricción.
- Controlando las pérdida de filtrado se puede reducir el daño a la formación y evitar el taponamiento anular o presiones de bombeo excesivamente altas. Por otro lado, a medida que la fase acuosa decrece, la densidad de la lechada se incrementa, por ende, el comportamiento de la lechada diverge del diseño original (reología, tiempo de fragüe). Para evitar la filtración, se utilizan agentes de control, (materiales sólidos con partículas finamente divididas y polímeros solubles en agua) los cuales disminuyen la velocidad de filtración, reduciendo la permeabilidad y/o incrementando la viscosidad de la fase acuosa.
- Como consideración adicional y donde sea operacionalmente posible, se deben utilizar equipos de mezcla por batches (batch mixer) para obtener densidades y propiedades homogéneas a lo largo de toda la lechada de cemento.
- Durante una operación típica de cementación se utilizan dos tipos de lechadas; una *lechada de relleno o llenado* y una *lechada principal o de amarre*. La diferencia entre estas dos lechadas es debida a la reducción en la cantidad de agua de mezcla. Un incremento en contenido de agua para la lechada principal va a permitir tiempos de bombeo y de asentamiento más largos, pero resulta

en una fuerza de compresión menor y un agua libre adicional. El agua libre puede volver a ser utilizada adicionando bentonita en la lechada, con el fin de ligar nuevamente el agua.

### **2.2.2 Diseño de preflujos químicos**

La formulación de preflujos químicos debe estar dirigida a obtener el mejor sello hidráulico entre las superficies cemento-formación y cemento-revestimiento, buscando ante todo la remoción eficiente del "cake" de lodo de perforación de las superficies del espacio anular. Adicionalmente, se deben evitar los riesgos operativos por incompatibilidad entre el fluido de perforación y la lechada de cemento debido a los efectos negativos sobre las propiedades de tiempo de espesamiento, pérdida de filtrado y resistencia a la compresión.

Por estas razones, se hace necesario colocar uno o más fluidos que sirvan como barrera entre las fases cemento-lodo y simultáneamente favorezcan la mojabilidad por agua de las superficies circundantes. Dichos fluidos se clasifican en lavadores y espaciadores.

Los preflujos son fluidos que actúan como barreras entre el lodo de perforación y la lechada de cemento, los cuales pueden ser base agua o base aceite dependiendo de la naturaleza del fluido de perforación. Estos preflujos pueden ser gelificados y contener materiales abrasivos con el fin de realizar una acción erosiva sobre el "cake" del lodo.

**Lavadores:** son fluidos de baja viscosidad, baja densidad y químicamente activos para destruir el cake de lodo. Su formulación está basada en surfactantes y/o adelgazantes de lodo, con el fin de favorecer la mojabilidad de la formación por agua y dispersar los residuos del lodo de perforación.

En general, el bombeo de preflujos y lavadores debe hacerse en flujo turbulento, si se quiere lograr el efecto mecánico de remoción; pero existen fluidos

específicamente diseñados para bombearse en flujo tapón, donde las condiciones lo exijan.

**Espaciadores:** son fluidos de viscosidad controlada y generalmente de alta densidad. Son de naturaleza compatible con el lodo y cemento, debido a que deben acarrear los residuos que se desprenden del lavado mecánico y químico del "cake" de lodo. Adicionalmente, estarán localizados precediendo la lechada de cemento.

En general y para seleccionar todo tipo de preflujos, se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Compatibilidad con el fluido de perforación.
- No afectar la viscosidad de la lechada de cemento.
- No alterar apreciablemente el tipo de bombeabilidad de la lechada de cemento.
- Tener la propiedad de aceptar un rango de densidades para cumplir con los requerimientos del pozo.
- Ser capaz de tolerar alta concentración de sólidos, sin afectar significativamente su viscosidad.
- Ser capaz de tolerar aditivos para mojabilidad, dispersantes y reductores de fricción.
- Tolerar el ión calcio de la lechada de cemento.
- Tener baja pérdida de filtrado.
- Poseer propiedades geológicas que permitan obtener flujo turbulento.
- Poseer facilidad de mezcla y manejo en el campo.
- Poseer condiciones que no ofrezcan riesgos de seguridad industrial y contaminación ambiental.

Para cumplir con los requerimientos anteriores, se hace necesaria la ejecución de una rutina de pruebas de laboratorio, siguiendo los procedimientos convencionales que aplican las compañías de cementación para evaluar la compatibilidad entre preflujos, lodo y cemento.

En los trabajos de cementación se debe tener un cuidado adicional en los cálculos de la altura óptima de la columna de cemento, considerando el fenómeno de pérdida hidrostática a medida que el cemento pasa de líquido a gel y por consiguiente se auto soporta sobre las superficies circundantes. Esta teoría ha sido demostrada en laboratorio y confirmada con medidas de campo, y de su correcta aplicación depende que se evite un posible "reventón" en el pozo.

## **2.5 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL**

***Preparación del pozo:*** a continuación se presentan las recomendaciones que deberán ser seguidas para preparar y adecuar el pozo antes de la cementación:

- a) Es especialmente importante, en este tipo de trabajo, acondicionar el pozo antes de la cementación para evitar que haya pérdidas de circulación. La combinación de pérdidas de retorno y de flujos de gas en el anular son causales principales de reventones.
- b) Asegurarse que la presión hidrostática exceda la presión de la formación antes de empezar la cementación.
- c) Se deben obtener medidas precisas de temperatura y presión necesarias para diseñar la lechada de cemento.
- d) Se debe correr un registro calibrador de diámetro del hueco para determinar las medidas exactas del pozo para calcular el volumen del cemento y un efectivo desplazamiento mecánico para estar seguros de obtener una buena remoción del fluido de perforación.

Las siguientes recomendaciones deberán ser tenidas en cuenta al desarrollar el plan de trabajo en un pozo con problemas potenciales de intrusión de gas:

- La centralización de la tubería es un factor especialmente importante.
- Debe haber una amplia discusión del diseño de la mezcla, una buena preparación del pozo y del procedimiento del trabajo antes de la cementación, asegurándose que el operador y la compañía de servicios estén de acuerdo con el programa.
- Mantener un registro de los niveles de los tanques durante la operación para detectar posibles pérdidas o ganancias.
- Usar el densímetro para chequear la densidad de la mezcla.

Resumiendo, las siguientes modificaciones a las prácticas generales de cementación han probado ser útiles en cementación a través de las zonas de gas, con el propósito de controlar el flujo al anular:

- a) Usar una columna corta de cemento y desarrollar etapas múltiples.
- b) Dar un largo tiempo de fraguado a la primera lechada para que esta mantenga en su totalidad la presión hidrostática sobre la segunda lechada.
- c) Aplicar presión al anular en la superficie inmediatamente después de la cementación.
- d) Incrementar la densidad del fluido de perforación en el anular antes de cementar.
- e) Incrementar la densidad de la lechada a los máximos niveles permitidos.
- f) Use lechadas con baja proporción de agua de mezcla y baja pérdida de fluidos.

### **2.5.1 Ejecución de operaciones**

- ***Actividades previas a la cementación:***

- a) Análisis del agua disponible: es importante conocer con tiempo las características químicas del agua que se utilizará y efectuar pruebas del cemento con estas.

b) Pruebas de cemento de cada lote recibido: el control de calidad del cemento es de gran importancia e invariablemente deberán efectuarse pruebas de los lotes recibidos, básicamente en cédula No. 5 sin aditivos, así como el cálculo de la densidad máxima permisible para evitar pérdidas de circulación por fracturamiento de las formaciones y de acuerdo a la temperatura de fondo del pozo para el diseño de la lechada de cemento.

c) Diseño de la lechada de cemento y los baches lavadores y espaciadores: el diseño de la lechada de cemento es un aspecto muy importante, ya que en la misma se debe considerar aditivos para la presencia de gas, retardadores y/o aceleradores en caso necesario, etc. Así mismo, debe contemplarse la compatibilidad con el lodo de perforación en uso y los diferentes baches a utilizar, como son los limpiadores y espaciadores.

- **Actividades durante la cementación:**

a) Instalación de equipos de flotación y tally o listado de tubería: es muy importante verificar la correcta colocación de accesorios, de acuerdo al programa elaborado previamente, así como también es importante verificar las condiciones del fluido de control, ya que es un factor importante para el éxito de una cementación primaria. Así mismo, la numeración de los tubos, siguiendo un orden de acuerdo al diseño que se utilizará en el pozo (*grados, peso y tipos de roscas*), las cuales deben satisfacer las condiciones de medida del probador del manual y con el objeto de seguir el orden de introducción programado.

b) Corrida de la tubería de revestimiento: durante la introducción de la tubería de revestimiento, uno de los problemas que puede afectar el éxito o el fracaso de la operación de cementación sería el origen de presión de surgencia, ocasionando pérdidas de circulación. Básicamente, se puede originar por una excesiva velocidad de introducción incorrecta de la tubería. La velocidad de introducción deberá calcularse antes de iniciar la operación de corrida, velocidad que estará

sujeta por la densidad del lodo de perforación, longitud de la columna, espacio entre la tubería y el hueco y accesorios de la tubería.

c) Llenado de tuberías y circulación: el llenado de la tubería dependerá de los accesorios programados y del funcionamiento de los mismos, así como de las condiciones del fluido de control y de la velocidad de circulación.

Los beneficios de la circulación en el pozo durante la perforación, así como en la cementación de tuberías de revestimiento, es de gran importancia, tomando en cuenta que la mayoría de los lodos de perforación son de bajo esfuerzo de corte y forman geles con sólidos en suspensión cuando permanecen en reposo.

La circulación y el movimiento de la tubería en los casos que sea posible, romperá este gel, reduciendo la viscosidad del lodo. Los tiempos suficientes de circulación dependerán de la profundidad, pozo, espacio anular entre tuberías y hueco, tipo de formaciones que se atraviesen y del buen funcionamiento del equipo de flotación que se programe.

d) Instalación de los tapones y de la cabeza de cementación: la supervisión del estado físico de la cabeza de cementación es de gran importancia. Implica roscas, tapas, pasadores, machos y válvulas, así como el diámetro correcto. Asimismo, es relevante la supervisión en la colocación de los tapones de desplazamiento y limpieza y en la posición de las válvulas o machos de la cabeza de cementación durante la operación.

e) Verificación del sistema de circulación superficial: es muy importante verificar el buen funcionamiento de las bombas de los equipos de perforación, así como la limpieza de las mismas, con el objeto de evitar contratiempos en los desplazamientos de las lechadas de cemento, se debe checar su eficiencia y volúmenes por estroque (*están sujetos a los diámetros del pistón y carrera del mismo*).

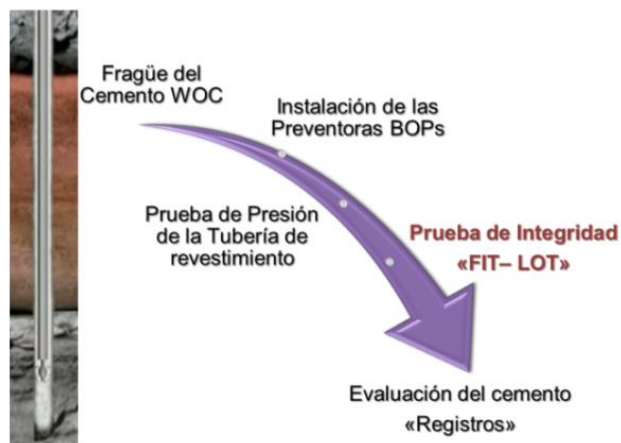
f) Operación de cementación: en el proceso de operación es importante verificar la instalación correcta de equipos programados y auxiliares, checar circulación, preparar el colchón limpiador de acuerdo al programa en tipo y volumen y bombear al pozo, preparar el colchón separador, soltar el tapón de diafragma o limpiador, bombear el colchón separador, bombear lechada de cemento de acuerdo a diseño elaborado en cuanto a densidad, soltar el tapón de desplazamiento o sólido, bombear un colchón de agua natural y desplazar la lechada con el volumen calculado; durante la operación es importante verificar la circulación, niveles de presas y presión de desplazamiento.

La verificación de la llegada del tapón de desplazamiento al collar flotador o presión final es de gran importancia; sería una manera de checar el volumen calculado de desplazamiento, además de comprobar que la maniobra efectuada en la cabeza de cementación fue correcta.

La presión final se descargará a cero y se checará el funcionamiento del equipo de flotación y en caso de falla del mismo se re presionará con una presión diferencial adecuada, para evitar el efecto de microanillo y se cerrará el pozo hasta el fraguado inicial de la lechada.

- **Operaciones posteriores a la cementación**

**Figura 8.** *Etapas de un diseño de cementación*<sup>21</sup>



<sup>21</sup> *Ibíd.*, p. 11-16.

**Pruebas de integridad de formación:** la resistencia e integridad de una formación se puede determinar a través de una Prueba de Admisión (fuga) (LOT) o de una Prueba de Presión de Integridad (PIT). Cualquiera que sea la denominación, se trata de un método que se utiliza para estimar la presión y/o la densidad equivalente del fluido que puede soportar la zona por debajo del revestimiento (casing).

Para llevar a cabo cualquiera de estas pruebas, se deben tener en cuenta ciertas consideraciones. El fluido a circular en el pozo debe estar limpio para asegurar que posee una densidad adecuada conocida y homogénea. La bomba a utilizar debe ser de alta presión y de bajo volumen, comúnmente conocida como bomba de pruebas o de cementación.

Las bombas del equipo se pueden utilizar siempre que el equipo tenga accionamiento eléctrico de las bombas de lodo y éstas puedan funcionar a regímenes de bombeo muy bajas. En caso que fuera necesario utilizar una bomba de equipo y no se pudiera accionar a poca velocidad, entonces se debe modificar la técnica de admisión.

**Prueba de presión de integridad:** una prueba de presión de integridad (PIT) se realiza cuando es inaceptable generar una fractura o un daño a la formación. Al realizar esta prueba, el pozo se presuriza hasta un nivel de presión predeterminado o hasta una determinada densidad de lodo. Si esa presión se mantiene, la prueba se considera finalizada.

Ambas pruebas (PIT, LOT) tienen puntos a favor y en contra. En el caso de PIT, la formación no es fracturada, pero no se determina la presión máxima antes de que la formación comience a aceptar fluido. En el caso de (LOT), se determina la presión que se requiere para que la formación comience a aceptar fluido, pero en este caso existe el riesgo de fracturar la formación. Ambas pruebas tienen sus aplicaciones.<sup>21</sup>

## 2.5.2 Procedimiento de diseño

- **Obtención del diámetro promedio del agujero.**

El diámetro promedio del agujero se define por medio de un registro de calibración reciente del pozo que se va cementar. Se consideran secciones en donde predomine cierto diámetro o dividiendo en secciones cortas de igual longitud, determinando en cada sección un diámetro promedio o predominante. Otro procedimiento es tomar el diámetro de la barrena y adicionar un porcentaje de exceso que variará en función del tipo de formación del 10 al 50%, para rocas compactas a poco consolidadas.

- **Definición de la densidad de la lechada.**

La densidad de la lechada debe ser, invariablemente, un poco mayor que la densidad del fluido de perforación para mantener el control del pozo.

La densidad del fluido de perforación está directamente ligada a la presión de fractura de la formación y a la existencia de zonas de presión anormal o existencia de zonas débiles, por lo cual, la densidad de la lechada no puede diferir drásticamente de este juego de presiones. La diferencia de densidades entre la lechada de cemento y el fluido de perforación generalmente está en el orden de 0.1 a 0.4 [g/cm<sup>3</sup>].

- **Frente lavador y separador.**

El objetivo principal de emplear un frente lavador es dispersar el lodo de perforación del espacio anular. Para lograrlo, se incorpora al flujo el fluido floculado que se encuentra depositado en regiones del anular en donde no exista circulación. Si no se centra la tubería que se va a cementar, o si se desprende gran parte de la película de lodo (enjarre), generalmente la densidad del frente lavador es igual a la del agua o muy próxima. Otros de los objetivos de emplear un frente separador es levantar el lodo dispersado por el frente lavador eliminándolo del espacio anular por cubrir con cemento, en función a su

viscosidad; también separar el fluido de perforación de la lechada de cemento, ya que su incompatibilidad normal puede originar alta viscosidad e inclusive, un problema de fraguado prematuro o de no fraguado, dependiendo de la base del lodo, de las sales que contenga y del porcentaje de contaminación.<sup>22</sup>

## 2.6 EVALUACIÓN DE CONDICIONES DEL POZO

**a) Presiones:** los conceptos de presión de fractura y presión de poro gobiernan y limitan los diseños de las operaciones de cementación. La presión de fractura es el parámetro que en determinado momento puede limitar la altura y densidad de la columna de cemento, altura y densidad de los preflujos y el caudal máximo permitido para no sobrepasar la resistencia de la formación. La norma básica a considerar es "la combinación de presión hidrostática de lodo, cemento y preflujos, más las pérdidas de presión por fricción en el anular, debe arrojar un valor de presión hidrostática equivalente, que no debe exceder la presión de fractura de las formaciones en el hueco abierto".

La variable presión de fractura se puede obtener a partir de:

- Pruebas de Leak Off Test.
- Datos precisos de pozos referencia.
- Trabajos de estimulación y/o cementación forzada.
- Aplicación de modelos matemáticos a partir de datos de registros eléctricos y presiones de formación.

Una vez que se tiene información confiable de la presión de fractura, el diseño del bombeo y desplazamiento de cemento se convierte a una técnica de hidráulica. "La presión de poro" por su parte, es el parámetro que regula la mínima cabeza hidrostática que se requiere para controlar el influjo de fluidos de formación al pozo.

---

<sup>22</sup> ALBARRAN, Diego y HERNANDEZ, Luis. Op. Cit. p. 41-47.

**b) Temperatura:** la temperatura es uno de los factores que afecta significativamente el comportamiento de la lechada de cemento en parámetros tan importantes como el tiempo de espesamiento, el desarrollo de la resistencia a la compresión, la reología y las pérdidas de filtrado. Dichos parámetros se ajustarán a la condición de temperatura de circulación de fondo, la cual está definida como la máxima temperatura que alcanza el cemento durante un trabajo de cementación.

Puesto que la medición de la temperatura de circulación de fondo no es una rutina normal en las operaciones, dicha información se obtendrá a partir de gráficas de correlación generadas por el API y cuyos datos de entrada son la temperatura estática de fondo y el gradiente de temperatura.

El dato de la temperatura estática de fondo puede ser obtenido a partir de la corrida de registros eléctricos en el pozo que se va a cementar o a partir de los datos de pruebas de formación de los pozos referencia más cercanos.

**c) Trayectoria:** el diseño y ejecución de la operación de cementación en un pozo direccional u horizontal, debe considerar técnicas específicas, las cuales deben ser puestas en práctica dependiendo de la condición particular de cada pozo.

*Información procesada de trayectoria:* los datos de dirección y desviación deben ser procesados para calcular la profundidad vertical verdadera y la severidad de pata de perro (Dog Leg Severity). Esta información es básica para la toma de decisiones relativas a las técnicas a aplicar y al tipo de herramientas a utilizar.

**d) Propiedades del lodo:** las condiciones del lodo de perforación deben ser controladas de tal manera que se evite el asentamiento de sólidos en la zona inferior del pozo, lo que ocasionaría deficiencias en el desplazamiento del lodo por cemento, y por consiguiente, se favorecería la formación de canales sin cemento, los cuales acarrearían una serie de problemas indeseables en las etapas de terminación y producción del pozo.

Las siguientes consideraciones y recomendaciones aplican tanto en pozos desviados y horizontales como en pozos "verticales"; deben ser tenidas en cuenta para minimizar los riesgos y aumentar las posibilidades de éxito, durante el desarrollo del trabajo de cementación.<sup>23</sup>

- **Centralización:** es conveniente que en las zonas de mayor interés quede centrada la tubería con el fin de distribuir la lechada de cemento uniformemente. Las técnicas actuales permiten simular las condiciones finales del desplazamiento del cemento en función del porcentaje de centralización.

Las experiencias de campo han demostrado que se necesita un mínimo porcentaje de centralización del 67%, para obtener una adecuada limpieza de la zona estrecha del anular.

- **Zonas de pérdida de circulación:** antes de iniciar un trabajo de cementación primaria, se deben eliminar los problemas de pérdida de circulación, minimizando de esta manera los siguientes problemas potenciales:
  - Comunicación hidráulica de zonas debido a volumen insuficiente de cemento en el anular.
  - Invasión de fluidos de formación con la consecuente posibilidad de ocasionar un reventón, debido a la disminución del nivel de fluidos en el pozo.
  - Pega de tubería por puenteo de cortes de perforación en zonas de limpieza deficiente.
  - Aumento considerable de costos debido a la pérdida de lodo de perforación e incremento en el tiempo de equipo durante las operaciones especiales de control.
  - Altos niveles de daño de formación cuando las pérdidas de circulación ocurren en zonas de aceite o gas.

---

<sup>23</sup> WILSON, M. y LOADER, A. A Laboratory Investigation of Cementing Horizontal Wells. SPEDE. Sept. 1988. p. 275-280.

- Pérdida del pozo debido a la ocurrencia de uno o más de los problemas anteriormente mencionados.

Las diferentes soluciones al problema de pérdida de circulación, deben ser aplicadas dependiendo de la severidad y del momento en que ocurra, ya sea durante la perforación o durante el trabajo de cementación.<sup>24</sup>

## **2.7 DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS DE CONTROL**

El desplazamiento es el punto más importante, ya que del éxito de este dependerán los tiempos y costos por lavado y filtración de los fluidos limpios.

- **Objetivo del desplazamiento**

El objetivo del desplazamiento del fluido de control por agua dulce y/o por fluidos limpios, es el de efectuar la remoción del fluido, enjarre adherido a las paredes de las tuberías, así como la eliminación de los sólidos en suspensión presentes en el interior del pozo, sean éstos barita, recortes o cualquier contaminante o sedimento que hubiera que remover. De igual manera, al llevarse a cabo este desplazamiento de fluido de control, es necesario mantener la integridad y naturaleza del mismo y que este sea desalojado lo más completo y homogéneo que sea posible, reduciendo los tiempos por filtración y los costos operativos por un mayor tiempo de circulación al ser desalojado el fluido a la superficie.

Para lo anterior, deben utilizarse fluidos con características físico-químicas que permitan la desintegración de los contaminantes y asegurar su total dispersión y posterior acarreo hacia la superficie del pozo. Es muy importante determinar el tipo de enjarre y/o los contaminantes que se van a remover, para diseñar los fluidos con las propiedades adecuadas para efectuar el programa de desplazamiento del fluido de control.

---

<sup>24</sup> CALVETE, Ernesto. Op. Cit. p. 8-10

- **Factores que intervienen en un desplazamiento**

Existen varios factores que pueden afectar el programa de desplazamiento y deben ser considerados previamente:

a) Condiciones de temperatura y presión del pozo: la temperatura afecta las condiciones y propiedades del fluido de control dentro del pozo, aunque éste será desplazado, es necesario considerar la forma como pudiera afectar este factor a los fluidos diseñados para circularse dentro del pozo. La presión puede incidir drásticamente en el equilibrio de presiones que debe mantenerse en un desplazamiento de fluidos.

b) Diseño de las tuberías: las tuberías de producción y de revestimiento ya fijas en el interior del pozo y/o los accesorios del sistema de producción, influyen en el gasto o volumen por bombearse al pozo y afectan los regímenes de flujo. Dependiendo de las tuberías o accesorios que lleven éstas, será diseñado el programa para desplazar el fluido.

c) Carecer del equipo necesario para efectuar las operaciones diseñadas en superficie: si el gasto necesario no es dado por las bombas o equipos de superficie, su eficiencia será severamente reducida y puede ocasionar problemas para tener una limpieza totalmente efectiva.

d) El tipo de fluido de control que se tenga en el pozo: este factor es primordial, ya que dependiendo de las condiciones de éste, será la eficiencia del desplazamiento. Se debe tener en cuenta su viscosidad y densidad, considerando que mientras estas propiedades sean mayores, existirá una mayor diferencia de presión al ser desalojado y también una probable disminución en el gasto programado.

e) La efectividad del programa de desplazamiento: no debe sobrepasar las condiciones de que se disponga en superficie. Es necesario primero verificar que

se tengan todos los materiales y equipos programados y posteriormente monitorear el avance, eficiencia y cumplimiento del programa diseñado para ello.

f) Productos químicos programados en el desplazamiento: se puede presentar que la función de los productos químicos no se cumpla por fallas de calidad de los mismos. Se debe estar preparados para tener productos químicos alternos para rediseñar en corto tiempo un programa de limpieza igualmente efectivo o que realice la función que los otros productos no cumplieron. Se debe considerar el diseño de los espaciadores y lavadores químicos especiales, ya que la mayoría de los lodos utilizados son incompatibles con las salmueras y es necesaria su programación para garantizar una limpieza y desplazamiento efectivo del fluido de control hacia la superficie, sin contaminación.

- **Formas de desplazamiento**

Existen dos formas para efectuar el desplazamiento del fluido de control, ya sea por agua dulce o salmuera libre de sólidos o la combinación de ambos:

- Circulación directa.
- Circulación inversa.

La selección del procedimiento más adecuado depende de las condiciones operativas que se tengan en el pozo en cuestión, así como las condiciones de calidad de las tuberías de producción y/o revestimiento que se tengan, de los resultados obtenidos de los registros de cementación en las zonas o intervalos de interés y el tipo de fluido que se tenga en el interior del pozo.

**Circulación inversa:** si la información de los registros de cementación y la calidad de las tuberías de revestimiento indica que soportará una diferencia de presión calculada, ésta circulación es más factible de ser utilizada.

Este procedimiento permite un maduro espaciamiento entre el agua dulce y los fluidos por desalojarse, así como será mayor el volumen de agua en los espacios anulares y menos el fluido que va quedando en las tuberías de producción, así mismo puede utilizarse regímenes de bombeo más elevados con flujos turbulentos.

Estos regímenes de bombeo son lo más adecuados para este tipo de operaciones de limpieza de pozos al ser desplazado el fluido de control, lo cual permitirá desplazamientos más efectivos y libres de contaminantes. Así mismo, tendremos menores tiempos operativos y una menor adición de aditivos, ya sean espaciadores y de lavadores químicos, lo cual nos dará como resultado una considerable reducción en los costos del lavado y filtración.

**Circulación directa:** si los registros de cementación muestran zonas no muy aceptables para ser sometidas a un diferencial de presión calculado del fluido de control a desplazarse con respecto al agua dulce, deberá utilizarse este método de circulación directa, en el cual no se obtiene un desplazamiento muy efectivo debido a que los volúmenes de agua dulce a manejar son menores al circularse de las tuberías de producción a los espacios anulares.

Los regímenes de bombeo serán menores al incrementarse el valor de las pérdidas de presión por fricción, y por consiguiente, el empuje del agua sobre el fluido de control en áreas más grandes creará deficiencias para un desplazamiento efectivo y en algunos casos no se dará el régimen turbulento necesario para garantizar que el pozo esté totalmente limpio de contaminantes.

Así mismo, serán necesarias mayores cantidades de espaciadores y limpiadores químicos, generando un mayor tiempo de circulación y por consiguiente un costo más elevado por filtración y por tiempos operativos.

Es necesario efectuar los cálculos pertinentes para que en ambos casos la presión de bombeo que se programe no rebase los límites permisibles de colapsos o

ruptura de las tuberías, así como tener en cuenta los parámetros de fractura de los intervalos de interés.<sup>25</sup>

### **2.7.1 Espaciadores y lavadores**

Todos los procesos para efectuar desplazamientos de fluidos de control ya sea base agua o aceite, utilizan espaciadores y lavadores químicos, con la finalidad de evitar incompatibilidad de fluidos, problemas de contaminación, limpieza del pozo de manera efectiva y para la separación de fases del sistema.

Los baches espaciadores que deban ser programados deberán ser compatibles con el fluido que sale y el que le precede, pudiendo o no ser más viscosos que los fluidos por separar. Estos baches deberán extenderse por lo menos 100 metros de la parte más amplia de los espacios anulares para que tengan mayor eficiencia, por lo que el diseño de los baches para tuberías de revestimiento muy grandes deberá ser ajustado en sus volúmenes para garantizar su eficiencia. Para fluidos base aceite, su principal contacto como espaciador debe ser compatible.

Para fluidos base agua, normalmente su principal contacto se inicia con un bache de agua dulce o alcalinizada con sosa cáustica. Existen diversos productos de las compañías de servicios los cuales pueden ser utilizados como espaciadores, píldoras o baches viscosos y limpiadores químicos, todos ellos utilizan productos como viscosificantes naturales y sintéticos, soluciones alcalinas, surfactantes o solventes, para una activa remoción de contaminantes orgánicos e inorgánicos.

Generalmente los lavadores químicos son usados para adelgazar y dispersar las partículas del fluido de control, éstos entran en turbulencia a bajos gastos lo cual ayuda a limpiar los espacios anulares, normalmente su densidad es cercana al agua dulce. En algunos casos se diseñan productos abrasivos como arenas, para barridos de limpieza. En todos los casos, deberán efectuarse los trabajos

---

<sup>25</sup> TERMINACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS P. 44-49 [en línea].

<[http://www.oilproduction.net/cms3/files/manual\\_terminacion\\_de\\_pozos.pdf](http://www.oilproduction.net/cms3/files/manual_terminacion_de_pozos.pdf)> [Citado el 30 de Junio de 2014]

programados de manera continua y sin interrupciones, evitando retrasos de tiempo y problemas críticos al efectuar el desplazamiento por este tipo de productos químicos.

### **2.7.2 Fluidos empacantes**

La utilización de los fluidos de empaque en la etapa final de la terminación del pozo y el motivo por el cual se diseñan para ser colocados en los espacios anulares entre las tuberías de producción y las tuberías de revestimiento es para que estas tuberías se protejan adecuadamente de los efectos de la corrosión y que faciliten la recuperación de los aparejos de producción, ya que uno de los principales problemas al tratar de sacar estas tuberías de producción es la pegadura excesiva de los sellos multi-v en el cuerpo del empacador, lo cual ha originado en muchas ocasiones operaciones subsecuentes de pesca para recuperación total de las sartas, causando costos excesivos al alargarse los tiempos de intervención de los pozos.

Esta selladura es provocada por problemas de corrosión, así como depósito de materiales orgánicos e inorgánicos o vulcanización de los elastómeros. Este tipo de fluidos se emplean también para mantener una presión hidrostática en la parte externa de las tuberías de producción y así evitar alguna falla por colapso de las tuberías de revestimiento en algunas áreas de presión anormal. Al mismo tiempo se debe tener una correcta manipulación al prepararse en el campo, para evitar introducir agentes contaminantes por sólidos disueltos o sólidos en suspensión, los cuales reducirían la eficiencia de estos productos. Por lo anterior, es necesario establecer un procedimiento adecuado para diseñar los fluidos empacantes y que éstos cumplan eficazmente la función para lo cual fueron seleccionados.

- **Propiedades:** es necesario determinar las propiedades más adecuadas para diseñar los fluidos empacantes y estas deben ser las siguientes:

- Estable a condiciones de temperatura y presión.

- No ser corrosivo.
- Que evite la formación de bacterias.
- Que esté libre de sólidos indeseables.
- Que no cause daños a las formaciones productoras.
- Que no dañe el medio ambiente.
- Que facilite la recuperación de los aparejos de producción.

## **2.8 PROBLEMAS DURANTE LA CEMENTACIÓN**

La planificación para un trabajo de cemento consiste en evaluar cierta cantidad de características, incluyendo:

- Evaluación de condiciones de hoyo abierto (limpieza de hoyo, tamaño, desgastes en el hoyo, temperatura).
- Propiedades del lodo.
- Diseño de Lechada.
- Posicionamiento de la lechada.
- Equipo adicional (equipo de flotación, centralizadores, ECP's)

Al planificar una cementación, independientemente del tipo de revestidor, debe considerarse información sobre:

- Referencia de pozos vecinos.
- Geometría del hoyo (diámetro/forma).
- Tipo de fluido de perforación existente en el sistema.
- Problemas presentados durante la perforación.
- Tipo de cemento, lechada y aditivos a utilizar por la compañía.
- Efectuar pruebas API para cada una de las lechadas de cemento.
- Equipos y herramientas a utilizar por la compañía de cementación.
- Centralización del revestidor.
- Condiciones óptimas de una cementación.
- Tener la densidad apropiada.

- Ser fácilmente mezclable en superficie.
- Tener propiedades reológicas óptimas para remover el lodo.
- Mantener sus propiedades físicas y químicas mientras se está colocando.
- Debe ser impermeable al gas en el anular, si estuviese presente.
- Desarrollar esfuerzo lo más rápido posible una vez que ha sido bombeado.
- Desarrollar una buena adherencia entre revestidor y formación.
- Tener una permeabilidad lo más baja posible.
- Mantener todas sus propiedades bajo condiciones severas de presión y temperatura.

- ***Problemas comunes de una cementación.***

Los problemas comunes que afectan los trabajos de cemento incluyen:

- Condición pobre del hoyo: patas de perro, estabilidad del hoyo desnudo, desgastes, llenado del hoyo, cama de recortes, etc.
- Condición pobre del lodo: altas resistencias de gel, alta pérdida de circulación o filtración, revoque grueso, alto contenido de sólidos, pérdida de material de circulación, incompatibilidad de lodo/cemento.
- Centralización pobre: el cemento no se coloca uniformemente alrededor de la tubería de revestimiento, dejando lodo en el sitio.
- Pérdida de circulación.
- Presión anormal.
- Presión subnormal.
- Presión Alta.
- Fraguado prematuro (a veces instantáneo en el revestidor).
- Canalización del cemento en el lodo
- No se puede alcanzar la densidad de la mezcla.

- El tapón no asienta sobre cuello flotador, indicando su llegada y finalización del desplazamiento.<sup>26</sup>

**Tabla 30.** Problemas asociados a las lechadas de cemento. Schlumberger<sup>27</sup>

PROBLEMA	PARAMETRO DE LA LECHADA	CATEGORIA DE ADITIVO/SOLUCIONES
Control del pozo Sobre presión Formaciones débiles	Densidad	Extendedores Agentes de peso
Temperatura.	Tiempo de fragüe	Aceleradores Retardadores
Formaciones permeables	Estabilidad de fluidos Control de filtrado	FLAC
Remoción de lodo Presión por fricción	Reología	Dispersantes Agentes gelificantes
Perdidas de circulación	Capacidad de taponar Propiedades de tapón Densidad	LCM Extendedores
<b>CONDICIONES ESPECIALES O ANORMALES</b>		
Retrogresión de la compresión	Producto de la hidratación	Silicas
Espumantes	Estabilidad - espuma	Agentes espumantes
Espuma	Tendencia a la espuma	Anti-espuma

- **Problemas operacionales más frecuentes y cómo prevenirlos**

a) *Falta de agua:* de antemano deberá almacenarse agua suficiente para la operación.

b) *Falla de la unidad cementadora:* probar la misma antes de iniciar la operación, y si falla, no comenzar a cementar hasta que llegue otra en condiciones.

<sup>26</sup> Cementación de pozos petroleros. 2014 [en línea]. <<http://es.scribd.com/doc/143189152/Cementacion-de-Pozos-Petroleros-Ejercicio>> [Citado el 30 de Junio de 2014]

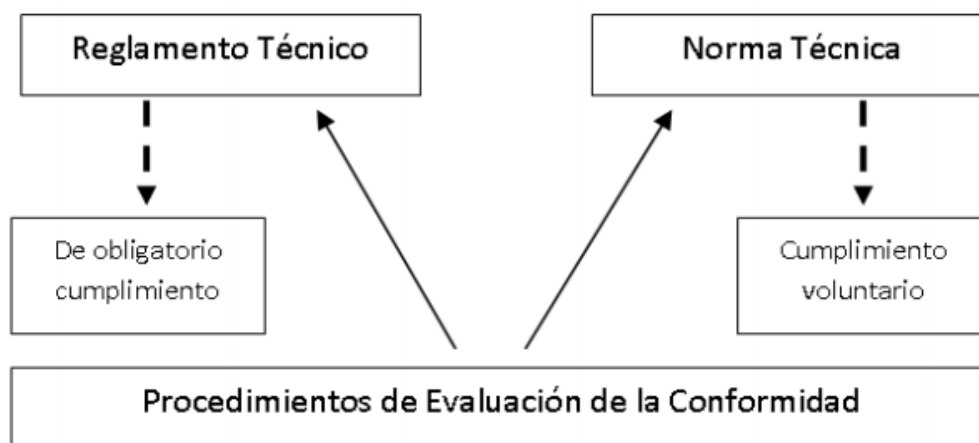
<sup>27</sup> *Ibid.*, <<http://es.scribd.com/doc/206272091/CEMENTACION-DE-POZOS>>

- c) *Pérdida parcial o total de circulación*: si es pérdida parcial, es recomendable bajar el gasto de bombeo para reducir la presión; ahora, si la pérdida es total, hay que continuar con la operación.
- d) *Fuga en la cabeza de cementación*: reemplazarla por otra de inmediato.
- e) *Falla en la unidad almacenadora de cemento (trompo)*: tratar de corregir la falla y tener otra línea alterna de aire del equipo.
- f) *Al desplazar la lechada, falla en las bombas del equipo*: terminar de desplazar con la unidad de alta.
- g) *Fuga en las uniones del stand pipe*: cambiar los empaques de las uniones.
- h) *Descontrol del pozo*: efectuar procedimiento de cierre de preventoras.<sup>27</sup>

### 3. ESTÁNDARES DE REFERENCIA

Estas publicaciones abordan problemas de carácter general y deben ser revisadas con respecto a circunstancias particulares, regulaciones y leyes locales, estatales y federales. Son normas técnicas, mas no reglamentación técnica. La mayor debilidad de la aplicación de la normatividad técnica está en la falta de supervisión (auditoría, inspección).

**Figura 9.** *Diferencias entre las normas y los reglamentos técnicos*<sup>28</sup>



#### 3.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los siguientes estándares contienen disposiciones que son indispensables en este texto y constituyen el fundamento de la metodología:

- API Specification 13A. 18th Edition, August 2010. Specification for Drilling Fluids Materials.

<sup>28</sup> ESTRUCTURACIÓN DE UN PROGRAMA DE ASEGURAMIENTO Y CONTROL DE LA CALIDAD (QA/QC) DE LOS BIOCOMBUSTIBLES Y SUS MEZCLAS CON COMBUSTIBLES FÓSILES EN COLOMBIA CON PROYECCIÓN HACIA LOS MERCADOS INTERNACIONALES. (8, mayo, 2012: Hotel JW Marriott, Bogotá, Colombia). Ministerio de Minas y Energía, ECOFYS, BID, ICONTEC, 2012. 63 p.

- ISO 13500:2008, Petroleum and natural gas industries — Drilling fluid materials — Specifications and tests
- API RP 13B-1. Second Edition, September 1997. Testing Water-Based Drilling Fluids.
- ISO 10414-1:2008, Petroleum and natural gas industries — Field testing of drilling fluids — Part 1: Water-based fluids
- API RP 13B-2. Second Edition, September 1997. Testing Oil-Based Drilling Fluids.
- ISO 10414-2:2002, *Petroleum and natural gas industries — Field testing of drilling fluids — Part 2: Oil-based fluids*
- API RP 13G. Third Edition, December 1, 1991. Recommended Practice Standard Procedure for Drilling Mud Report Form.
- API RP 13 I. Eighth Edition, March 2009. Recommended Practice Standard Procedure for Laboratory Testing Drilling Fluids.
- API RP 13C. Second Edition, March 1996. Recommended Practice on Drilling Fluid Processing Systems Evaluation.
- API RP 7K. Fifth Edition, June 2010. Drilling and Well Servicing Equipment.
- API RP 7L. First Edition, December 1995. Procedures for Inspection, Maintenance, Repair, and Remanufacture of Drilling Equipment.
- API RP 13E. Third Edition, May 1, 1993. Recommended Practice for Shale Shaker Screen Cloth Designation.
- API Standard 653. Third Edition, December 2001. Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction.
- API RP 4G. Fourth Edition, 2011. Operation, Inspection, Maintenance, and Repair of Drilling and Well Servicing Structures.
- API 510. Ninth Edition, June 2006. Pressure Vessel Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration.
- API Specification Q1. Sixth Edition, March 1, 1999. Specification for Quality Programs for the Petroleum and Natural Gas Industry.
- API RP 45. Third Edition, August 1998. Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters.
- API RP 13K. Second Edition, February 1996. Recommended Practice for Chemical Analysis of Barite.

- ASTM\*
  - D611-82 Standard Test Method for Aniline Point and Mixed Aniline Point for Petroleum Products and Hydrocarbon Solvents
  - E-11 *Standard Specification for Wire-Cloth Sieves for Testing Purpose*
  - E177 *Standard Practice for Use of the Terms Precision and Bias in ASTM Test Methods*
  - Spec E1 Standard Specification for ASTM Thermometers
- ANSI\*\* / AWWA\*\*\* AS C705 *Standards for Water Meters*
- IADC\*\*\*\* *Mud Equipment Manual, Handbook 2*
- ISO 3696:1987, *Water for analytical laboratory use — Specification and test methods*
- ISO 2977, Petroleum products and hydrocarbon solvents—Determination of aniline point and mixed aniline point
- NORMA NMX-L-144-SCFI-2003 para la bentonita empleada en fluidos de perforación, terminación y mantenimiento de pozos petroleros especificaciones y métodos de prueba.
- NORMA NMX-L-159-SCFI-2003 de barita empleada en fluidos de perforación.
- NORMA NMX-L-155-1996 para goma xantana empleada en fluidos de terminación y reparación de pozos petroleros-especificaciones y métodos de prueba.
- *ASTM D 4380-93e: Métodos de prueba para la densidad de lodos bentoníticos.*
- *ASTM D 4381-93e: Método de prueba para el contenido de arena por volumen de lodo bentoníticos.*

---

\* AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS, 100 Bar Harbor Drive, West Conshohocken, Pennsylvania 19428

\*\* American National Standards Institute, 1430 Broadway, New York, New York 10018

\*\*\* American Water Works Association, 666 West Quincy Avenue, Denver Colorado 80235

\*\*\*\* International Association of Drilling Contractors, P.O. Box 4287, Houston

- *ACI 336.1 y ACI 336.1R-98: Referencia de especificaciones para la construcción de pilares perforados y comentarios.*

Con el fin de identificar la normatividad técnica apropiada para el control y aseguramiento de la calidad de los fluidos, se ha realizado una reseña de las normas más significativas para el desarrollo de la metodología:

### **3.1.1 API SPEC 13A. Especificación para materiales de fluidos de perforación**

*Fecha de vigencia:* Agosto de 2010, Edición 18.

*Normas técnicas relacionadas:* ISO 13500:2008, Industrias de petróleo y gas natural — Materiales de fluidos de perforación — Especificaciones y pruebas.

Propiedades físicas y procedimientos de prueba para materiales fabricados para el uso en fluidos de perforación de pozos de petróleo y gas.

Los materiales cubiertos son: *barita, hematita, bentonita, bentonita sin tratar, bentonita grado OCMA, atapulgita, sepiolita, carboximetilcelulosa de baja viscosidad (CMC-LVT) grado técnico, carboximetilcelulosa de alta viscosidad (CMC-HVT) grado técnico, celulosa polianiónica alta viscosidad ( PAC- HV), celulosa polianiónica baja viscosidad (PAC-LV), almidón y goma xantana.*

Para el desarrollo de la metodología se han agrupado los materiales de acuerdo a los procedimientos de prueba, especificando diferencias y cantidades apropiadas para cada uno de modo que se facilite el entendimiento de un conjunto de pruebas definidas.

Las especificaciones a cerca de las impurezas minerales en la barita también han sido incluidas en la metodología, las cuales son parte del anexo B en la norma API.

### **3.1.2 API RP 13B-1. Pruebas de campo de fluidos de perforación base-agua.**

*Fecha de vigencia:* Septiembre de 1997, Segunda edición.

*Normas técnicas relacionadas:* ISO 10414-1:2008, Industrias de petróleo y gas natural— Pruebas de campo para fluidos de perforación — Parte 1: Fluidos base agua.

Procedimientos estándares para la determinación de las siguientes características de fluidos de perforación base-agua:

*Densidad del fluido de perforación (peso del lodo), Viscosidad y fuerza de gel, Filtración, Contenido de agua, petróleo y sólidos, Contenido de arena, Capacidad de azul de metileno, pH, Alcalinidad y contenido de cal, Contenido de cloruros, Dureza total expresada como calcio.*

Se han incluido en la metodología las pruebas adicionales contenidas en el anexo **A**: Análisis químico de calcio, magnesio, sulfato de calcio, sulfuro, carbonato, potasio.

Parte fundamental del trabajo a realizarse requirió de los anexos **D, F, G y H** los cuales proveen procedimientos que pueden ser usados para: *Remoción del aire, Muestreo, inspección y rechazo, Muestreo en taladro de perforación, Calibración y verificación de material de vidrio, termómetros, viscosímetros, copa de retorta y balanzas de fluidos de perforación.*

### **3.1.3 API RP 13B-2. Pruebas de campo de fluidos de perforación base-aceite.**

*Fecha de vigencia:* Septiembre de 1997, Segunda edición.

*Normas técnicas relacionadas:* ISO 10414-2:2002, Industrias de petróleo y gas natural — Pruebas de campo para fluidos de perforación — Parte 2: fluidos base aceite.

Procedimientos estándares para la determinación de las *siguientes* características de fluidos de perforación base-aceite:

*Densidad del fluido de perforación (peso del lodo), Viscosidad y fuerza de gel, Filtración, Contenido de agua, petróleo y sólidos. Análisis químico de lodos base-aceite: alcalinidad, contenido de cloruro y de calcio, Prueba de estabilidad eléctrica: equipo, calibración, procedimiento y cálculos. Cálculos de cal, alcalinidad y sólidos.*

Debido a la importancia del procedimiento para determinar el punto de anilina, éste fue incluido como parte de la metodología y puede ser hallado en el apéndice **D** de la norma API. De la misma manera se utilizaron los apéndices **F, I y J** sobre *muestreo, inspección y rechazo, análisis químico de sulfuros activos-método de Garret y calibración de material de vidrio.*

#### **3.1.4 API RP 13I. Pruebas de laboratorio para fluidos de Perforación.**

*Fecha de vigencia:* Marzo de 2009, octava edición.

*Normas técnicas relacionadas:* ISO 10416:2008, Industrias de petróleo y gas natural — Fluidos de perforación — Pruebas de laboratorio.

Esta norma Internacional proporciona procedimientos de pruebas de laboratorio para las propiedades físicas, químicas y de rendimiento tanto de materiales como de los fluidos de perforación. Es aplicable a los fluidos de perforación base agua y base aceite, así como a fluidos base o de preparación.

#### **3.1.5 API Standard 653. Inspección, reparación, modificación y reconstrucción de tanques.**

*Fecha de vigencia:* Diciembre de 2001, tercera edición.

Este estándar cubre tanques de acero para almacenamiento construidos bajo el Estándar API 650 y su precursor API 12C. Proporciona requisitos mínimos para

mantener la integridad de tales tanques después de que se hayan colocado en servicio y trata la inspección, reparación, alteración, relocalización, y reconstrucción.

Está dirigido para el uso de organizaciones que mantienen o tienen acceso a personal de ingeniería o de inspección técnicamente entrenado y con experiencia en diseños, fabricación, reparación, construcción e inspección de tanques. No contiene reglas o pautas que cubran todas las condiciones variables que pueden ocurrir o existir en un tanque.

En la creación de checklists ha sido fundamental el uso de la información encontrada en esta especificación (anexo **C**) porque permite la identificación de problemas en los tanques que afectarán la calidad de los fluidos y la seguridad de las operaciones.

### **3.1.6 API RP 13G. Formularios de reportes para lodos de perforación.**

*Fecha de vigencia:* Diciembre 1 de 1991, Tercera edición.

Provee los formularios de reportes para la presentación de informes de las propiedades de los fluidos de perforación. Está pensado sólo como una guía para seguir las pruebas enumeradas en API RP 13B- 1, Procedimiento estándar para las pruebas de campo de Fluidos de Perforación base agua y API RP 13B-2, Procedimientos Estándar para las pruebas de campo de Fluidos de Perforación base Aceite.

Dichos formatos estándar fueron añadidos a la metodología y se encuentran a continuación:

3.1.6.1 Formularios de reportes para fluidos de perforación base agua

Figura 10. Reporte para lodos base agua<sup>29</sup>

**DRILLING MUD REPORT**

API Well No.	State	County	Well	S/T
--------------	-------	--------	------	-----

OPERATOR: \_\_\_\_\_

Report for \_\_\_\_\_

Well Name and No. \_\_\_\_\_

WATER MUD REPORT NO. \_\_\_\_\_

Date \_\_\_\_\_ 19\_\_\_\_ Depth  MD  TVD

Spud Date \_\_\_\_\_ Present Activity \_\_\_\_\_

CONTRACTOR: \_\_\_\_\_

Report For \_\_\_\_\_

Field or Block No. \_\_\_\_\_

County, Parish, Offshore Area \_\_\_\_\_

RIG NO: \_\_\_\_\_

Section, Township, Range \_\_\_\_\_

State/Province \_\_\_\_\_

BIT DATA	DRILLING STRING	CASING	CIRCULATION DATA

<p><b>MUD PROPERTIES:</b></p> <p>Sample From <input type="checkbox"/> FL. RI <input type="checkbox"/> FL. PI <input type="checkbox"/> FL. RI <input type="checkbox"/> FL. PI <input type="checkbox"/></p> <p>Time Sample Taken _____</p> <p>Flowline Temperature (*F) _____</p> <p>Weight <input type="checkbox"/> (ppg) <input type="checkbox"/> (lb/cu ft) <input type="checkbox"/> (sp gr) _____ *F</p> <p>Funnel Viscosity (sec/qt) API @ _____ *F</p> <p>Plastic Viscosity cp @ _____ *F</p> <p>Yield Point (lb/100 ft) _____</p> <p>Gel Strength (lb/100 ft) 10 sec/10 min / / / /</p> <p>Filtrate API (cm<sup>3</sup>/30 min) _____</p> <p>API HTHP Filtrate (cm<sup>3</sup>/30 min.) @ _____ *F</p> <p>Cake Thickness (32nd in. API/HTHP) / / / /</p> <p>Retort Solids (% Vol.) _____</p> <p>Retort Liquid (% Vol.) Oil/Water / / /</p> <p>Sand Content (% Vol.) _____</p> <p>Methylene Blue Capacity <small>C. 50 ml mud</small> <small>C. 50 ml mud</small> /</p> <p>pH <input type="checkbox"/> Strip <input type="checkbox"/> Meter @ _____ *F</p> <p>Alkalinity Mud (P<sub>a</sub>), cm<sup>3</sup> N/50 Acid/cm<sup>3</sup> _____</p> <p>Alkalinity Filtrate (P<sub>a</sub>), cm<sup>3</sup> N/50 Acid/cm<sup>3</sup> / / /</p> <p>Chloride (mg/L) _____</p> <p>Total Hardness as Calcium, (mg/L) _____</p>	<p><b>MUD PROPERTY SPECIFICATIONS:</b></p> <p>Weight _____ Viscosity _____ Filtrate _____</p> <p><b>RECOMMENDED TOUR TREATMENT:</b></p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p><b>REMARKS:</b></p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>_____</p>
---	---

PRODUCTS	SOLIDS EQUIPMENT

MUD VOLUME	SOLIDS ANALYSIS	MUD RHEOLOGY & HYDRAULICS	COST ANALYSIS

REPRESENTATIVE \_\_\_\_\_ PHONE \_\_\_\_\_ WAREHOUSE PHONE \_\_\_\_\_

<sup>29</sup> API RP 13G. Recommended Practice Standard Procedure for Drilling Mud Report Form. Third Edition, December 1, 1991.



### **3.1.7 API RP 7K Y API RP 7L.**

- **Equipos de perforación y servicios petroleros.**

*Fecha de vigencia:* Junio de 2010, quinta edición.

- **Procedimientos para inspección, mantenimiento, reparación y re manufactura del equipo de perforación.**

*Fecha de vigencia:* Diciembre de 1995, primera edición.

La utilidad de estas normas para la metodología la conforman las especificaciones aplicadas a las mangueras de lodo y cemento de alta presión. En ellas está contenida la información sobre los límites de operación, inspección, cuidado y uso de las mangueras.

Esta especificación establece los principios generales y especifica los requisitos para el diseño, fabricación y prueba de nuevos equipos de perforación y servicio de pozo y de los componentes de transporte de carga primaria.

El objetivo es proporcionar a los propietarios y usuarios de los equipos las directrices para procedimientos de inspección, mantenimiento, reparación y re fabricación que pueden ser utilizados para mantener la capacidad de servicio del equipo cubierto.

### **3.1.8 API RP 4G. Operación, inspección, mantenimiento y reparación de estructuras de perforación y servicios petroleros.**

*Fecha de vigencia:* Diciembre de 2011, cuarta edición.

El objetivo de esta publicación es dar directrices y establecer los procedimientos necesarios para la inspección, mantenimiento y reparación de elementos de las estructuras de perforación y mantenimiento de pozos, con el fin de mantener la capacidad de servicio de estos equipos. Estas recomendaciones deben ser

consideradas como complementarias a, y no como un sustituto de las instrucciones del fabricante y las recomendaciones de API RP 54.

La información contenida en esta norma fue organizada y seleccionada para su inclusión en la metodología. Se especifican los requisitos de control de calidad de los equipos y del material. Todo el trabajo de control de calidad deberá ser controlado por instrucciones documentadas del fabricante, que incluirán una metodología adecuada y los criterios de aceptación cuantitativa y cualitativa.

En la creación de checklists ha sido fundamental el uso de la información encontrada en esta especificación que brinda un formato de inspección útil y provee controles de rutina en intervalos apropiados según sea el caso.

### **3.1.9 API RP 45. Análisis de aguas de campos petroleros.**

*Fecha de vigencia:* Agosto de 1998, tercera edición.

El propósito de este documento es proporcionar al usuario información sobre lo siguiente:

- a. Análisis de las aplicaciones de agua de campos petroleros.
- b. La recolección, una buena conservación y el etiquetado de muestras de campo.
- c. Una descripción de los distintos métodos de análisis disponibles, incluyendo la información relativa a las interferencias, la precisión, la exactitud y límites de detección.
- d. Formatos de presentación de informes apropiados para los resultados analíticos.

Este estándar está dirigido a la determinación de componentes disueltos y dispersados en aguas de yacimientos petrolíferos (agua producida, agua inyectada, fluidos de workover y fluidos de estimulación).

Los métodos de análisis que se presentan han sido seleccionados por su precisión, reproducibilidad y aplicabilidad a los sistemas de campos petroleros. Para la mayoría de los componentes, se presentan varios métodos de diversos grados de complejidad y precisión para proporcionar al analista la oportunidad de elegir el método más apropiado correspondiente a su / sus necesidades.

### **3.1.10 API SPEC Q1. Especificación para programas de calidad para la industria de petróleo y gas natural.**

*Fecha de vigencia:* Marzo 1 de 1999, sexta edición.

*Normas técnicas relacionadas:* ANSI/ISO/ASQC Q9001-1994, *Quality Systems-Model for Quality Assurance in Design, Development, Production, Installation and Servicing.*

La especificación API Q1 provee los requerimientos para un sistema de calidad de aplicación internacional para facilitar la fabricación consistente y confiable de productos conforme a sus indicaciones para la industria del petróleo y gas.

Este estándar internacional es aplicable en situaciones donde:

- a. El diseño es requerido y se han establecido los requisitos del producto principalmente en términos de rendimiento, o que necesitan establecerse.
- b. La confianza en la conformidad del producto se puede lograr mediante una demostración adecuada de las capacidades de un proveedor en el diseño, desarrollo, producción, instalación y servicio.
- c. La conformidad a los requisitos del sistema de calidad es esencial para producir consistentemente productos de acuerdo con requisitos específicos.

### **3.1.11 API RP 13K. Análisis químico de la barita.**

*Fecha de vigencia:* Febrero de 1996, segunda edición.

La barita se utiliza para aumentar la densidad de los fluidos de perforación de pozos de petróleo. Es un producto que puede contener cantidades significativas de minerales distintos de sulfato de bario, que es su componente principal.

El rendimiento de barita en un fluido de perforación está relacionado en parte con el porcentaje y el tipo de minerales no-barita distribuidos en el mineral de barita como se describe en la metodología capítulo 1 módulo 9.

Algunos de estos minerales tienen poco o ningún efecto sobre las propiedades del fluido de perforación, pero otros pueden degradar estas propiedades e incluso ser perjudicial para el personal del equipo de perforación.

El objetivo de esta publicación es proporcionar una descripción completa y detallada de los procedimientos químicos analíticos para determinar cuantitativamente los componentes químicos y minerales de la barita. Estos procedimientos son muy elaborados y normalmente se llevan a cabo en un laboratorio bien equipado.

### **3.1.12 API RP 13E. Práctica recomendada para la designación de cribas para zarandas.**

*Fecha de vigencia:* Mayo 1 de 1993, tercera edición.

Este procedimiento es un método para determinar el potencial de separación de cribas de la zaranda vibratoria a través del análisis visual de sus brechas o aberturas.

Las cribas se fabrican en una gran variedad de configuraciones. Esta diversidad en la fabricación provoca confusión acerca de las características de rendimiento de cada tipo de criba. En consecuencia, la selección de la criba adecuada para una aplicación particular con frecuencia se convierte en una cuestión de prueba y error.

Con el fin de proporcionar una base común para la comparación de las características de separación de los diferentes tipos de cribas, una etiqueta se

colocará en la criba en una posición tal que será a la vez visible y legible después que la criba esté instalada en la zaranda. La ubicación exacta de la etiqueta y su composición del material se deja a la discreción del proveedor. La información contenida en la etiqueta se grabará de forma tal que permanecerá indeleble durante la vida útil de la criba.

Los componentes del sistema de designación proporcionan una descripción completa de los parámetros de identificación y de rendimiento de la criba. El sistema de designación consta de los siguientes elementos:

- Designación del fabricante
- Separación de potencial (puntos "Cutt"  $d_{50}$ ,  $d_{16}$ ,  $d_{84}$ )
- Capacidad de flujo (Conductancia y área total no bloqueada)

### **3.1.13 ASTM\* D611-82. Standard Test Method for Aniline Point and Mixed Aniline Point for Petroleum Products and Hydrocarbon Solvents**

*Fecha de vigencia:* 1982

Este método de ensayo cubre la determinación del punto de anilina de los productos derivados del petróleo y solventes de hidrocarburos, tales como gasóleos y aceites minerales utilizados en la preparación de los fluidos de perforación base aceite. Este método es adecuado para muestras líquidas transparentes que tienen un punto de ebullición inicial por encima de la temperatura ambiente y en el que el punto de anilina está por debajo del punto de burbuja y por encima del punto de solidificación de la muestra de la mezcla de anilina.

---

\* AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS, 100 Bar Harbor Drive, West Conshohocken, Pennsylvania 19428

### **3.1.14 ASTM E177. Standard Practice for Use of the Terms Precision and Bias in ASTM Test Methods**

*Fecha de vigencia:* Mayo de 2014

El propósito de esta práctica es presentar conceptos necesarios para la comprensión del término "precisión" tal como se utiliza en métodos de ensayo cuantitativos. En un último apartado, da ejemplos de cómo las declaraciones de precisión y sesgo pueden ser escritos por los métodos de prueba ASTM.

### **3.1.15 ASTM Spec E1. Standard Specification for ASTM Thermometers**

*Fecha de vigencia:* Enero de 2013

Esta especificación cubre los requisitos de construcción para varios termómetros de líquido en vidrio graduado en grados Celsius o grados Fahrenheit que con frecuencia son identificados y utilizados en los métodos bajo la jurisdicción de los distintos comités técnicos dentro de ASTM. Esta especificación cubre también el alcance ajustable de los termómetros con escala interior (comúnmente llamados termómetros Beckmann), graduados en grados Celsius, que se utilizan en los métodos de la ASTM. Los termómetros de ASTM tratados aquí se enumeran de manera que ayuden a facilitar la selección de acuerdo al rango de temperatura, inmersión, y los requisitos de error de escala.

## **3.2 FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO**

Los siguientes estándares contienen disposiciones que son tratadas en este texto y constituyen el fundamento de la metodología:

- API Specification 10A. Specification for Cements and Materials for Well Cementing. Twenty-third Edition, April 2002.
- API Specification 10B. Recommended Practice for Testing Well Cements. First Edition, July 2005.

- API Specification 13J. 4th Edition, January 2006. Testing of Heavy Brines.
- ASTM C 109, Standard Test Method for Compressive Strength of Hydraulic Cement Mortars (1992)
- ASTM C 114. Standard Test Methods for chemical Analysis of Hydraulic Cement (1998)
- ASTM C 150, Standard Specification for Portland Cement (1992)
- ASTM C 183, Standard Practice for Sampling and the Amount of Testing of Hydraulic Cement (1988)
- ASTM C 188 Standard Test Method for Density of Hydraulic Cement.
- ASTM C 465 Standard Specification for Processing Additions for Use in the Manufacture of Hydraulic Cements
- ASTM D422 Standard Test Method for Particle-size Analysis of Soils
- ASTM E-11 Standard Specification for Wire-Cloth Sieves for Testing Purpose

### **3.2.1 API Especificación 10A. Especificación para cementos y materiales para cementación de pozos**

*Fecha de vigencia:* Abril de 2002, Edición 23.

*Normas técnicas relacionadas:* ISO 10426-1:2000, Industria de petróleo y gas natural — Cementos y materiales para cementación de pozos — Especificación.

ISO 10426 consta de las siguientes partes, bajo el título general de Industrias de petróleo y gas natural - Cementos y materiales para la cementación de pozos:

- Parte 1: Especificaciones.
- Parte 2: Prácticas recomendadas para pruebas de cemento.

Esta norma incluye los requerimientos físicos y químicos que deben cumplir los cementos para pozos, así como diferentes pruebas que se le realizan a las

lechadas de cemento. Dentro de estas pruebas se incluyen: *prueba de finura, agua libre, esfuerzo de compresión, tiempo de espesamiento*. También, se incluyen recomendaciones de empaçado y marcado.

### **3.2.2 API Especificación 10B. Practicas recomendadas para pruebas de cementación de pozos**

*Fecha de vigencia:* Julio de 2005, Edición Primera.

*Normas técnicas relacionadas:* Idéntica a ISO 10426-2:2003 incluyendo ISO 10426-2:2005/FDAM 1:2005. ISO 10426-2, Industria de petróleo y gas natural — Cementos y materiales para cementación de pozos — Parte 2: Pruebas de cementación de pozos.

Esta norma API RP 10B-2, Práctica recomendada para pruebas de cementos para pozos incluye requerimientos físicos y químicos que deben cumplir los cementos, así como diferentes pruebas que se le realizan a las lechadas de cemento. Dentro de estas pruebas se incluyen: *Prueba de finura, agua libre, esfuerzo de compresión, tiempo de espesamiento*. También, se incluyen recomendaciones de empaçado y marcado.

Aporta recomendaciones aplicables a las operaciones de muestreo, transporte y almacenamiento. De igual forma, presenta procedimientos de pruebas aplicables a las lechadas de cemento y métodos de calibración para los equipos usados. Dentro de las pruebas que contiene, están: *determinación de densidad de la lechada, prueba de simulación en pozo de la resistencia a la compresión, simulación en pozo de tiempo de espesamiento, pérdida de fluido estático, prueba de permeabilidad, propiedades reológicas, entre otras*.

### **3.2.3 API Especificación 13J. Pruebas para salmueras pesadas**

*Fecha de vigencia:* Enero de 2006, Edición cuarta.

La práctica recomendada API 13J cubre las pruebas de salmueras pesadas de uso común en completamiento, perforación y reparación de pozos de petróleo y gas natural. Trata propiedades físicas, contaminantes potenciales y procedimientos de prueba de salmueras pesadas. Dentro de las pruebas que contiene se incluyen: *densidad de gravedad específica, claridad o cantidad de partículas contenidas por la salmuera, punto de cristalización o temperatura (a presión atmosférica y bajo presión) a la cual las salmueras pasan de líquido a sólido, pH y contaminación de hierro, discusión de formación y mitigación de la formación de hidratos.*

#### **3.2.4 ASTM C 114. Métodos de pruebas estándar para el análisis químico del cemento hidráulico**

*Fecha de vigencia:* 1998

Estos métodos de ensayo cubren los análisis químicos de los cementos hidráulicos. Proporciona métodos de ensayo químicos específicos y agrupa como referencia los métodos de ensayo y métodos de ensayo alternativos. Los métodos de ensayo alternativos proporcionan generalmente la determinación individual de los componentes específicos y pueden ser utilizados solos o como suplentes.

#### **3.2.5 ASTM C 150. Especificación estándar para cementos Portland**

*Fecha de vigencia:* 1992

Esta especificación cubre ocho tipos de cemento portland: tipo I, tipo IA, Tipo II, IIA, tipo III, tipo IIIA, tipo IV y Tipo V. El cemento cubierto por esta especificación sólo deberá contener ciertos ingredientes. El cemento se almacenará de manera tal que permita un fácil acceso para la inspección e identificación de cada envío adecuado, y en un edificio hermético adecuado que proteja el cemento de la humedad y reducir al mínimo conjunto de almacenes.

### **3.2.6 ASTM C 183. Práctica estándar para la toma de muestras y cantidad de cemento hidráulico de prueba**

*Fecha de vigencia:* 1998

Los procedimientos de muestreo descritos están pensados para su uso en la obtención de muestras de cemento hidráulico después de que haya sido fabricado y esté listo para ser puesto a la venta. Ellos no están destinados a procedimientos de muestreo para el control de calidad durante la fabricación. Los procedimientos de prueba descritos cubren la cantidad de pruebas a realizar y proporcionan una guía para informar sobre la conformidad o no conformidad de los cementos con los requisitos de las especificaciones de compra.

### **3.2.7 ASTM C 188. Métodos de pruebas estándar para densidad de cemento hidráulico**

Este método de ensayo cubre la determinación de la densidad de cemento hidráulico. Su utilidad particular está en relación con el diseño y el control de las mezclas de concreto. La densidad de cemento hidráulico se define como la masa de una unidad de volumen de los sólidos. El aparato para ser utilizado es un matraz de Le Chatelier que es circular en sección transversal.

#### 4. METODOLOGÍA PARA EL CONTROL Y ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

La ejecución y culminación exitosa de las operaciones de perforación y completamiento requiere de fluidos en excelentes condiciones y de equipos óptimos para prepararlos. En la actualidad, asegurar y controlar la calidad de los mismos, requiere de estándares internacionales consignados en diferentes normatividades. Ofrecer una única fuente que contenga estas especificaciones sirve de referencia para las compañías que lo requieran, incluyendo aquellas dedicadas al negocio (qa/qc). A su vez, establece indicaciones adecuadas para evitar incurrir en errores cometidos habitualmente en el manejo de fluidos.

De acuerdo a lo expresado anteriormente, se ha desarrollado una metodología que permite asegurar las propiedades de los fluidos mencionados. Este proceso integró las fases de recolección y análisis de la información concerniente a pruebas, procedimientos, aditivos y aparatos utilizados; así como parámetros de aseguramiento y control establecidos por la normatividad vigente.

##### 4.1 PASO A PASO

Figura 12. Portada de Metodología QA/QC



En el desarrollo del presente trabajo y para cumplir con los objetivos trazados, se llevaron a cabo las siguientes etapas:

### **1. Consulta bibliográfica, recopilación, selección, análisis y organización de la información.**

En la etapa de documentación fue recopilada información concerniente a la perforación y el completamiento de pozos, las funciones que desempeñan los distintos equipos en la preparación de los fluidos y los problemas que se pueden presentar si éstos últimos no cumplen con la calidad esperada. La anterior información es la base principal para la ejecución de este proyecto, siendo seleccionada y organizada según su aporte. Igualmente, se realizó la búsqueda de las normas establecidas para evaluar la eficiencia y el rendimiento de cada uno de los productos y equipos utilizados en la preparación de los diferentes tipos de fluidos.

### **2. Creación de la metodología.**

A partir de las fuentes y las normas establecidas recopiladas, se procedió a extraer la información que posibilitó la creación de la metodología para el control y aseguramiento de la calidad de los fluidos de perforación y completamiento. Así mismo, fueron incluidas recomendaciones sobre el uso y mantenimiento adecuado de los equipos empleados en la preparación de dichos fluidos.

### **3. Análisis operativo.**

Se analizaron los beneficios que ofrece una planeación adecuada en la preparación de los fluidos de perforación y completamiento, así como los problemas que se pueden presentar si no se lleva a cabo un correcto aseguramiento y control de la calidad de los mismos (QA/QC).

#### 4. Herramienta electrónica.

En esta etapa del proyecto se diseñó y desarrolló una herramienta electrónica sencilla para el reporte cuantitativo del nivel de control y aseguramiento de la calidad de los fluidos.

La metodología fue dividida en 3 capítulos:

1. Fluidos de perforación.
2. Fluidos de completamiento.
3. Salmueras.

A su vez, estos fueron divididos en módulos que reflejan 3 etapas. Antes, durante y después del proceso de preparación de los fluidos. De modo que es sencillo comprender paso a paso cómo puede asegurarse y controlarse la calidad.

**Tabla 31.** *Contenido de metodología QA/QC*

<b>Capítulo 1</b> <b>FLUIDOS DE PERFORACIÓN</b>	<b>Módulo 1</b> <b>INTRODUCCIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>◦ Descripción de conceptos clave con definiciones accesibles tanto para estudiantes, profesionales y/o expertos en las actividades principales de campos petroleros.</li><li>◦ Estándares internacionales y documentos normativos de referencia indispensables para la aplicación de este documento.</li></ul>
	<b>Módulo 2</b> <b>REVISIÓN E INSPECCIÓN DE EQUIPOS</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>◦ Aspectos relevantes del Control de Calidad.</li><li>◦ Equipos Empleados en el Procesamiento de Fluidos de Perforación.</li><li>◦ Evaluación en Campo.</li><li>◦ Guías Prácticas Operacionales.</li></ul>
	<b>Módulo 3</b> <b>CALIDAD DEL AGUA DE PREPARACIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>◦ Propósito del control de calidad del agua.</li><li>◦ Parámetros fisicoquímicos a evaluar.</li><li>◦ Procedimientos analíticos.</li></ul>

<p><b>Módulo 4</b> <b>MATERIALES PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Procedimiento de Control de Calidad</li> <li>◦ Materiales fabricados usados en fluidos de perforación.</li> <li>◦ Propiedades físicas.</li> </ul>
<p><b>Módulo 5</b> <b>MUESTREO, INSPECCIÓN Y RECHAZO</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Método oficial de muestreo, inspección y rechazo de materiales conforme a las especificaciones API.</li> <li>◦ Procedimientos para material en polvo en paquetes y a granel.</li> <li>◦ Tareas de control de calidad.</li> <li>◦ Control del producto</li> </ul>
<p><b>Módulo 6</b> <b>PROCEDIMIENTOS DE PRUEBA PARA MATERIALES USADOS EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Procedimientos para determinar los parámetros fisicoquímicos de cada aditivo.</li> <li>◦ Comparación de las características con las condiciones de calidad necesarias.</li> <li>◦ Ejemplos de cálculo</li> </ul>
<p><b>Módulo 7</b> <b>REQUISITOS DE TRANSPORTE, EMPACADO, MARCADO Y ALMACENAMIENTO</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Requisitos para los productos vendidos en cantidades empacadas sobre palés y en contenedores flexibles de uso intermedio para materiales a granel (FIBCs).</li> <li>◦ Manipulación, transporte, almacenamiento, e identificación.</li> <li>◦ Beneficio potencial de estas recomendaciones.</li> </ul>
<p><b>Módulo 8</b> <b>PREPARACIÓN DE FLUIDOS</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Manejo y seguimiento a la preparación de los fluidos.</li> <li>◦ Pruebas cualitativas en campo para fluidos de perforación base agua y base aceite.</li> <li>◦ Impurezas</li> </ul>
<p><b>Módulo 9</b> <b>INFORME</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Reportes, CheckLists y formatos estándar para el desarrollo y visualización de resultados.</li> <li>◦ Costos del esquema QA/QC</li> <li>◦ Calibración y Monograma API</li> <li>◦ Tablas</li> </ul>

<i>Capítulo 2</i> <b>FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO</b>	<b>Módulo 1</b> <b>DEFINICIONES Y REFERENCIAS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Descripción de conceptos fundamentales y de necesario conocimiento para el adecuado estudio de este capítulo.</li> <li>◦ Estándares internacionales y documentos normativos de referencia usados en el desarrollo de este documento.</li> </ul>
	<b>Módulo 2</b> <b>REVISIÓN E INSPECCIÓN DE EQUIPOS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Calibración y chequeo de aparatos utilizados para realizar pruebas de cementación de pozos.</li> <li>◦ Equipos principales que intervienen en el manejo y preparación de cemento.</li> </ul>
	<b>Módulo 3</b> <b>ETIQUETADO, EMPACADO, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE MUESTRAS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Recomendaciones para el etiquetado y empaçado de cemento para pozos.</li> <li>◦ Transporte y almacenamiento requerido para muestras de cemento.</li> <li>◦ Requerimientos para instalaciones de almacenamiento.</li> <li>◦ Salud y seguridad en el manejo de aditivos.</li> </ul>
	<b>Módulo 4</b> <b>PROPIEDADES Y REQUERIMIENTOS FÍSICO/QUÍMICOS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Propiedades fundamentales de la lechada de cemento, usadas para su adecuado diseño.</li> <li>◦ Agua de mezcla empleada en la preparación de lechadas.</li> <li>◦ Requerimientos químicos y físicos que deben cumplir los cementos adquiridos.</li> <li>◦ Propiedades físicas y químicas de las puzolanas.</li> <li>◦ Aspectos relevantes a tener en cuenta durante la preparación de una lechada de cemento.</li> </ul>
	<b>Módulo 5</b> <b>ADITIVOS Y FUNCIONES</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Tipos de aditivos usados para ajustar las propiedades de las lechadas de cemento.</li> <li>◦ Principales productos encontrados en el mercado.</li> </ul>

<b>Capítulo 3</b> <b>SALMUERAS</b>	<b>Módulo 6</b> <b>MUESTREO Y ACONDICIONAMIENTO DEL FLUIDO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Recomendaciones generales de muestreo de cemento, aditivos líquidos y agua de mezcla.</li> <li>◦ Acondicionamiento del fluido de prueba a las condiciones que se presentarán durante la colocación en el pozo.</li> </ul>
	<b>Módulo 7</b> <b>PRUEBAS PARA FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Preparación de un gran volumen de lechada de cemento requerido para llevar a cabo diversos ensayos.</li> <li>◦ Procedimientos de pruebas realizadas a fluidos de completamiento.</li> <li>◦ Selección adecuada del espaciador.</li> </ul>
	<b>Módulo 8</b> <b>RECOMENDACIONES DURANTE LA CEMENTACIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Puntos a tener en cuenta en la preparación de la lechada de cemento.</li> <li>◦ Diseños de lechada en función de la tubería que se va a cementar y/o trabajo que se esté realizando.</li> <li>◦ Características de los frentes lavadores y espaciadores.</li> <li>◦ Actividades QA/QC</li> </ul>
	<b>Módulo 1</b> <b>CALIBRACIÓN DE EQUIPOS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Calibración y chequeo de aparatos utilizados para realizar pruebas a las salmueras.</li> </ul>
	<b>Módulo 2</b> <b>PRUEBAS PARA SALMUERAS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Propiedades generales.</li> <li>◦ Procedimientos de pruebas.</li> <li>◦ Cálculos para el cambio de densidad.</li> <li>◦ Control de calidad.</li> </ul>
	<b>Módulo 3</b> <b>CORROSIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Causas de corrosión y problemas derivados de ésta.</li> <li>◦ Alternativas de control.</li> </ul>
	<b>Módulo 4</b> <b>CONTAMINACIÓN CON HIERRO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Problemas generados por contaminación con hierro.</li> <li>◦ Procedimiento de prueba para hallar el contenido de hierro en la salmuera.</li> </ul>
	<b>Módulo 5</b> <b>REPORTE DIARIO DE PRUEBAS DE FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Reporte diario con información necesaria para la administración y documentación de las operaciones de pozo relacionadas con el fluido de completamiento.</li> <li>◦ Formato de reporte diario.</li> </ul>

A continuación se presenta la síntesis del contenido, para tener acceso a la metodología completa se debe ingresar a <http://codigomultiple.nixiweb.com/Metodologia/>

## **4.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

### **4.2.1 Introducción**

El primer aspecto fundamental fue el planteamiento y descripción de conceptos clave con definiciones accesibles tanto para estudiantes, profesionales y/o expertos en las actividades principales de campos petroleros que permiten un adecuado entendimiento de la metodología QA/QC. Estos términos fueron descritos en orden alfabético para facilitar su ubicación.

### **4.2.2 Revisión, inspección y mantenimiento de equipos.**

El propósito de este módulo es proporcionar métodos y guías para inspeccionar y evaluar el equipo que se utiliza en el procesamiento de fluidos de perforación. Estos métodos determinan la eficiencia del sistema de control de sólidos en campo, incluyendo procedimientos para la evaluación de zarandas vibratorias, bombas centrífugas, desgasificadores, hidrociclones y limpiadores de lodo. Se aborda además el etiquetado de las zarandas vibratorias y su potencial de separación, las mangueras de lodo y cemento de alta presión y los dispositivos para aliviar la presión de los sistemas de circulación.

Esta metodología no pretende inhibir al proveedor de ofrecer, o al comprador de aceptar, equipos alternativos o soluciones de ingeniería distintas. Lo cual puede ser especialmente aplicable cuando existe tecnología innovadora o en desarrollo. Cuando una alternativa sea ofrecida, el vendedor debe indicar las variaciones respecto a este estándar y proveer detalles.

#### **4.2.2.1 Control de calidad**

En esta sección se especifican los requisitos de control de calidad de los equipos y del material. Todo el trabajo de control de calidad deberá ser controlado por instrucciones documentadas del fabricante, que incluirán una metodología adecuada y los criterios de aceptación cuantitativa y cualitativa.

El estado de aceptación de todos los equipos, piezas, y materiales se indicará ya sea en el equipo, las piezas o materiales o en los registros de seguimiento. Al inicio de las operaciones de QA/QC a los fluidos de perforación se requiere como primera medida la revisión e inspección de los materiales y equipos que estén involucrados en el procesamiento de los fluidos. Se realiza inventario e inspección de los equipos requeridos en campo para verificar su disponibilidad, estado aparente (limpieza, problemas de corrosión, capacidad adecuada, calibración, etc.), funcionamiento adecuado, acciones correctivas necesarias y demás aspectos importantes que se observen y que puedan interferir con la adecuada preparación de los fluidos.

La importancia de la lista de chequeo de equipos radica en que nos permite controlar visualmente que equipos sirven para la operación y cuáles deben ser removidos o mejorados para llevar a cabo la operación; por consiguiente equipo que no reúna las condiciones adecuadas y requeridas para llevar a cabo la operación no debe ser utilizado y esto se debe informar al Jefe de Pozo encargado, al personal de ingeniería y al de la empresa de Servicios para que tomen las medidas del caso.<sup>30</sup>

Los procedimientos de inspección, mantenimiento y revisión deben ser realizados por personal cualificado y verificados por normas ampliamente aceptadas o reconocidas. Todos los equipos deben ser diseñados, fabricados y probados de tal manera que se ajusten respecto a los fines previstos. Deben transferir con

---

<sup>30</sup> ECOPETROL. Metodologías de QAQC para los Fluidos Empleados en Operaciones de Workover. p. 162.

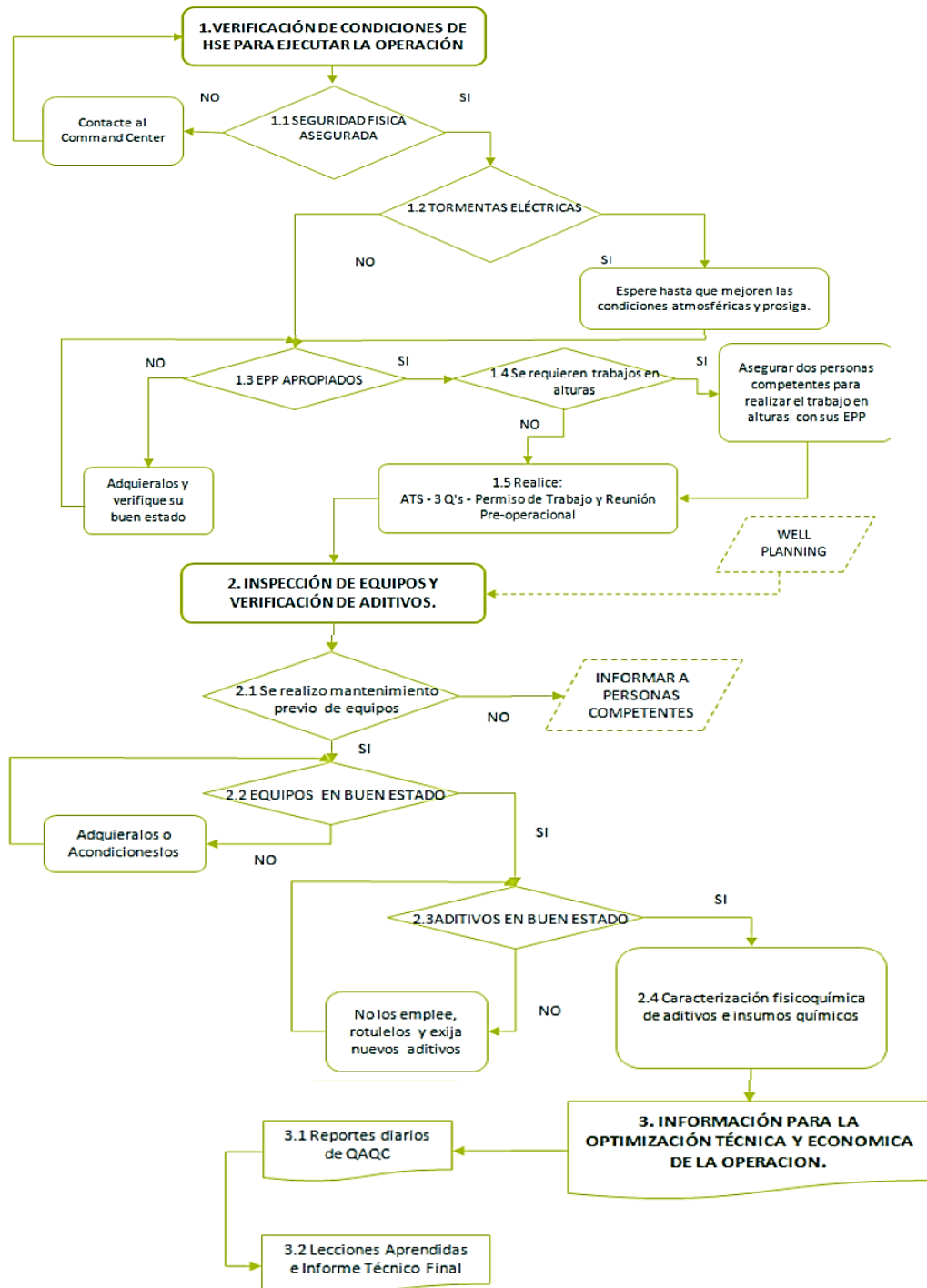
seguridad la carga para la que están destinados y deben estar diseñados para una operación segura.

**Tabla 32. Categorías de Inspección<sup>31</sup>**

<b>CATEGORÍAS DE INSPECCIÓN</b>	
<b>Categoría I</b>	Observación de los equipos durante la operación para indicaciones de desempeño inadecuado.
<b>Categoría II</b>	Inspección complementaria de corrosión, deformación, componentes flojos o faltantes, deterioro, lubricación inadecuada, grietas exteriores visibles y ajuste
<b>Categoría III</b>	Inspección adicional, la cual puede incluir examinación no destructiva (NDE) de áreas críticas expuestas y puede implicar el desarme para acceder a componentes específicos, e identificar desgaste que supere las tolerancias permitidas por el fabricante.
<b>Categoría IV</b>	Inspección adicional donde el equipo se desmonta en la medida necesaria para llevar a cabo las NDE de todos los componentes que manejan cargas primarias según lo definido por el fabricante.

<sup>31</sup> API RP 4G. Operation, Inspection, Maintenance, and Repair of Drilling and Well Servicing Structures. Fourth Edition, 2011.

Figura 13. Diagrama de actividades QA/QC<sup>30</sup>



#### **4.2.2.2 Equipos**

Este documento está organizado de tal manera que se presenta en primer lugar un método para evaluar el rendimiento de un conjunto de equipos. Y a continuación se presenta un procedimiento para evaluar el desempeño de piezas individuales. Después se ofrece una colección de guías operativas probadas para el equipo y el sistema en general. Estas guías pueden utilizarse para modificar el funcionamiento del equipo y el sistema de remoción, y por lo tanto mejorar la eficiencia de cualquier conjunto de equipos en uso.

El uso de esta práctica permite la comparación directa de los resultados obtenidos por las modificaciones realizadas en el sistema en el sitio de perforación. La mejora de la capacidad de remoción puede ser reconocida y monitoreada al igual que los beneficios del mejoramiento en la remoción de sólidos.

A continuación se presenta un listado de los equipos más utilizados en la preparación de fluidos de perforación y completamiento de pozos que han sido incluidos en la metodología. Es indispensable que cada uno de estos equipos cumpla con una serie de requisitos físicos para poder ser utilizados en las operaciones anteriormente mencionadas con el propósito de prevenir cualquier condición sub-estándar que afecte negativamente la calidad de los fluidos que en ellos se preparan y transportan y en caso tal de encontrarse fuera de especificación, realizar la gestión necesaria para su acondicionamiento y puesta a punto antes de iniciar las actividades que involucren preparación o transporte de fluidos. En caso de no ser posible realizar un acondicionamiento satisfactorio, se debe restringir el uso de dicha unidad o equipo para la ejecución de la actividad a realizar.

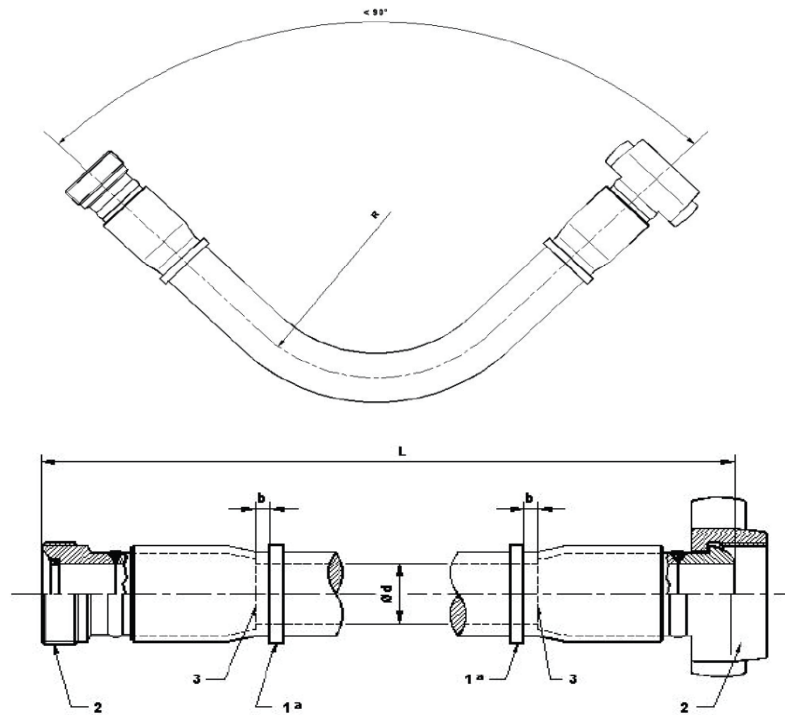
Finalmente, en el momento de realizarse operaciones simultaneas o continuas tener la cantidad de equipos y unidades de operación necesarias para los trabajos, al igual que el inventario de la química requerida sea suficiente para el desarrollo completo de la operación y de esta forma no generar retrasos por insuficiencia de

alguna de estas herramientas o insumos en el desarrollo del trabajo. Los principales equipos de campo necesarios por operación son:

- **Mangueras de Lodo y Cemento de Alta Presión**

Las especificaciones de la metodología se aplican a las mangueras de lodo y cemento de alta presión. En ella se encuentra información sobre los límites de operación, inspección, cuidado y uso de las mangueras de cemento, vibrator, jumper y rotary que están cubiertas por las normas API 7K y API 7L. Esta especificación no se aplicará a las mangueras flexibles o tuberías de servicio de gas, de perforación con aire, terminación de pozo o de operaciones de workover donde se pretende o es probable que las mangueras estarán expuestas a efluentes del pozo. Dichas mangueras están cubiertas por API 17B.

**Figura 14.** Dimensiones de las mangueras rotary y vibrator<sup>32</sup>



<sup>32</sup> API RP 7K. Drilling and Well Servicing Equipment. Fifth Edition, June 2010. p. 37.

- **Dispositivos de alivio de presión**

En esta sección se cubren los dispositivos de alivio de presión para los sistemas de circulación de fluidos de perforación con una presión de funcionamiento superior a 3 MPa (500 psi).

#### 4.2.2.3 Guías prácticas operacionales

**Tabla 33. Sistema de control de sólidos<sup>33</sup>**

EQUIPO DE CONTROL DE SÓLIDOS DE 4 FASES			
ZARANDA VIBRATORIA + 100 Micras	DESARENADOR + 40 Micras	DESILTER + 20 Micras	DECANTADOR CENTRÍFUGA 2-5 Micras
			
OTROS EQUIPOS DE CONTROL DE SÓLIDOS			
Mallas para zarandas	Limpiador de lodo	Desgasificador de vacío	Mezclador de lodo
			
Inyector de lodo	Jet Mud Mixer	Bomba de Corte	Bomba centrífuga
			

<sup>33</sup> Modificado de GNS SOLIDS CONTROL. Drilling Solids Control System. 2007 – 2013 [en línea] <<http://www.gnsolidscontrol.com/fluids-processing-system/>> [Citado el 25 de Junio de 2014]

Los beneficios del control de sólidos eficaz son bien conocidos. Estos beneficios incluyen el aumento de las tasas de perforación, costos reducidos de lodo, reducidos problemas del pozo, reducción de la abrasión y el desgaste, y reducción de los costos de disposición. Los costos de disposición se reducen debido a que las buenas prácticas de control de sólidos minimizan el volumen total de residuos generados por una operación de perforación. Para que los beneficios anteriores se puedan observar, los equipos de control de sólidos deben ser de los tamaños adecuados, debidamente instalados y operados correctamente. Con demasiada frecuencia los beneficios del control de sólidos no se obtienen en campo debido al tamaño incorrecto, la instalación incorrecta o un funcionamiento inadecuado. Seguir las pautas recomendadas en la metodología debería dar lugar a mejores sistemas de control de sólidos y a obtener más beneficios asociados. Para cada uno de los siguientes equipos la metodología cubre lineamientos y guías operativas que son el resultado de años de experiencia y son las mejores prácticas recomendadas actuales.

- **Tamices (Shakers Screens)**

Los tamices no son más que mallas diseñadas para retener partículas sólidas. La eficiencia de un tamiz son la finura de la malla y el diseño. La malla es el número de aberturas por pulgada medidas desde el centro del alambre. Por ejemplo un tamiz de malla 70x30 (abertura rectangular) tiene 70 aberturas a lo largo de una línea de una pulgada en un sentido y 30 aberturas a lo largo de una línea de una pulgada perpendicular a la primera. Otra manera de decirlo es por ejemplo que una malla numero 10 contiene 10 huecos en una pulgada cuadrada y que una malla numero 400 contiene 400 huecos en una pulgada cuadrada.

**Figura 15. Shaker screens<sup>34</sup>**



- **Zarandas Vibratorias**

**Figura 16. Zaranda vibratoria<sup>35</sup>**



<sup>34</sup> GNS SOLIDS CONTROL. [Drilling Solids Control System](http://www.gnsolidscontrol.com/sand-pump/). 2007 – 2013 [en línea] <<http://www.gnsolidscontrol.com/sand-pump/>> [Citado el 25 de Junio de 2014]

<sup>35</sup> RUGAO YAOU. Zaranda vibratoria. Rev. 4 de Junio de 2014 [en línea]. <<http://www.yaoumachinery.com/4-shale-shaker-1.html>> [Citado el 25 de Junio de 2014]

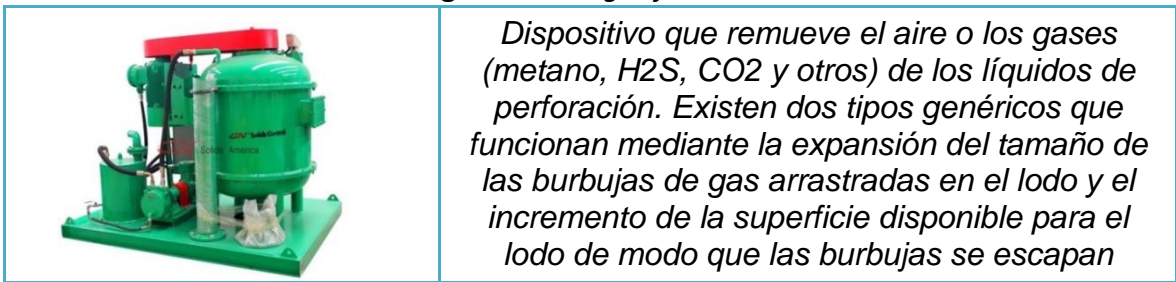
- **Bombas centrífugas**

**Figura 17. Bomba centrífuga**<sup>34</sup>



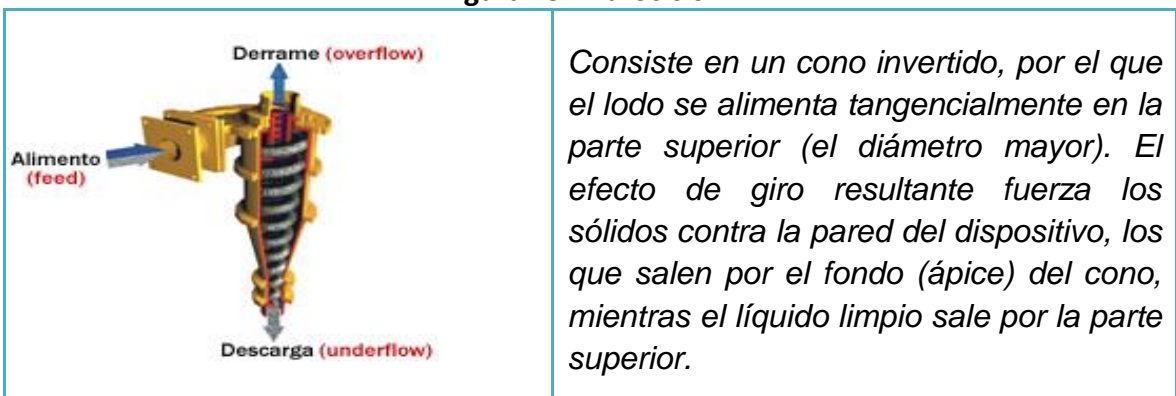
- **Desgasificadores**

**Figura 18. Desgasificador**<sup>37</sup>



- **Hidrociclones**

**Figura 19. Hidrociclón**<sup>38</sup>



<sup>36</sup> SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY. Op. Cit. Bomba centrífuga  
[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/centrifugal\\_pump.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/centrifugal_pump.aspx)

<sup>37</sup> GNS SOLIDS CONTROL. Op. Cit. [Drilling Solids Control System](http://gn-oildrilling.com/) <<http://gn-oildrilling.com/>>

<sup>38</sup> ALNICOLSA PERÚ. Hidrociclones. [imagen] 2000 – 2009 [en línea].  
<http://taninos.tripod.com/hidrociclón.htm> > [Citado el 10 de Junio de 2014]

**Figura 20. Desilter<sup>39</sup> y Desander<sup>40</sup>**



- **Limpiadores de lodo**

**Figura 21. Limpiador de lodo<sup>41</sup>**

*Ya que el limpiador de lodo es una combinación de hidrociclones y una zaranada, muchas de las directrices dadas para zaranadas e hidrociclones se aplican a los limpiadores de lodo. Siempre siga las prácticas específicas de mantenimiento recomendadas por el fabricante.*



<sup>39</sup> GNS SOLIDS CONTROL. Op. Cit. Desilter <<http://www.gnsolidscontrol.com/desilter/>>

<sup>40</sup> Ibid., Desander <<http://www.gnsolidscontrol.com/desander/>>

<sup>41</sup> GNS SOLIDS CONTROL. Op. Cit. Mud Cleaner <<http://www.gnsolidscontrol.com/mud-cleaner/>>

- **Tanques de lodo**

**Figura 22. Tanque de lodo**<sup>42</sup>



Los tanques de lodo están diseñados con rejillas galvanizadas y pasamanos. Están recubiertos con cinc resistente a la corrosión. Mientras tanto, el revestimiento y pintura epoxi son utilizadas para pintar el interior del producto con dos capas y el exterior con tres capas.

- **Tanques de preparación:**

**Figura 23. Tanques de preparación**<sup>43</sup>



Piscinas metálicas de diferentes capacidades (en barriles). Generalmente en la unidad de completamiento y reacondicionamiento de pozos se utilizan tanques de 80bls a 200bls, con diferentes sistemas de agitación para la preparación de fluidos de control (salmueras), válvulas de recibo y descarga de fluido, tolva de alimentación de aditivos sólidos y sistemas de barandas de seguridad para transitar sobre ellos.

**Figura 24. Cash Tank**<sup>44</sup>

Este tipo de tanque es utilizado para el almacenamiento de lodos. Sus dimensiones son:

- Altura: 1.5 m
- Ancho: 2.4 m
- Longitud: 12 m
- Peso: 8 ton.



<sup>42</sup> GN SOLIDS AMERICA. Tanques de lodo. Rev. 10 de Junio de 2014 [en línea] <[gnsolidsamerica.es/tanque-de-lodo.html](http://gnsolidsamerica.es/tanque-de-lodo.html)> [Citado el 25 de Junio de 2014]

<sup>43</sup> KNO COLOMBIA. Unidad de Tratamiento de Fluidos de Perforación [en línea] <[knocolombia.com/administrador/recursos/industria/U.T.F.P%20R.pdf](http://knocolombia.com/administrador/recursos/industria/U.T.F.P%20R.pdf)> [Citado el 25 de Junio de 2014]

<sup>44</sup> Ibid., Cash Tank <<http://knocolombia.com/administrador/recursos/industria/CASH%20TANK%2000BBL%20R.pdf>>

**Figura 25. Frac Tank<sup>45</sup>**

*Tanque utilizado para el almacenamiento de lodo y petróleo crudo, posee válvulas de entrada y salida que permiten llenar el tanque sin derramar el producto.*

*Siendo este un semirremolque posee sistema de freno neumático y sistema eléctrico estándar para ser usado con cualquier tractocamión.*



- **Centrífuga**

**Figura 26. Máquina centrífuga<sup>46</sup>**



*El principal uso de la centrífuga de decantación en los lodos activos es el control de la viscosidad durante la perforación mediante la reducción del contenido de arcilla del lodo*

- **Camiones cisterna**

**Figura 27. Camión cisterna**



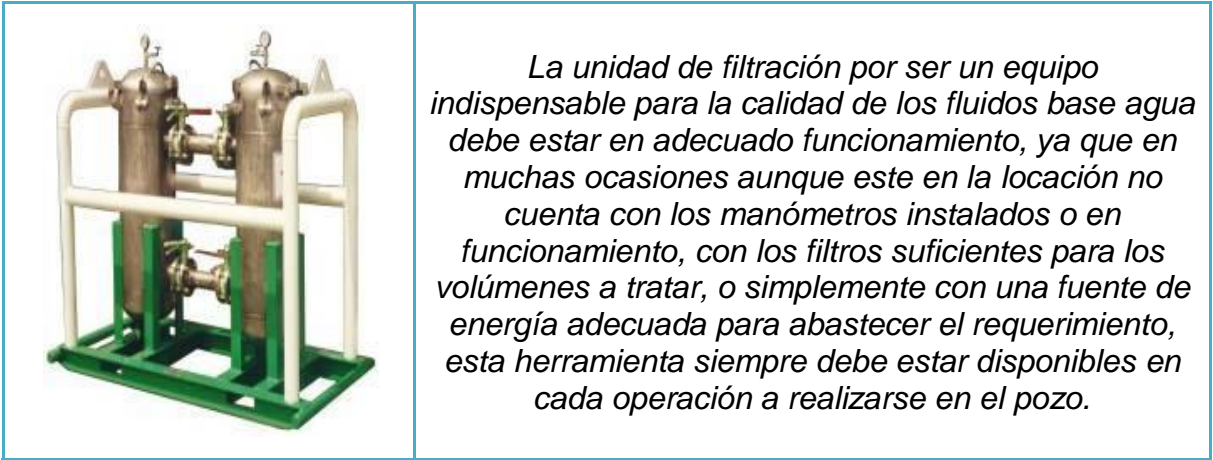
*Los carrotanques para transporte de agua fresca deben cumplir algunos requisitos de construcción para poder llevar a cabo su operación como estar construidas en acero inoxidable, ser cisternas monocubas y su capacidad oscila entre los 70 y 200 Bbbs aproximadamente.*

<sup>45</sup> *Ibíd.*, Frac Tank

<sup>46</sup> RUGAO YAOU. Op. Cit. Máquina Centrífuga. <<http://www.yaoumachinery.es/4-centrifuge-2.html>>

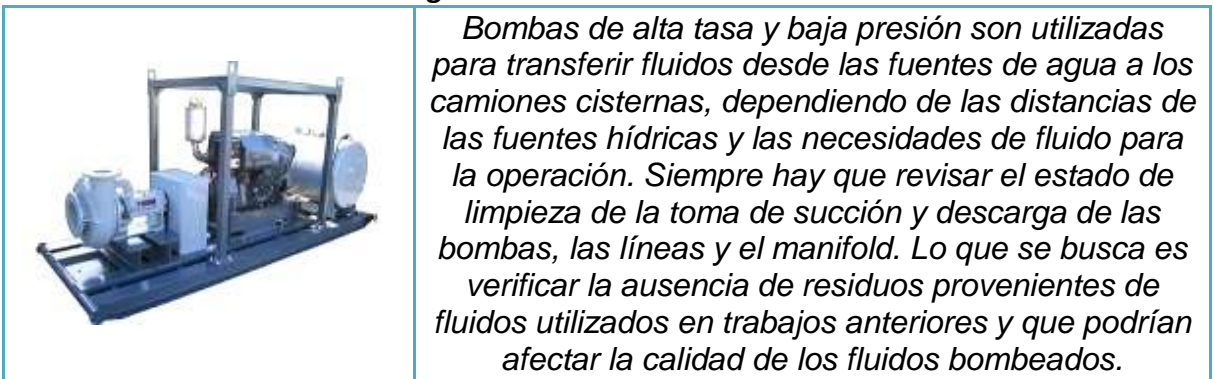
- **Unidad de filtrado**

**Figura 28. Unidad de filtrado**<sup>31</sup>



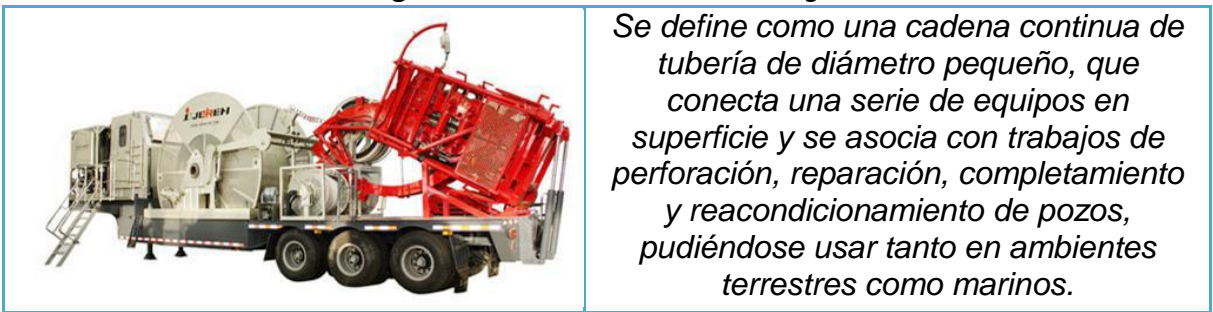
- **Bombas de transferencia de agua**

**Figura 29. Unidad de bombeo**<sup>31</sup>



- **Coiled tubing**

**Figura 30. Unidad de Coiled Tubing**<sup>31</sup>



### 4.2.3 Calidad del agua de preparación<sup>47</sup>

La calidad de las fuentes de fluido base (agua) pueden cambiar sustancialmente por variadas razones, y esto puede tener un efecto serio en la calidad del fluido. Con frecuencia es subestimada la susceptibilidad del agua, en éste módulo de la metodología es explicado el procedimiento de pruebas físico químicas evaluadas que son fundamentales para garantizar su calidad.

De acuerdo con lo anterior, tanto los criterios como los estándares y objetivos de calidad de agua variarán dependiendo del destino para el que se requiera el agua de preparación; generalmente para las operaciones diarias de campo se requiere que cumpla con las normas establecidas en el decreto número 475 de 1998 que regula la calidad en aguas potables, de esta manera aseguran la no presencia de especies contaminantes que generen posteriores daños a la formación. El agua es una causa de perturbación de las arcillas y de bloqueo del flujo por permeabilidad relativa en reservorios de baja permeabilidad (water block). El agua fresca es el aditivo principal de la mayoría de los fluidos preparados en campo que van a entrar al pozo y tener contacto con la formación (lodos de perforación, salmueras de control y desplazamiento, geles de fractura, tratamientos ácidos, entre otros). Se deben empezar a revisar todas las posibles fuentes de agua cercanas a la locación y asegurar por medio de análisis fisicoquímicos que estas cumplan con los requisitos exigidos para su uso como fluido base.

Toda el agua que llegue a la locación debe ser inspeccionada y analizada antes de ser descargada en los tanques de almacenamiento, cabe recordar que los carro tanques para su transporte deben estar completamente limpios (previa inspección) y ser los adecuados para este uso (Cisterna monocuba). Los principales parámetros a medir son pH, conductividad, turbidez, hierro, dureza total, contenido bicarbonatos y cloruros. Adicionalmente se debe verificar la ausencia de sólidos suspendidos y aceite. En el caso que se verifique la presencia

---

<sup>47</sup> ECOPEL. Op. Cit. p. 24-40.

de aceite en el agua, esta debe ser descargada por la parte inferior del tanque dejando un remanente de alrededor del 20 % del volumen total de agua para evitar la capa de aceite y debe ser pasada por la unidad de filtrado antes de ser descargada en los tanques e inspeccionada nuevamente después del filtrado. El agua que no cumpla con alguno de los parámetros establecidos por la norma no debe ser aceptada para la ejecución del trabajo. Si las condiciones de suciedad son muy críticas (Turbidez > 10 NTU) y no se pueden corregir, el agua se debe desechar. El análisis del agua permite detectar los componentes que pueden alterar las propiedades de los fluidos. El grado de alteración depende de varios factores: Sistema de fluido, Concentración de los contaminantes, temperatura esperada, tiempo de contacto entre el contaminante y el sistema de fluido, pH del sistema, entre otros.

Debido a que muchos factores están involucrados, no siempre es posible establecer un límite específico en cada componente. Se debe realizar la prueba piloto del agua antes de usarla en un sistema de fluido.

#### **4.2.3.1 *Propiedades fisicoquímicas evaluadas*** *Error! Marcador no definido.*

El agua debe ser evaluada para verificar su estado y que cumpla con los requisitos exigidos para la perforación; por lo que se deben tomar muestras representativas (500 ml) de los fluidos de la fuente, de los carro tanques antes de su descarga y del agua fresca en los tanques de almacenamiento antes de la preparación de los fluidos de perforación (si el agua ya tiene cierto tiempo de residencia en el tanque) para realizar análisis fisicoquímicos y para preparar fluidos patrones para verificar su compatibilidad con los aditivos de los fluidos.

**Tabla 34. Propiedades Físico-Químicas Evaluadas<sup>31</sup>**

<b>PROPIEDAD FÍSICOQUÍMICA</b>	<b>RANGO</b>
<b>pH</b>	6-8
<b>Conductividad</b>	< 2 mS/cm
<b>Temperatura</b>	T ambiente hasta 104 °F
<b>Turbidez</b>	< 10 NTU
<b>Bicarbonatos</b>	< 300 ppm
<b>Dureza</b>	< 300 ppm
<b>Hierro</b>	< 10 ppm
<b>Cloruros</b>	< 250 ppm
<b>Sulfatos</b>	< 1 ppm
<b>Bacterias</b>	< 105 Bacterias/ml

Las aguas de las diferentes fuentes hídricas de la región o zona (ríos, quebradas, acueducto, etc.) deben ser siempre monitoreadas y controladas, cada vez que llegue un viaje de fluido a la locación en las cisternas de transporte de agua, estas deben ser analizadas fisicoquímicamente y ser avaladas para su uso, ya que parámetros fuera de especificaciones han generado daños irreparables a la formación; volúmenes de aguas que no cumplan con los requisitos de operación deben ser rechazados o modificados según sea el caso.

Muestras de aguas con contenidos de hierros por encima de lo permitido para la operación debe ser tratada y adecuada por mecanismos físicos (sedimentación, filtración, aireación, etc.) para poder ser utilizada en la preparación de los fluidos, si después de eso no se llega a las condiciones requeridas el agua debe ser desechada y la fuente cambiada por una nueva, la cual debe ser caracterizada nuevamente antes de su captación. Se debe analizar si los parámetros fuera de especificaciones no dependen de la fuente sino de malas prácticas de manipulación del fluido (cisternas sucias, tanques de almacenamiento sucios, mangueras contaminadas, etc.)

Las aguas que presenten valores de pH fuera de especificaciones pueden ser neutralizadas (solo si su valor es cercano al requerido entre 6 y 8 aproximadamente) con ácidos o soda dependiendo del caso para dar uso de ella en los tratamientos, y siempre verificando él porque de estos valores subestandar de pH y si llegasen a presentarse precipitados de estas reacciones de neutralización esta debe ser decantada y filtrada para su posterior uso, todo esto con el fin de evitar daños a la formación por incrustaciones.

Las aguas muy duras no se recomiendan para uso en fluidos que vayan a la formación ya que son de las principales fuentes de incrustaciones de scales; las fuentes hídricas con aguas de este tipo deben ser desechadas sin adecuar ya que los resultados de su uso pueden generar daños mayores.

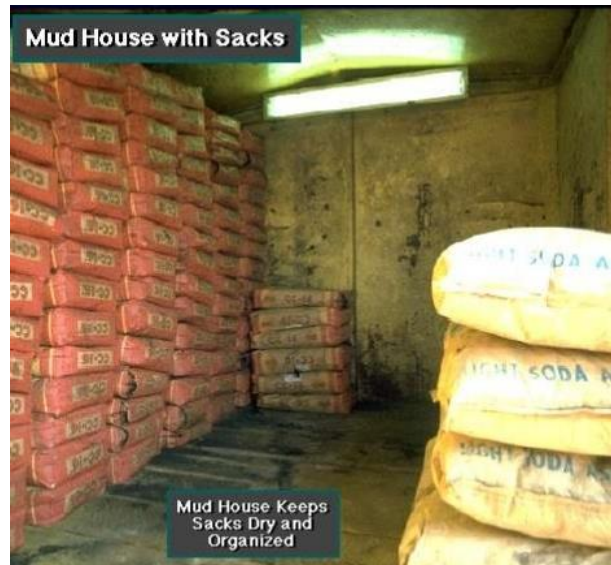
Consultar la metodología para los procedimientos de los parámetros físico-químicos que se deben medir en campo.

#### **4.2.4 Materiales para fluidos de perforación**

Cuando se inician los trabajos operativos es siempre fundamental tener las formulaciones aprobadas para validarlas en campo y conocer las necesidades de cantidades de cada uno de los aditivos del fluido (Estás formulaciones debieron haber pasado todas las pruebas requeridas para su selección). Con el conocimiento de las especies y cantidades de aditivos establecidas, se debe asegurar que las compañías de servicios tienen disponibles para el trabajo toda la lista completa de aditivos y cantidades requeridas en las cama bajas de transporte químico ubicada en la locación; para esto se debe inspeccionar este transporte en el momento de su llegada al pozo, de no cumplirse alguno de los requerimientos debe informarse al encargado del pozo y a los ingenieros de la empresas de servicio para que completen la solicitud.

Se debe realizar un inventario de aditivos antes y después de realizar una operación, asegurándose que los volúmenes totales de aditivos y tratamientos, que estén rotulados correctamente y que tienen las condiciones de transporte y almacenamiento adecuadas (protegidos de la intemperie).

**Figura 31. Mud house<sup>48</sup>**



Con este inventario se puede obtener un dato preciso de la cantidad de aditivos utilizados durante el trabajo y corroborarlo con las cantidades expuestas por la empresa de servicios.

Un distrito bien organizado tendrá una bodega central dentro de la localidad; así almacenará la mayoría de los químicos y fluidos que se requieran. Realizar la caracterización de aditivos, midiendo parámetros fisicoquímicos in situ y comparar con los obtenidos en laboratorio. En un reómetro de alta presión y temperatura es evaluado el perfil reológico. Esto permite optimizar los fluidos de tal manera que los resultados se ajusten a las necesidades del campo.

---

<sup>48</sup> INGENIERÍA EN PERFORACIÓN DE POZOS. Sistema de Perforación Circulatorio [imagen]  
<<http://www.slideshare.net/frias20/ingenieria-de-perforacion-de-pozos-presentacion-equipo-3>>

Verificar y garantizar que las canecas o pimpinas en donde se transportan los aditivos químicos se encuentren debidamente selladas, etiquetadas, con sus números de lotes a la vista, sin aboyaduras y ante todo que no hayan sido reenvasadas sin el visto bueno de un profesional QA/QC.

Muchos de los químicos de estante o de repisa, después de determinado período de tiempo, son menos eficientes por diferentes razones. Dónde y cómo son almacenados estos químicos (Temperatura ambiente, humedad relativa, etc.) también afecta perjudicialmente su funcionalidad. Se espera que las compañías de servicios aporten las etiquetas para todos los químicos y un expediente de dónde y cómo han sido almacenados.

La sensibilidad del fluido es referida a la variación en los aditivos químicos. Cuando se añade una concentración levemente mayor o menor a la estipulada. Es útil conocer qué tan tolerante es el sistema de fluido y los efectos inmediatos o a corto plazo debidos a la variación de aditivos.

Como ejemplo de las indicaciones se tiene que la bentonita debe agregarse siempre en forma pre-hidratada y nunca en forma seca, para lograr su mayor rendimiento. El orden a seguir para pre-hidratar bentonita es:

1. Eliminar la dureza del agua.
2. Agregar soda caustica hasta lograr un pH alrededor de 9.
3. Agregar bentonita lentamente.

Si se procede al contrario, es decir, primero la bentonita y luego la soda cáustica, se produce una floculación instantánea.

El propósito de este módulo es proveer estándares para las propiedades físicas de los materiales fabricados usados en fluidos de perforación.

Los materiales comprendidos son:


- Barita
- Hematita
- Bentonita
- Bentonita No tratada
- Bentonita grado OCMA
- Atapulgita
- Sepiolita
- Carboximetilcelulosa calidad técnica de baja viscosidad (CMC-LVT).
- Carboximetilcelulosa calidad técnica de alta viscosidad (CMC-HVT).
- Almidón
- *Celulosa polianiónica alta viscosidad (PAC-HV)*
- *Celulosa polianiónica baja viscosidad (PAC-LV)*
- Goma xantana

Todo el trabajo de control de calidad debe ser controlado por instrucciones documentadas del fabricante, las cuales incluyen la metodología apropiada y criterios de aceptación cuantitativos o cualitativos. Las especificaciones facilitan la comunicación entre los compradores y los fabricantes, para proporcionar capacidad de intercambio entre los equipos y materiales adquiridos de diferentes fabricantes y / o en diferentes momentos, y para proporcionar un nivel de seguridad adecuado cuando el equipo o los materiales se utilizan de la manera y para los fines previstos.

Los materiales usados para calibración de pruebas se entregan en un recipiente de plástico de 2 galones (7,6 litros) y son suministrados con un certificado de calibración que da los valores establecidos para cada propiedad y los límites de confianza dentro de la cual los resultados de un laboratorio deben estar.


- **BARITA**

**Tabla 35. Requisitos físicos y químicos de la barita<sup>49</sup>**

Requisito	Especificación	<b>Figura 32. Barita<sup>50</sup></b> 
Densidad*	4,20 g/cm <sup>3</sup> mínimo	
Metales alcalinotérreos solubles en agua como el calcio	250 mg/kg máximo	
Residuos > a 75 micrómetros	3,0 % en peso, máximo	
Partículas < 6 micrómetros de diámetro esférico equivalente	30 % en peso, máximo.	


- **HEMATITA**

**Tabla 36. Requisitos físicos y químicos de la hematita<sup>51</sup>**

Requisito	Especificación	<b>Figura 33. Hematita<sup>52</sup></b> 
Densidad	5,05 g/cm <sup>3</sup> mínimo	
Metales alcalinotérreos solubles en agua como el calcio	100 mg/kg máximo	
Residuos > a 75 micrómetros	1,5 % en peso, máximo	
Residuos > a 45 micrómetros	15 % en peso, máximo	
Partículas < 6 micrómetros de diámetro esférico equivalente	15 % en peso, máximo.	

- **ATAPULGITA**

**Tabla 37. Requisitos físicos de la atapulgita<sup>53</sup>**

Requisito	Especificación	<b>Figura 34. Atapulgita<sup>54</sup></b> 
Propiedades de Suspensión		
Lectura del dial del viscosímetro a 600 rpm	30, mínimo	
Residuo > 75 micrómetros	8 % en peso, máximo.	
Humedad	16.0 % en peso, máximo.	

<sup>49</sup> API Specification 13A. Barite Physical Requirements. 18th Edition, August 2010. Section 7.1.2 p.6.

<sup>50</sup> EMPRESA COLOMBIANA DE MINERALES. Baritas [imagen] [en línea]

<[http://www.ecomin.com.cohb/index.php?option=com\\_content&](http://www.ecomin.com.cohb/index.php?option=com_content&)>

\* La Barita 4.1 tiene un valor de densidad menor de 4.10 g/cm<sup>3</sup>mínimo

<sup>51</sup> API Specification 13A. Hematite Physical Requirements. Op. Cit. p. 12.

<sup>52</sup> ALIBABA. Polvere di ematite. [imagen] [en línea] <<http://italian.alibaba.com/product-gs/hematite-powder-red-190--464743429.html>>


<sup>53</sup> API Specification 13A. Attapulgite Physical Requirements. Op. Cit. p. 24.

<sup>54</sup> LA CASA DE LAS MASCOTAS. Atapulgita (arena) [imagen] [en línea]

<[http://www.lacasadelasmascotas.com/b2c/index.php?page=pp\\_producto.php&md=0&ref=AtapulSand](http://www.lacasadelasmascotas.com/b2c/index.php?page=pp_producto.php&md=0&ref=AtapulSand)>

- **BENTONITA**

**Tabla 38.** Requisitos físicos y químicos de la bentonita<sup>55</sup>

Requisito	Especificación	Figura 35. Bentonita <sup>56</sup> 
Propiedades de Suspensión		
Lectura del dial del viscosímetro a 600 rpm	30, mínimo	
Relación Yield Point/Viscosidad Plástica	3, máximo	
Volumen de Filtrado	15.0 cm <sup>3</sup> , máximo	
Residuo > 75 micrómetros	4.0 % en peso, máximo.	
Humedad	10.0 % en peso, máximo.	


- **BENTONITA NO TRATADA**

**Tabla 39.** Requisitos físicos y químicos de la bentonita No Tratada<sup>57</sup>

Requisito	Especificación
Propiedades de Suspensión	
Relación Yield Point/Viscosidad Plástica	1.5, máximo
Viscosidad plástica dispersa	10 cP, mínimo
Volumen de Filtrado disperso	12.5 cm <sup>3</sup> , máximo

- **BENTONITA GRADO OCMA**

**Tabla 40.** Requisitos físicos de la bentonita grado OCMA<sup>58</sup>

Requisito	Especificación	Figura 36. Bentonita grado OCMA <sup>59</sup> 
Propiedades de Suspensión		
Lectura del dial del viscosímetro a 600 rpm	30, mínimo	
Relación Yield Point/Viscosidad Plástica	6, máximo	
Volumen de Filtrado	16.0 cm <sup>3</sup> , máximo	
Residuo > 75 micrómetros	2.5 % en peso, máximo.	
Humedad	13.0 % en peso, máximo.	

<sup>55</sup> API Specification 13A. Bentonite Physical Requirements. Op. Cit. p 17.

<sup>56</sup> JABONARIUMSHOP. Arcilla Bentonita. [imagen] [en línea] <<http://jabonariumshop.com/index.php/arcillas-barros-y-exfoliantes/arcilla-bentonita.html>>


<sup>57</sup> API Specification 13A. Non Treated Bentonite Physical Requirements. Op. Cit. p. 19.

<sup>58</sup> *Ibíd.*, p. 21.

<sup>59</sup> ALIBABA. Bentonita Grado OCMA. [imagen] [en línea] <<http://spanish.alibaba.com/product-gs-img/de-la-api-y-el-grado-ocma-bentonita-para-la-perforaci-n-de-petr-leo-679079726.html>>


- **SEPIOLITA**

**Tabla 41.** Requisitos físicos de la sepiolita<sup>60</sup>

Requisito	Especificación	<b>Figura 37.</b> <i>Sepiolita</i> <sup>61</sup> 
Propiedades de Suspensión		
Lectura del dial del viscosímetro a 600 rpm	30, mínimo	
Residuo > 75 micrómetros	8 % en peso, máximo.	
Humedad	16.0 % en peso, máximo.	

- **CELULOSA POLIANIÓNICA ALTA VISCOSIDAD (PAC-HV)**

**Tabla 42.** Requisitos físicos del PAC-HV<sup>62</sup>

Requisito	Especificación	<b>Figura 38.</b> <i>Celulosa polianiónica alta viscosidad (PAC-HV)</i> <sup>63</sup> 
Presencia de almidón o derivados	Ausente	
Humedad	10%, máximo	
Viscosidad Aparente	50 cP, mínimo.	
Volumen de Filtrado API	23 ml, máximo.	

- **CELULOSA POLIANIÓNICA BAJA VISCOSIDAD (PAC-LV)**

**Tabla 43.** Requisitos físicos del PAC-LV<sup>64</sup>

Requisito	Especificación
Presencia de almidón o derivados	Ausente
Humedad	10%, máximo
Viscosidad Aparente	40 cP, mínimo.
Volumen de Filtrado API	16 ml, máximo.

<sup>60</sup> API Specification 13A. Sepiolite Physical Requirements. Op. Cit. p. 26.

<sup>61</sup> MINERALS I DERIVATS. Sepiolita. [imagen] [en línea]

<[http://www.mderivats.com/mderivats/app/index.php?accion=Producto\\_Detalle&id\\_producto=25](http://www.mderivats.com/mderivats/app/index.php?accion=Producto_Detalle&id_producto=25)>


<sup>62</sup> API Specification 13A. High-Viscosity Polyanionic Cellulose (PAC-HV) Physical Requirements. Op. Cit. p. 39.

<sup>63</sup> ALIBABA. Celulosa Polianiónica. [imagen] [en línea] <<http://spanish.alibaba.com/product-list/polianionica/--polianionica/2.html>>

<sup>64</sup> API Specification 13A. Low Viscosity Polyanionic Cellulose (PAC-LV) Physical Requirements. Op. Cit. p. 36.

- **CARBOXIMETILCELULOSA CALIDAD TÉCNICA DE BAJA VISCOSIDAD**

**Tabla 44.** Requisitos físicos del CMC - LVT<sup>65</sup>

Requisito	Especificación	<b>Figura 39.</b> Carboximetilcelulosa <sup>66</sup> 
Propiedades de la solución		
Lectura del dial del viscosímetro a 600 rpm	90, máximo	
Volumen de Filtrado	10 m <sup>3</sup> , máximo.	

- **CARBOXIMETILCELULOSA CALIDAD TÉCNICA DE ALTA VISCOSIDAD**

**Tabla 45.** Requisitos físicos del CMC - LVT<sup>67</sup>

Requisito	Especificación
Propiedades de la solución	
Lectura del dial del viscosímetro a 600 rpm en agua des ionizada	30, mínimo
en 40 g/L de agua salada	30, mínimo
en agua saturada de sal	30, mínimo
Volumen de Filtrado	10 cm <sup>3</sup> , máximo.

- **ALMIDÓN**

**Tabla 46.** Requisitos físicos del almidón<sup>68</sup>

Requisito	Especificación	<b>Figura 40.</b> Almidón <sup>69</sup> 
Propiedades de la suspensión		
Lectura del dial del viscosímetro a 600 rpm		
en 40 g/L de agua salada	18, máximo	
en agua saturada de sal	20, máximo	
Volumen de Filtrado	.	
en 40 g/L de agua salada	10 cm <sup>3</sup> , máximo	
en agua saturada de sal	10 cm <sup>3</sup> , máximo	
Residuos > 2000 μm	Sin residuos	

<sup>65</sup> API Specification 13A. Technical Grade Low Viscosity CMC Physical Requirements. Op. Cit. p. 28.

<sup>66</sup> ALIBABA. Carboximetilcelulosa. [imagen] [en línea] <<http://spanish.alibaba.com/product-gs/-cmc-sodium-carboxy-methyl-cellulose-1489039246.html?s=p>>

<sup>67</sup> API Specification 13A. Technical Grade High Viscosity CMC Physical Requirements. Op. Cit. p. 30.

<sup>68</sup> API Specification 13A. Starch Physical Requirements. Op. Cit. p.33.

<sup>69</sup> ALIBABA. Almidón de maiz de grado de la industria. [imagen] [en línea]


<<http://spanish.alibaba.com/product-gs/corn-starch-industry-grade-431198059.html>>

- **GOMA XANTANA**

**Tabla 47. Requisitos físicos de la goma xantana<sup>70</sup>**

Requisito	Especificación
Almidón, guar o derivados	Ausente
Humedad	13%, máximo
<i>Análisis Granulométrico</i>	
> a 425 µm (11/64 in)	95 %, mínimo
> a 75 µm	50 %, máximo
<i>Viscosidad</i>	
Viscosímetro Rotacional, 300 r/min	11 cP, mínimo
Viscosímetro Rotacional, 6 r/min	180 cP, mínimo
Viscosímetro Rotacional, 3 r/min	320 cP, mínimo
Brookfield LV, 1,5 r/min	1950 cP, mínimo

**Figura 41. Goma xantana<sup>71</sup>**




- **CELULOSA POLIANIÓNICA ALTA VISCOSIDAD (PAC-HV)**

**Tabla 48. Requisitos físicos del PAC-HV<sup>72</sup>**

Requisito	Especificación
Presencia de almidón o derivados	Ausente
Humedad	10%, máximo
Viscosidad Aparente	50 cP, mínimo.
Volumen de Filtrado API	23 ml, máximo.

**Figura 42. Celulosa polianiónica<sup>73</sup>**



- **CELULOSA POLIANIÓNICA BAJA VISCOSIDAD (PAC-LV)**

**Tabla 49. Requisitos físicos del PAC-LV<sup>74</sup>**

Requisito	Especificación
Presencia de almidón o derivados	Ausente
Humedad	10%, máximo
Viscosidad Aparente	40 cP, mínimo.
Volumen de Filtrado API	16 ml, máximo.

<sup>70</sup> API Specification 13A. Xanthan Gum Physical Requirements. Op. Cit. p. 39

<sup>71</sup> ACAMBIODE. Goma Xantana Tratada. [imagen] [en línea] <<http://colombia.acambiode.com/producto>>

<sup>72</sup> API Specification 13A. High-Viscosity Polyanionic Cellulose (PAC-HV) Physical Requirements. Op. Cit. p. 39.

<sup>73</sup> ALIBABA. Celulosa Polianiónica. [imagen] [en línea] <<http://spanish.alibaba.com/product-list/polianionica/--polianionica/2.html>>

<sup>74</sup> API Specification 13A. Low Viscosity Polyanionic Cellulose (PAC-LV) Physical Requirements. Op. Cit. p. 36.

#### **4.2.5 Muestreo, inspección y rechazo**

El procedimiento descrito en la metodología corresponde al método oficial para muestreo, inspección y rechazo de materiales conforme a la especificación API. Es aplicable a la *barita, hematita, bentonita, bentonita no tratada, atapulgita, sepiolita, CMC calidad técnica de baja viscosidad y de alta viscosidad, bentonita grado OCMA* y demás productos mencionados anteriormente. Es utilizado en caso de desacuerdo en cuanto a las propiedades del producto.

En la metodología puede encontrarse la explicación en detalle respecto a los procedimientos para paquetes de material en polvo y para material en polvo a granel. Así mismo la técnica para tomar las muestras de cada lote y las tareas de control de calidad que deben realizarse.

#### **4.2.6 Procedimientos de prueba para materiales usados en fluidos de perforación**

Se debe realizar un muestreo de cada aditivo por lote y medir los parámetros fisicoquímicos necesarios, con el fin de comparar las características de cada aditivo con las obtenidas en el laboratorio y así comprobar que se trata de la misma sustancia. Después de haber preparado el fluido y antes de bombearlo al pozo se debe verificar la compatibilidad completa de los aditivos en el fluido observando si aparecen: floculos, precipitados o materiales flotando; estos son pruebas de incompatibilidad de alguno de los aditivos presentes en la mezcla. Cuando un aditivo no cumple con las condiciones de calidad necesarias, debe ser identificado, reportado y separado del proceso operativo. Siempre que se manipulen los aditivos químicos se deben realizar con todas las condiciones de seguridad necesarias para tal y conocer los MSDS de cada aditivo utilizado en la preparación del fluido.

El propósito de este módulo es proveer procedimientos para determinar las propiedades físicas de los materiales fabricados usados en fluidos de perforación.

#### 4.2.7 Requisitos de transporte, empaçado, marcado y almacenamiento.

Estos requisitos aplican para los productos cubiertos por la norma API13A y para los productos vendidos en cantidades empaçadas/ sobre palés y en contenedores flexibles de uso intermedio para materiales a granel (FIBCs), es decir: *Barita, hematita, bentonita, bentonita No tratada, bentonita grado OCMA, atapulgita, sepiolita, CMC calidad técnica de baja viscosidad, CMC calidad técnica de alta viscosidad, almidón* y demás productos mencionados anteriormente.

El embalaje de mercancía paletizada y de FIBCs, es decir, grandes bolsas o súper sacos, debe salvaguardar los medios de manipulación, transporte, almacenamiento, e identificación, y minimizar los daños y salpicaduras. El material embalado deberá estar dentro de las dimensiones del palé, aunque se permite un cierto voladizo.

Figura 43. *Contenedores flexibles intermedios para granel (FIBC)*<sup>75</sup>



Las indicaciones de marcado, almacenamiento y reciclaje pueden ser consultadas en la metodología.

---

<sup>75</sup> BUFFERS. Soluciones Para el Manejo y Protección de Cargas [diapositivas] [en línea] <[http://www.desiccant-solutions.com/SPANISH/pdf/761871\\_logistics\\_P13.pdf](http://www.desiccant-solutions.com/SPANISH/pdf/761871_logistics_P13.pdf)> [Citado el 26 de Junio de 2014]

## **4.2.8 Preparación de fluidos**

### **4.2.8.1 Manejo de fluidos<sup>76</sup>**

Cuando se mantiene un sistema de lodo base agua se debe controlar el pH del lodo, su dureza, volumen del MBT (titulación de azul de metileno), y su contenido en sólidos de bajo peso específico, y hacer ajustes del lodo en caso que sean necesarios.

En lodos base aceite, las pautas guías normalmente recomiendan mantener la estabilidad eléctrica por encima de 400 voltios, mantener un filtrado APAT todo aceite, no agregar agentes densificantes cuando se agregue agua, mantener el exceso de cal entre 1.5 - 3.0 lb/bbl y usar equipo de control de sólidos para evitar acumulación de sólidos de bajo peso específico. Además, no saturar la fase agua con CaCl<sub>2</sub> porque podría ocurrir inestabilidad de la emulsión y mojado de los sólidos por agua.

### **4.2.8.2 Preparación y limpieza del equipo de perforación**

En la metodología podrá consultarse las indicaciones pertinentes a:

- *Antes de recibir fluido*
- *Mientras se recibe fluido*
- *Después de recibir fluido*
- *Durante operaciones de terminación o reparación*
- *Seguridad personal*

### **4.2.8.3 Seguimiento a la preparación de los fluidos.**

Los fluidos de perforación deben ser cuidadosamente seleccionados y diseñados para evitar que al ser inyectados a la formación generen residuos por

---

<sup>76</sup> BAROID. Manual de fluidos. Halliburton Company. Houston, USA 1999. 566 p.

precipitaciones e incompatibilidades con los fluidos de la formación, su mala selección o dosificación puede generar daños severos o en el peor de los casos irreparables; algunos como los que se muestran a continuación:

- Cambios en la mojabilidad
- Formación de emulsiones y/o sludges
- Formación de incrustaciones
- Migración de finos
- Hinchamiento de arcillas, etc.

Dentro de la inspección de la mezcla de los fluidos está la previa verificación de todos los aditivos que lo componen y su completa disponibilidad en la locación; así como los recipientes o tanques utilizados para la mezcla (los cuales deben tener capacidades adecuadas para la preparación); esto es verificable con las formulaciones químicas de los fluidos a preparar al momento de la llegada a campo. En esta operación no solo se presenta que no se encuentren determinados aditivos en la locación, también ocurre que lleguen los aditivos que no corresponden a la formulación sino un aditivo similar (substituto) puede ser entregado en la locación por el aditivo requerido o especificado; en muchos casos puede ser por disponibilidad autorizada por lo que siempre habrá que verificarse la viabilidad de estos cambios en la formulación.

El propósito de esta sección es proporcionar procedimientos estándar para la prueba de fluidos de perforación. No es un manual detallado en procedimientos de control de lodos. Por etapas se presenta en la metodología:

- Revisión de la formulación con el personal que se dispone a mezclar.
- Cálculos de verificación de formulaciones.
- Revisión de tanques y capacidades.
- Verificación de aditivos y cantidad.

- Supervisión

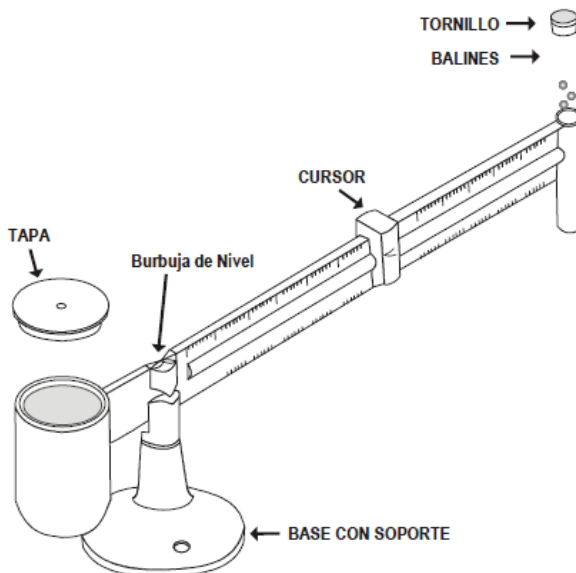
La metodología está organizada para seguir las pruebas como se listan en el formulario de reporte de Fluidos de Perforación API (API RP 13G. Third Edition, December 1, 1991. Recommended Practice Standard Procedure for Drilling Mud Report Form) el cual se encuentra en el módulo 9 de la misma.

A continuación se reseña cada prueba tratada en la metodología qa/qc, obviando los procedimientos para que éstos sean consultados por el usuario porque no tendría ninguna utilidad repetirlos aquí:

- **Peso del lodo (densidad).**

Este procedimiento de prueba es un método para determinar el peso (densidad) de un volumen dado de líquido. La densidad puede ser expresada como libras por galón (lb/gal), libras por pie cúbico (lb/pie<sup>3</sup>), gramos por centímetro cúbico (g/cm<sup>3</sup>) ó kilogramos por metro cúbico (Kg/m<sup>3</sup>).

**Figura 44.** Balanza de lodos<sup>77</sup>



<sup>77</sup> PDVSA. Fluidos de Perforación. Op. Cit. p. 19.

- **Método alternativo peso del lodo.**

La densidad de un lodo que contenga aire o gas atrapado, puede ser determinada utilizando la balanza presurizada. La balanza presurizada es similar en operación a la balanza convencional de lodo, la diferencia es que la muestra de lodo puede ser colocada en una copa de muestra de volumen fijo, bajo presión. El propósito de colocar la muestra bajo presión es minimizar el efecto del gas o aire atrapado sobre las medidas de densidad del lodo. Al presurizar la copa de muestra, cualquier aire o gas atrapado decrecerá a un volumen despreciable, por lo tanto se proporciona una medida de densidad del lodo más cercana de acuerdo a la que será expuesta bajo condiciones de fondo de pozo

**Figura 45.** *Balanza para lodo presurizada*<sup>78</sup>



- **Viscosidad y fuerza de gel.**

La viscosidad y la fuerza de gel son mediciones que se relacionan con las propiedades de flujo de los lodos. La reología estudia la deformación y flujo de la materia. Los siguientes instrumentos son los que se utilizan para medir la viscosidad y/o fuerza de gel de los fluidos de perforación:

---

<sup>78</sup> DIRECT INDUSTRY. Laboratory Density Meters. [imagen] [en línea]  
<[http://img.directindustry.com/images\\_di/photo-g/laboratory-density-meters-39431-4008635.jpg](http://img.directindustry.com/images_di/photo-g/laboratory-density-meters-39431-4008635.jpg)>

<b>VISCOSÍMETROS</b>		
<p><b>Figura 46. Viscosímetro a manivela<sup>79</sup></b></p> 	<p><b>Figura 47. Viscosímetro accionado por motor<sup>80</sup></b></p> 	<p><b>Figura 48. Viscosímetro de velocidad variable<sup>81</sup></b></p> 
<p>Tiene velocidades de 300 rpm y 600 rpm. Una perilla en la maza de la palanca de cambio de velocidades, es utilizada para determinar la fuerza de gel.</p>	<p>Tiene velocidades de 300 y 600 rpm. Un interruptor relevador de disparo, permite altas velocidades de corte antes de la medición, y una rueda manual estriada es usada para determinar la fuerza de gel.</p>	<p>Es accionado por un motor para obtener todas las velocidades entre 1 y 625 rpm. La velocidad de 3 rpm es usada para determinar la fuerza de gel.</p>

Debido a las diferencias que se presentan en las pruebas realizadas a los lodos de perforación base agua frente a los lodos base aceite, se subdividió esta categoría para detallar el procedimiento de cada uno, así:

#### **4.2.8.4 Fluidos de perforación base aceite**

- **Filtración.**

En un lodo la medición del comportamiento de la filtración y las características de formación de la retorta en las paredes son fundamentales para el control y el

<sup>79</sup> FANN INSTRUMENT COMPANY. Model Rheometer . [imagen] [en línea]

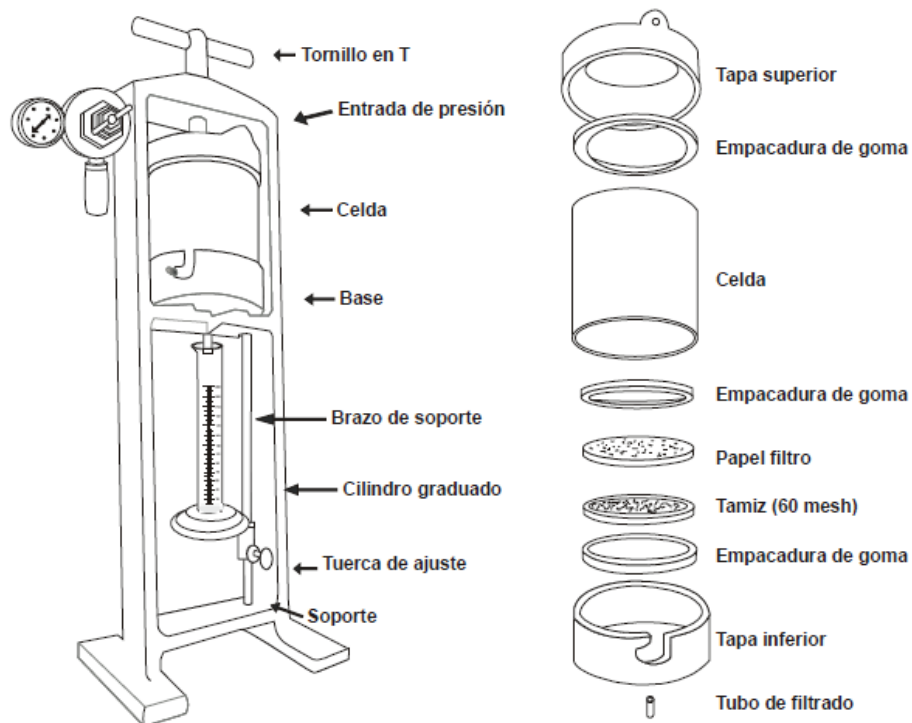
<[http://www.fann.com/public1/pubsdata/Overview/Images/206984\\_Model\\_280\\_Rheometer.png](http://www.fann.com/public1/pubsdata/Overview/Images/206984_Model_280_Rheometer.png)>

<sup>80</sup> PETRO INDUSTRIES NEWS. Viscosímetro accionado por motor. [imagen] [en línea] <[http://www.petro-online.com/assets/file\\_store/pr\\_files/28642/images/thumbnails/800w-brookfield.jpg](http://www.petro-online.com/assets/file_store/pr_files/28642/images/thumbnails/800w-brookfield.jpg)>

<sup>81</sup> PHAN LE CONSULTANCY TECHNOLOGY AND EQUIPMENT. Viscosímetro de velocidad variable. [imagen] [en línea] <<http://www.phanleco.com/images/sanpham/281220129154rheometer-model-286-variable-speed-electronic.jpg>>


tratamiento de los fluidos de perforación, también lo son las características del filtrado, tales como el contenido de aceite, agua o emulsión. Estas características son afectadas por los tipos y cantidades de sólidos en el fluido y sus interacciones físicas y químicas, las cuales también se ven afectadas por la temperatura y presión. Por lo tanto las pruebas se elaborarán de dos formas una de baja presión/baja temperatura y otra de alta presión/alta temperatura, las cuales requieren de diferentes equipos y técnicas y están estipuladas en la metodología.

**Figura 49. Filtro prensa API<sup>82</sup>**



<sup>82</sup> PDVSA. Embudo Marsh y jarra. Op. Cit. p. 20.

- **Contenido de aceite, agua y sólidos**

<p>Figura 50. <i>Retorta</i><sup>83</sup></p> 	<p><b>MONTAJE DE LA RETORTA</b></p> <p>Incluye un cuerpo de retorta, taza y tapa construida de acero inoxidable 303 o equivalente. Los tamaños estándar de las copas son 10 cm<sup>3</sup> (precisión ± 0,05 cm<sup>3</sup>), 20 cm<sup>3</sup> (precisión ± 0,1 cm<sup>3</sup>), y 50 cm<sup>3</sup> (precisión ± 0,25 cm<sup>3</sup>). El volumen de la copa de retorta con tapa debe ser verificada por gravimetría.</p> <p><b>Nota:</b> Otros tamaños de copa para muestras tienen disponibles los fabricantes de estos equipos.</p>
---	--

Se usa una retorta para determinar la cantidad de líquidos y sólidos en el fluido de perforación. El lodo es colocado dentro de un contenedor de acero y calentado hasta que los componentes líquidos se vaporicen. Los vapores son dirigidos a través de un condensador y captados en un cilindro graduado, después de lo cual se mide el volumen de líquido. Los sólidos, tanto suspendidos como disueltos, son determinados calculando la diferencia. Se puede usar una retorta de 10, 20 ó 50 ml para determinar el contenido de líquidos y sólidos. Para reducir el margen de error asociado con el aire arrastrado, se recomienda usar una retorta de 20 ó 50 ml.

- **Análisis químico**

El procedimiento de prueba de la alcalinidad de todo el fluido de perforación es un método de titulación que mide el volumen de ácido de referencia necesario para reaccionar con materiales alcalinos (básicas), en una muestra de fluido de perforación base aceite. El valor de alcalinidad se utiliza para calcular la concentración de cal en " exceso " sin reaccionar en el fluido de perforación base

<sup>83</sup> DIRECT INDUSTRY. Retorta. [imagen] [en línea] <img.directindustry.es/images\_di/photo-g/retortas-kits-separacion-agua-aceite-39431-4033510.jpg>

aceite. El exceso de materiales alcalinos, como la cal, ayudan a estabilizar la emulsión y también neutralizar el dióxido de carbono ácido o gases de sulfuro de hidrógeno.

El procedimiento de prueba de cloruro de todo el fluido de perforación es un método de titulación que mide el volumen de nitrato de plata estándar requerido para reaccionar con los iones cloruro (y otros haluros) para formar sales de cloruro de plata insolubles (o haluro de plata). El procedimiento de prueba puede utilizar la misma muestra que la prueba de alcalinidad, siempre que la muestra sea ácida (pH inferior a 7,0).

Se debe tener cuidado en la obtención de muestras para asegurar la homogeneidad. La sedimentación o separación de la muestra en el contenedor puede dar lugar a resultados erróneos, por lo tanto, agitar el envase puede ser requerido. Otros factores a tener en cuenta son la vida útil de las soluciones de reactivo de prueba, la contaminación cruzada de las pipetas y la contaminación del agua que no sea de fuentes destiladas o des ionizada. Para evitar la contaminación cruzada, las pipetas nunca deben ser utilizadas para más de una solución de reactivo. Todas las soluciones de reactivo deben ser bien cerradas cuando no se utilicen y correctamente desechadas según las instrucciones del proveedor cuando se produce la fecha de caducidad.

Los procedimientos de prueba cubiertos en la metodología son:

- alcalinidad (pom) (vsa•api)
- salinidad – cloruros en el lodo entero
- sistemas de dos sales ( $\text{CaCl}_2/\text{NaCl}$ ) - contenido de calcio del lodo entero
- sulfuros

- **Estabilidad Eléctrica**

La estabilidad eléctrica (ES) de un fluido de perforación base aceite es una propiedad relacionada con su estabilidad de emulsión y capacidad de mojabilidad al aceite.

Se usa un medidor de estabilidad eléctrica para medir la estabilidad relativa de una emulsión de agua en aceite. Esta medición es realizada mediante el uso de un par de electrodos de placa separados precisa y permanentemente, sumergidos en una muestra de fluido. Se usa una fuente de alimentación de corriente continua (CC) para proporcionar un voltaje de corriente alterna (CA) que es aplicado al electrodo según un régimen constante de aumento del voltaje. El voltaje al cual la emulsión se vuelve conductora es indicado por el flujo de corriente entre los electrodos de placa; al completar el circuito, (1) la luz indicadora se encenderá cuando se usa un medidor de cuadrante manual o (2) la indicación numérica se estabilizará cuando se usa un medidor de lectura directa.

- **Determinación del Punto de Anilina**

El punto de anilina es la temperatura más baja a la que volúmenes iguales de anilina y de muestras de hidrocarburos son completamente miscibles.

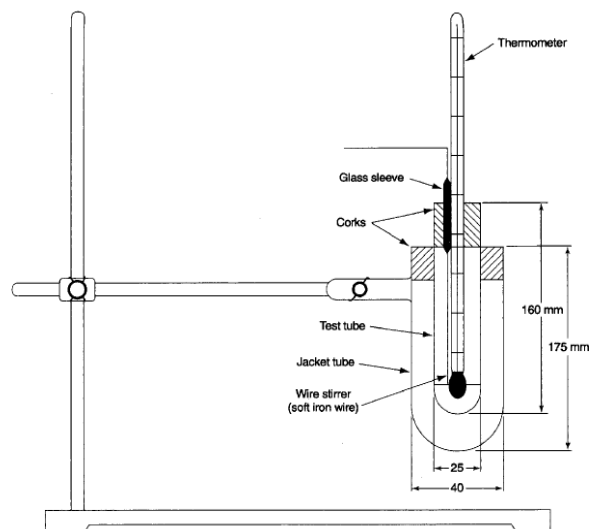
Esta prueba determina el punto de anilina de un aceite, de productos del petróleo y solventes HC. Como el diésel y aceites minerales, utilizados en la preparación de fluidos de perforación base aceite. Cuando el aceite Diésel era muy usado como aditivo en los lodos, se prefería un número próximo a 150°F. Un número más bajo podía indicar un riesgo de ataque de los compuestos de caucho/elastómero en contacto con el fluido de perforación. La anilina es un producto químico orgánico aromático, y los aceites de naturaleza similar tendrían un punto de anilina bajo (indeseable). El aceite y la anilina fresca (pura) son mezclados en cantidades iguales, y se aumenta la temperatura hasta que ambos

sean miscibles y tengan un aspecto claro dentro de un tubo. La temperatura (°F) a la cual esto ocurre se llama el punto de anilina.

El punto de anilina es útil en la caracterización de los hidrocarburos puros. Por ejemplo, hidrocarburos aromáticos exhiben puntos de anilina bajos, e hidrocarburos parafínicos presentan valores altos. Cicloparafinas y olefinas presentan valores que se encuentran entre las de parafinas y aromáticos. En una serie homóloga, el punto de anilina aumenta con el aumento de masa molecular .

Al probar los aceites base para su uso en fluidos de perforación base aceite, los valores de bajo punto de anilina (que se supone está relacionado con mayor contenido de aromáticos) advierte de daño potencial a los componentes elastómeros (de goma) que están en contacto con el fluido de perforación base aceite, tales como hisopos de bombeo o pump swabs, cauchos de tubería de perforación, cauchos de BOP y las mangueras. Altos valores de punto de anilina (se supone representan menor contenido aromático) indican un menor riesgo de daños elastómeros, pero pueden indicar menos solubilidad de materiales asfálticos y capacidad reducida para dispersar materiales asfálticos en el fluido de perforación base aceite.

**Figura 51.** *Equipo punto de anilina*<sup>84</sup>

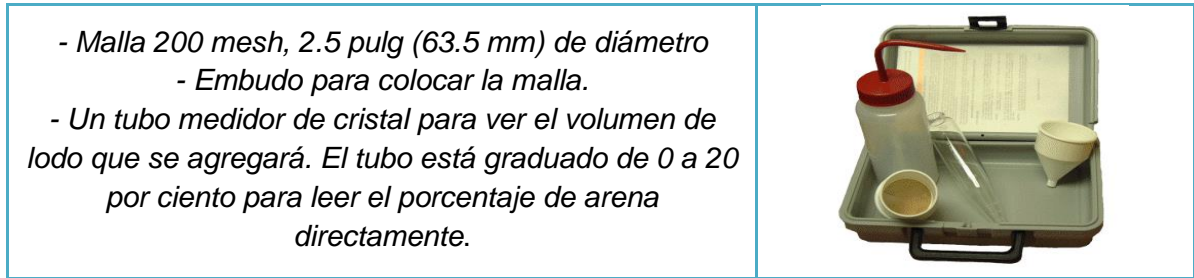


<sup>84</sup> API RP 13B-2. Testing Oil-Based Drilling Fluids. Second Edition, September 1997. p. 36.

#### 4.2.8.5 Fluidos de perforación base agua.

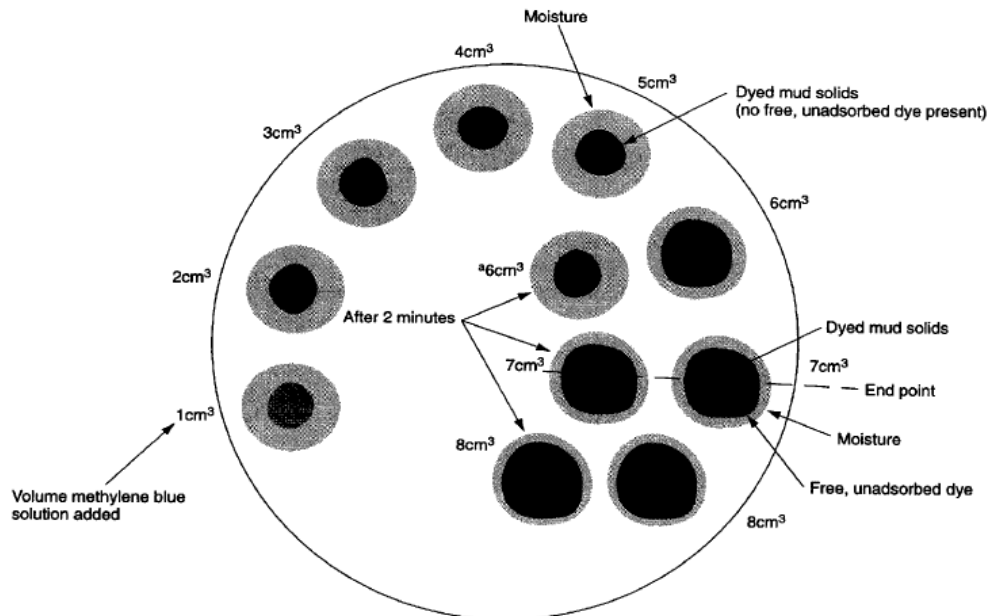
- Contenido de arena

Figura 52. Kit contenido de arena<sup>85</sup>



- Capacidad azul de metileno (capacidad de intercambio catiónico)

Figura 53. Punto final de la titulación de azul de metileno<sup>86</sup>



<sup>a</sup>Free dye detected immediately after adding sixth  $\text{cm}^3$  is adsorbed after two minutes and indicates that end point has not quite been reached.

<sup>85</sup> DBSC. Sand content. [imagen] [en línea] <<http://www.deanbennett.com/sandcontent-kit.gif>>

<sup>86</sup> API RP 13B-1. Testing Water-Based Drilling Fluids Op. Cit. p. 17.

La capacidad de azul de metileno en un fluido de perforación es un indicador de la cantidad de arcillas reactivas (bentonita y/o sólidos de perforación) presentes según la determinación de la prueba azul de metileno (MBT). La capacidad de azul de metileno proporciona una estimación de la capacidad total del intercambio catiónico (CIC) de los sólidos del fluido de perforación. La capacidad de azul de metileno y la capacidad de intercambio catiónico, no son necesariamente equivalentes.

La solución de azul de metileno es adicionada a la muestra de fluido de perforación (la cual fue tratada con peróxido de hidrogeno y acidificada) hasta que la saturación es observada por la formación de un tinte “halo” alrededor de una gota de suspensión de sólidos puesta sobre el papel filtro.

- **pH.**

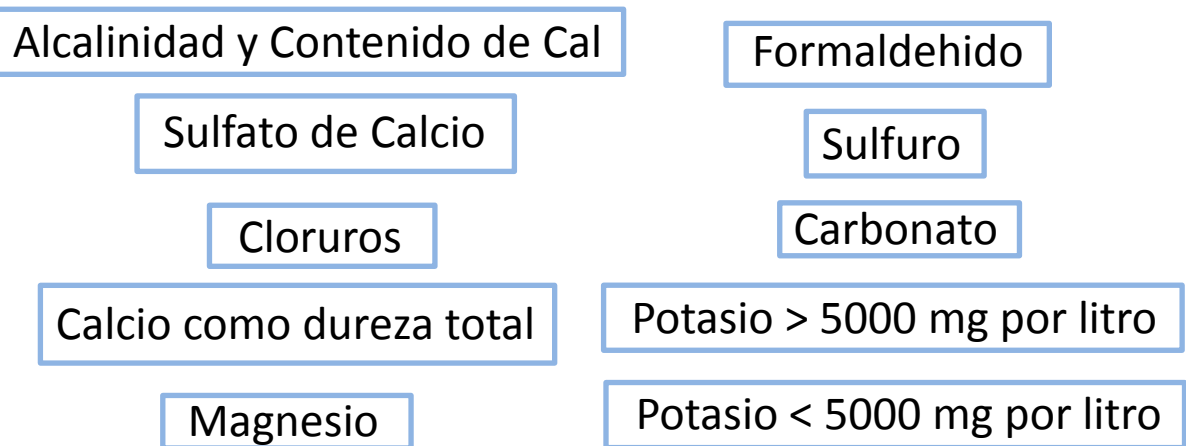
Las mediciones de campo del pH del fluido de perforación (o filtrado) y los ajustes al pH son fundamental para el control de los fluidos de perforación. Las interacciones de la arcilla, la solubilidad de varios componentes y los contaminantes, y la efectividad de los aditivos son todos dependientes del pH, como lo es el control de los procesos de corrosión por ácido y sulfuros.

El término pH denota el logaritmo negativo de la actividad del ion hidrógeno, H<sup>+</sup>, en soluciones acuosas (la actividad y concentración son iguales solo en soluciones diluidas).

$$\text{pH} = -\log [ \text{H}^+ ]$$

- **Análisis químico**

Los procedimientos explicados en la metodología para el análisis químico de lodos de perforación base agua se mencionan a continuación. No han sido explicados en detalle porque este documento no pretende ser un manual detallado en control de lodos:



#### 4.2.9 Informe

Finalmente, el último módulo de este capítulo cumple con el propósito de proveer formatos estándar para el desarrollo y visualización de resultados. Para acceder a los *checklists* se debe consultar el manual interactivo que constituye la herramienta electrónica de la metodología.

Los formularios de reportes para la presentación de informes de las propiedades de los fluidos de perforación se encuentran en este módulo tanto para fluidos base agua como fluidos base aceite. **Error! Marcador no definido.**

La empresa Contratista dentro de su propuesta debe presentar un documento identificado como “OFERTA TECNICO ECONOMICA”, dicho documento se explica en la metodología y se especifican los servicios a incluirse en la relación de costos.

Esta sección cubre además los procedimientos de calibración y los intervalos de calibración para equipos de laboratorio y reactivos especificados. Así como información concerniente al monograma API y número de licencia en los productos.

## 4.3 FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO

### 4.3.1 Introducción

El primer elemento de la metodología se basa en la descripción de conceptos clave con definiciones accesibles tanto para estudiantes, profesionales y/o expertos en las actividades principales de campos petroleros, permitiendo así un adecuado entendimiento de este documento. De igual forma, se incluyen los distintos tipos de cemento utilizados en las operaciones de completamiento de pozos y las utilidades que estos presentan.

**Tabla 50.** *Aplicaciones de las diferentes clases de cemento*<sup>87</sup>

Clase	Aplicaciones
A	<ul style="list-style-type: none"><li>• No se requieren propiedades especiales.</li><li>• Uso en poca profundidad.</li><li>• Grados disponibles: O</li></ul>
B	<ul style="list-style-type: none"><li>• Se requiera una resistencia al sulfato moderada o alta.</li><li>• Uso en poca profundidad.</li><li>• Grados disponibles: MSR, HSR.</li></ul>
C	<ul style="list-style-type: none"><li>• Se requiere una alta resistencia inicial.</li><li>• Grados disponibles: O, MSR, HSR.</li></ul>
D, E	<ul style="list-style-type: none"><li>• Se requieren condiciones de temperaturas y presiones moderadamente altas.</li><li>• Durante la fabricación se pueden integrar agentes modificadores.</li><li>• Cementos retardados debido a molienda gruesa o inclusión de retardadores orgánicos (lingsulfanatos).</li><li>• Grados disponibles: MSR, HSR.</li></ul>
F	<ul style="list-style-type: none"><li>• Se requieren condiciones de temperaturas y presiones extremadamente altas.</li><li>• Durante la fabricación se pueden integrar agentes modificadores.</li><li>• Cementos retardados debido a molienda gruesa o inclusión de retardadores orgánicos (lingsulfanatos).</li><li>• Grados disponibles: MSR, HSR.</li></ul>
G, H	<ul style="list-style-type: none"><li>• Cemento para pozos básicos. El cemento clase G, es el tipo de cemento comúnmente utilizado.</li><li>• Uso general, compatible con la mayoría de los aditivos. Puede ser utilizado en un vasto rango de temperaturas y presiones.</li><li>• El cemento clase H presenta mejor retraso en pozos más profundos.</li><li>• Grados disponibles: MSR, HSR.</li></ul>

<sup>87</sup> API SPECIFICATION 10 A. Specification for Cements and Materials for Well Cementing. Twenty-Second Edition. January 1, 1995.

**Figura 54. Completamiento de pozos<sup>88</sup>**



Dentro del documento se incluyen los estándares de referencia usados para llevar a cabo esta norma; algunos de ellos son:

- API Specification 10A. Specification for Cements and Materials for Well Cementing. Twenty-third Edition, April 2002.
- API Specification 10B. Recommended Practice for Testing Well Cements. First Edition, July 2005.
- API Specification 13J. 4th Edition, January 2006. Testing of Heavy Brines.
- ASTM C 109, Standard Test Method for Compressive Strength of Hydraulic Cement Mortars (1992)
- ASTM C 114. Standard Test Methods for chemical Analysis of Hydraulic Cement (1998)

---

<sup>88</sup> AUSMUDDRILLING. Productos Para La Perforación Minera [imagen] [en línea] <  
<http://ausmuddrilling.com/default/bentonita-premium-gel.html>>

### 4.3.2 Revisión, inspección y mantenimiento de equipos

Figura 55. Equipos<sup>89</sup>



El propósito de este módulo consiste en brindar métodos y servir de guía en la calibración y/o verificación del estado de los equipos usados para realizar pruebas a los fluidos de cementación, asegurando un apropiado estado final de las lechadas de cemento. Estas operaciones cuentan con formatos realizados para tener un registro, en donde se debe incluir la siguiente información:

Tabla 51. Contenido de los registros de calibración<sup>89</sup>

CONTENIDO DE LOS REGISTROS DE CALIBRACIÓN (según corresponda)
Número/nombre del modelo, número de serie y número de identificación local del instrumento.
Nombre, número de modelo y número serial del instrumento utilizado para la calibración.
Número de certificación, fecha de la certificación y fecha de la próxima de calibración.
Entradas de calibración del instrumento de calibración y las indicaciones iniciales (antes de la calibración) y finales (calibrado) del instrumento a calibrar.
Indicación de si ese instrumento pasó o no pasó cada punto de calibración.
Condición encontrada. (Por ejemplo, calibrado o no).
Los ajustes realizados y los resultados después del ajuste.
Fecha de calibración.
Nombre y firma del técnico de calibración.
Si la calibración es hecha por un técnico de servicio externo; nombre del servicio, ubicación y número telefónico.

<sup>89</sup> API SPECIFICATION 10 B. Recommended Practice for Testing Well Cements. First Edition, July 2005.

En el momento de adquirir equipos para ser utilizados en operaciones de cementación de pozos, los proveedores deben brindar métodos o procedimientos a seguir para que el usuario pueda calibrar y/o verificar con determinada frecuencia el correcto estado de los mismos y de esta manera, asegurar operaciones confiables. En el documento se presentan procedimientos para aplicar a los equipos destinados a calibrar y/o verificar. Algunos de éstos son:

**Tabla 52. Equipos *Error! Marcador no definido.***

Equipo	Calibración / Verificación	Puntos de control	Tolerancia	Frecuencia
<b>Balanza.</b>	Calibración.	Tres puntos repartidos uniformemente en todo el rango.	$\pm 0,1 \%$ de la lectura, para medidas hechas a 10 g o por encima de la escala total de la balanza. $\pm 1\%$ de la lectura, para medidas hechas a menos de 10 g.	Anual.
<b>Licuadaora. (1 L)</b>	Verificación.	4000 y 12000 r/mín	$\pm 100$ r/mín @ 4000 r/mín $\pm 250$ r/mín @ 12000 r/mín	Anual.
<b>Licuadaora. (4 L)</b>	Verificación.	4000 y 10000 r/mín	$\pm 100$ r/mín @ 4000 r/mín $\pm 250$ r/mín @ 10000 r/mín	Anual.
<b>Masa de la cuchilla de licuadaora.</b>	Verificación.	NA	Máximo 10 % de pérdida	Cuando se reemplace.
<b>Cronómetro.</b>	Verificación.	2 mín	Dentro de 1 seg en 2 mín	Anual.

- **Equipos**

Se mencionan los principales equipos que intervienen en la preparación de los fluidos de completamiento, con el fin de conocer sus características y brindar recomendaciones durante su uso.

#### 4.3.3 Etiquetado, empackado, transporte y almacenamiento de muestras

Figura 56. *Etiquetado y muestreo*<sup>90</sup>



Esta sección ofrece pautas relacionadas con el etiquetado y empackado del cemento usado durante las operaciones de completamiento, procurando mantener las propiedades originales. También, se tienen en cuenta indicaciones para el transporte y almacenamiento de las muestras de cemento tomadas para ser llevadas al laboratorio y se presentan medidas de seguridad y salud en el manejo de aditivos.

---

<sup>90</sup> INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGÍA AGROPECUARIA. Un análisis de suelos, nunca será mejor que la muestra [imagen] [en línea] < <http://inta.gob.ar/documentos/un-analisis-de-suelos-nunca-sera-mejor-que-la-muestra> >

#### 4.3.4 Propiedades y requerimientos físico/químicos

Este segmento presenta los requerimientos físicos y químicos con los que debe contar el cemento y las puzolanas, así como las distintas propiedades que se evalúan en una lechada. Por otro lado, se analiza la importancia del agua utilizada para generar la mezcla y cómo ésta influye en el resultado final.

Dentro de las propiedades que se evalúan en una lechada, se encuentran *el rendimiento, la densidad, el tiempo de fraguado, la fuerza de compresión, la pérdida de agua, etc.* Aquí se incluyen los aspectos relevantes de cada propiedad y se presentan algunos valores que se deben garantizar durante el diseño. En la siguiente tabla, se plasma cómo influye la cantidad de agua presente en la lechada:

**Tabla 53.** Cantidad de agua<sup>91</sup>

<b>Cantidad máxima de agua</b>	Proveerá un volumen de asentamiento máximo de 1.5% de agua libre. El agua libre es determinada al permitir a una muestra de lechada recién mezclada (20 minutos) descansar en un cilindro medidor.
<b>Cantidad normal de Agua</b>	Proveerá una lechada con una consistencia de 11 Bc's (Unidades Bearden, unidades de consistencia) después de 20 minutos de mezclado.
<b>Cantidad mínima de Agua</b>	Proveerá una lechada con una consistencia de 30 Bc's después de 20 minutos de mezclado.

En la parte referente a los requerimientos químicos y físicos de los distintos grados de cemento, éstos se presentan en tablas como la siguiente:

---

<sup>91</sup> CEDiP. En: Ingeniería de cementaciones. 2014 129 P. [en línea].  
<<http://www.cedip.edu.mx/tomos/tomo07.pdf>> [Citado el 26 de Junio de 2014]

**Tabla 54. Requerimientos químicos del cemento grado O<sup>89</sup>**

	Clase del cemento					
	A	B	C	D, E, F	G	H
<b>Grado: O</b>						
% máximo de MgO	6	NA	6	NA	NA	NA
% máximo de SO <sub>3</sub>	3,5	NA	4,5	NA	NA	NA
% máximo de pérdida por ignición	3	NA	3	NA	NA	NA
% máximo de residuo insoluble	0,75	NA	0,75	NA	NA	NA
% máximo de C <sub>3</sub> A	NR	NA	15	NA	NA	NA

#### 4.3.5 Aditivos y funciones

En esta parte de la metodología se mencionan los diferentes aditivos que se utilizan para adaptar los cementos petroleros a las condiciones específicas de trabajo, algunos productos ofrecidos por las compañías de servicio y las dosificaciones en las que pueden ser empleados. Esta actividad exige gran sensibilidad para lograr obtener los mejores resultados durante las operaciones.

**Figura 57. Aditivos<sup>92</sup>**



<sup>92</sup> PRODUCTOS PARA LA PERFORACIÓN MINERA. Bentonita, “Premium gel + plus”. [imagen] [en línea] <<http://ausmuddrilling.com/default/bentonita-premium-gel.html>>

Dentro de la metodología se encuentran ampliamente detallados, pero algunos ejemplos de aditivos usados frecuentemente son:

**Tabla 51. Aditivos de completamiento<sup>93</sup>**

<b>Aceleradores</b>	
Productos químicos que reducen el tiempo de fraguado de los sistemas de cemento; se usan en pozos donde la profundidad y la temperatura son bajas, para obtener tiempos de espesamiento cortos y buena resistencia a la compresión en corto tiempo.	
<i>Cloruro de calcio (CaCl<sub>2</sub>)</i>	Es el acelerador más confiable y se dosifica de 0.5% a 6% por peso de cemento, dependiendo del tiempo de bombeo que se desea obtener.  Es el producto que exhibe mayor control en el tiempo bombeable.
<i>Cloruro de sodio (NaCl)</i>	Actúa como acelerador en concentraciones de hasta un 10 % por peso de agua.  Entre el 10 y 18 % produce un tiempo de bombeo similar al obtenido con agua dulce.  A concentraciones mayores del 18% causa retardamiento. La típica concentración de acelerador es del 2 al 5 % por peso de agua.
<b>Retardadores</b>	
Productos químicos que prolongan el tiempo de fraguado y el desarrollo de resistencia la compresión de los sistemas de cemento. Brindan la posibilidad de trabajar el cemento en un amplio rango de temperatura y presión.	
<i>Lignosulfonatos de calcio y cromolignosulfonatos de calcio</i>	Unos trabajan a temperaturas bajas y otros a temperaturas altas. Su dosificación es de 0.1 a 2.5% por peso de cemento.
<i>Lignosulfonatos</i>	Los retardadores de lignosulfonatos son efectivos con todos los cementos Portland y se dosifican de 0.1 a 1.5 % por peso de cemento.
<b>Extendedores (Reductores de densidad)</b>	
Se añaden para reducir la densidad del cemento o para reducir la cantidad de cemento por unidad de volumen del material fraguado, con el fin de reducir la presión hidrostática y aumentar el rendimiento (pie <sup>3</sup> /saco) de las lechadas.	
<i>Bentonita</i>	Requiere el 530% de agua de su propio peso; es decir 5.3

<sup>93</sup> CEDIP. En: Ingeniería de cementaciones. 2014 129 P. [en línea].

<<http://www.cedip.edu.mx/tomos/tomo07.pdf>> [Citado el 26 de Junio de 2014]

	litros de agua por Kg de bentonita; se puede dosificar hasta un 4% por peso de cemento (ppc) sin que perjudique al producto fraguado, dado que en concentraciones mayores el cemento hidratado presenta en corto tiempo una regresión de su resistencia a la compresión por la alta hidroscofia de la bentonita presente.
<i>Puzolana</i>	<p>Son cenizas volcánicas que por sí solas no tienen características cementantes, pero que mezcladas con el cemento, reaccionan con la cal libre de este y las adquieren.</p> <p>El cemento fraguado que contiene puzolana contrae algunas características que son benéficas, como:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Plasticidad, pues soporta vibraciones y golpes de tubería al seguir perforando.</li> <li>◦ Evita resquebrajamiento del anillo de cemento al efectuar los disparos en las zonas de interés.</li> <li>◦ Alta resistencia a la compresión secundaria.</li> </ul> <p>Con esto, se demuestra la no regresión de la resistencia mencionada, por efecto de temperatura moderadamente alta.</p>
<b>Densificantes</b>	
Son aditivos que aumentan la densidad del cemento o que aumentan la cantidad de cemento por unidad de volumen del material fraguado, con el fin de aumentar la presión hidrostática.	
<i>Barita</i>	Tiene un peso específico de 4.23 gr/cm <sup>3</sup> y requiere 22% de agua de su propio peso. No tiene influencia en el tiempo de bombeo, pero es recomendable correr pruebas de tiempo de espesamiento en cada caso. Se dosifica del 20 al 40% por peso de cemento, donde se desea usar una lechada de alta densidad.
<i>Limadura de hierro</i>	Este producto tiene un peso específico de 5.02 gr/cm <sup>3</sup> y requiere el 3% de agua de su propio peso. Se emplea hasta el 50% por peso de cemento, dependiendo del peso que se desea obtener de lechada.
<b>Controladores de filtrado</b>	
Son aditivos que controlan la pérdida de la fase acuosa del sistema cementante frente a una formación permeable. Previenen la deshidratación prematura de la lechada.	
<i>Bentonita</i>	Debido al tamaño pequeño de sus plaquetas, la bentonita puede entrar al enjarre y alojarse entre las partículas de cemento, como resultado, la permeabilidad del enjarre decrece.
<i>Látex</i>	Excelente agente de control de filtrado. Forma redes entre

	<p>sus moléculas, por ser polímeros emulsionados. Usualmente se suministra como una suspensión lechosa de partículas esféricas pequeñas del polímero (generalmente entre 200 y 500 <math>\mu\text{m}</math> de diámetro). La mayoría de las dispersiones de látex contienen aproximadamente 50% de sólidos. Como la bentonita, contiene partículas tan pequeñas que pueden taponar físicamente los poros en el enjarre del cemento.</p>
<b>Antiespumantes</b>	
Ayudan a reducir el entrapamiento de aire durante la preparación de la lechada (eliminan la mayor parte de burbujas de aire).	
<b>Dispersantes</b>	
Se agregan al cemento para mejorar las propiedades de flujo, es decir, reducen la viscosidad de la lechada de cemento. Además, disminuyen el punto de cedencia de las lechadas y tienden a favorecer el asentamiento de los sólidos y la liberación de agua; por lo que no se recomienda su empleo sin el agente de control de filtrado.	
<i>Sales de ácidos grasos</i>	Se dosifican del 0.2 al 2.5% por peso de cemento.
<i>Sulfonato de polinaftalina (PNS o NSFC): producto condensado del sulfonato b-naftalina y formaldehído</i>	<p>Tiene una alta variabilidad en el grado de ramificación y de su peso molecular.</p> <p>La representación comercial de este producto es en forma de polvo o solución acuosa al 40%. Para una dispersión de lechada de agua dulce, normalmente se requiere de 0.5 al 1.5% por peso de cemento activo.</p>

#### 4.3.6 Muestreo y acondicionamiento del fluido

Este módulo resalta la importancia del correcto muestreo de aditivos sólidos, líquidos y agua de mezcla, para poner a prueba la lechada; garantizando que la muestra que se va a probar represente el producto como verdaderamente es producido y mantenga sus propiedades originales.

A la vez, se presenta un procedimiento presurizado y a presión atmosférica del acondicionamiento del fluido a las posibles circunstancias que se encontrarán durante la colocación en el pozo, para así aproximarse correctamente a las condiciones reales durante la operación.

#### 4.3.7 Procedimientos de pruebas para fluidos de completamiento

Esta sección presenta los aparatos requeridos, el procedimiento y los requisitos de aceptación generales sobre pruebas que se realizan a los fluidos de completamiento, con el fin de predecir su comportamiento durante la colocación en el pozo y de esta manera obtener un apropiado reflejo del proceder que tendrán los fluidos.

De igual forma, presenta pautas a seguir durante la evaluación de la estabilidad y compatibilidad que tendrá el cemento con los fluidos dentro del pozo, evitando generar problemas adicionales. También, se incluye información que permite analizar las propiedades que se presentan en el estudio de un espaciador, con el fin de elegir el más apropiado.

**Figura 58.** *Pruebas de compatibilidad*



Dentro de las pruebas que se especifican en el documento, se encuentran la *prueba de finura, prueba de agua libre, resistencia a la compresión, tiempo de espesamiento, pérdida de fluido estático, entre otras.*

Los requisitos de aceptación pueden presentarse en tablas como la siguiente (*requisitos de aceptación para la prueba de tiempo de espesamiento*):

**Tabla 55. Tiempo de espesamiento requerido<sup>87</sup>**

Clase de cemento	Cédula	Tiempo de espesamiento mínimo (mín.)	Tiempo de espesamiento máximo (máx.)
A	4	90	NR
B	4	90	NR
C	4	90	NR
D	4	90	NR
	6	100	NR
E	6	100	NR
	8	154	NR
F	6	100	NR
	9	190	NR
G	5	90	120
H	5	90	120
<b>NR = no requerido.</b>			

#### 4.3.8 Recomendaciones durante la cementación

Aquí se presentan pautas y recomendaciones a tener en cuenta, con el fin de asegurar la calidad de la cementación. Se debe hacer análisis del agua disponible para la preparación de la lechada y observar como ésta influye en los resultados, pruebas a cada lote de cemento recibido, realizarse un adecuado diseño de lechadas de cemento y baches lavadores y espaciadores. También, se presentan recomendaciones a aplicar durante la cementación.

Este módulo incluye las características con las que debe contar la cementación primaria, dependiendo de la tubería de revestimiento que se esté cementando y las características del fluido de completamiento que se tenga en cada caso. Se indican las propiedades que debe tener el fluido, dependiendo del tipo de lechada que se maneje; se brindan recomendaciones durante el bombeo y formulación de frentes lavadores y espaciadores y por último se realiza un análisis Qa/Qc de las actividades llevadas a cabo.

Figura 59. Cementación de pozos<sup>94</sup>



Algunas de las operaciones Qa/Qc que se incluyen, son:

- El ingeniero QA/QC debe clasificar actividades de la siguiente manera:

**a) Inspección de equipos y unidades:** se debe realizar inspección visual y un registro fotográfico a unidades y equipos de campo.

**b) Análisis de calidad del agua base de preparación de tratamientos:** se debe realizar una evaluación de las propiedades fisicoquímicas del agua base de preparación de los tratamientos.

**c) Monitoreo y control de operaciones, etc.**

<sup>94</sup> MEGO AFEK. Equipos y accesorios para la cementación de pozos petroleros. [imagen] [en línea] <<http://mego-afek.com>>

## 4.4 SALMUERAS

### 4.4.1 Calibración de equipos

Figura 60. Equipos y aditivos para salmueras<sup>95</sup>



Se presentan recomendaciones y procedimientos a seguir para calibrar y/o verificar los reactivos, materiales y equipos que se utilizan durante las pruebas realizadas a las salmueras. Esto incluye pautas sobre químicos, agua, cristalería y dispositivos (balanzas, medidores de temperatura, indicadores de humedad, etc).

### 4.4.2 Pruebas para salmueras

Este módulo ofrece procedimientos generales sobre pruebas que se le realizan a las salmueras, con el fin de conocer las propiedades y características necesarias para ser utilizadas de manera adecuada. De igual manera, presenta recomendaciones para controlar la calidad, modificar la densidad cuando sea necesario y se incluyen las propiedades de los sistemas libres de sólidos, clasificándolos de acuerdo a su densidad.

---

<sup>95</sup> 123RF. Material de vidrio de laboratorio. [imagen] [en línea]  
<[http://www.123rf.com/photo\\_6301298\\_laboratory-glass-material-on-a-white-background.html](http://www.123rf.com/photo_6301298_laboratory-glass-material-on-a-white-background.html)>

**Tabla 56.** Densidad de fluidos libres de sólidos<sup>96</sup>

SISTEMA	GRAVEDAD ESPECÍFICA [gr/cc]
Agua dulce filtrada	1
Cloruro de potasio	1.16
Cloruro de sodio	1.19
Cloruro de calcio	1.39
Bromuro de sodio	1.52
Bromuro de calcio	1.70
Cloruro de calcio/bromuro de calcio	1.81
Bromuro de calcio/bromuro de zinc	2.42
Bromuro de zinc	2.50

Por otro lado, se mencionan las ventajas y desventajas de este tipo de fluido, los efectos de la temperatura y presión sobre ellos, así como las distintas propiedades que presentan y que deben ser manipuladas para generar un adecuado diseño. Entre ellas se tiene: *viscosidad, turbidez, cristalización, pH, etc.* De igual forma, se incluye una sección que cubre el control de calidad de las salmueras.

**Tabla 57.** Especificaciones técnicas de una salmuera<sup>97</sup>

Parámetro	Unidades	Rango
pH	-	6 – 8
Turbidez	NTU	3 – 10
Aluminio	ppm	< 10
Hierro	ppm	< 1
Sodio	%	< 1.5
Zinc	ppm	< 10
Carbonato	ppm	< 200
Bicarbonato	ppm	< 300
Sulfato	ppm	< 1
Otros aniones	ppm	< 10

<sup>96</sup> TERMINACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS. Ingeniería de producción y la productividad del pozo. p. 29-32 [en línea] <[http://www.oilproduction.net/cms3/files/manual\\_terminacion\\_de\\_pozos.pdf](http://www.oilproduction.net/cms3/files/manual_terminacion_de_pozos.pdf)>

<sup>97</sup> API RP 13J. Prueba de salmueras pesadas. Segunda edición, Marzo 1996.

### 4.4.3 Corrosión

Figura 61. Corrosión de tuberías<sup>98</sup>



Este módulo se enfoca en analizar las causas de la corrosión derivada de las salmueras y los inconvenientes que este fenómeno traería durante las operaciones. Para esto, se hace un análisis de temperatura, pH de la salmuera, perforación de residuos líquidos, gases ácidos, agua de formación, oxígeno, eliminadores de oxígeno, biocidas y fluidos de estimulación (ejemplos de los posibles contaminantes).

De igual forma, se presentan alternativas para controlar o mitigar dicho problema a través de la selección de materiales y fluidos, el uso de inhibidores, eliminadores, biocidas y la eliminación de contaminantes.

### 4.4.4 Contaminación con hierro

El propósito de este módulo consiste en conocer los problemas que puede generar la contaminación con hierro presente en las salmueras (daño a la formación, afectar la productividad de un pozo, causar reticulación, gelificación de los polímeros, aumentar la estabilización de las emulsiones crudo/salmuera, etc) y

---

<sup>98</sup> GRUPO AGUA. Tratamiento y acondicionamiento del agua. [imagen] [en línea] <<http://grupo-agua.com/blog/tag/evitar-o-disminuir-la-corrosion-en-calderas/>>

ofrece un procedimiento adecuado para hallar el contenido de hierro, reportándolo en miligramos por litro.

#### **4.4.5 Reporte diario de pruebas de fluidos de completamiento**

Este módulo incluye los patrones de un reporte diario con información adecuada para la documentación y administración de las operaciones relacionadas con el fluido de completamiento de un pozo.

Las áreas de impacto primario son:

- Control de pozo.
- Daños a la formación.
- Contabilidad de materiales.

El reporte diario es similar al reporte de fluido de perforación, pero está configurado con las condiciones y medidas de los fluidos de completamiento y las operaciones impuestas. Dentro de la metodología, las secciones de información están explicadas una a una; un ejemplo con las secciones de información se encuentra en la siguiente tabla:

**Tabla 58. Reporte diario de salmuera<sup>97</sup>**

Compañía de salmuera		Reporte diario de fluidos de completamiento	
Identificación de pozo, geometría y datos de zona			
<p>Fecha de reporte Número de reporte Nombre del operador Nombre del supervisor</p>	<p>-Contratista y nombre del equipo de perforación. -Nombre del pozo y localización País, región/estado, país/departamento, bloque. -Dimensiones y longitudes de la tubería y el casing. - Volumen de pozo expresado como capacidad, anular, tubería y tubería en hueco.</p>	<p>Nombre de la zona actual BHT de la zona actual BHP de la zona actual TVD de la zona actual</p>	
Propiedades del sistema		Contabilidad de los fluidos	
<p>Las propiedades incluyen, pero no se limitan a: Gravedad específica a la temperatura actual Densidad a 21 °C (70 °F) pH a temperatura % sólidos Contenido de hierro De 3-6 líneas en blanco para datos adicionales</p>		<p>Los fluidos son identificados por el tipo de fluido, densidad y volumen en barriles. La contabilidad de los fluidos consiste de 4 elementos principales:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Volumen de fluido llevado o creado en la locación <ul style="list-style-type: none"> <li>• Inventario físico</li> <li>• Perdida de fluido</li> </ul> </li> <li>• Balance del volumen de fluidos</li> </ul>	
Comentarios diarios		Costos de contabilidad	
<p>Sección textual; resumen de operaciones diarias relacionadas con fluidos, aditivos, desechos, operaciones de pérdida y filtrado.</p> <p>Documentos fechas/tipo; ordenes hechas y recibidas; ciertas instrucciones del operador.</p>		<p>Tabulación de todos los costos de materiales y servicios para el día y el acumulado total para el proyecto.</p> <p>Los valores pueden estar dados como: Suma simple de los costos acumulados durante el día o agrupándolos en costos de categoría primaria por día y costos acumulados o cuentas detalladas de cada producto/servicio que reporte cantidades usadas por día y acumuladas.</p>	

## **5. Análisis operativo de los fluidos de perforación y completamiento preparados bajo un adecuado aseguramiento y control de calidad (QA/QC)**

En toda operación existe una necesidad constante de asegurar la calidad en los procedimientos y metodologías que se implementan. Si bien es cierto que existen protocolos que permiten esto, también es cierto que tienen que ser adaptados a las características propias de cada proyecto. Los mecanismos que mejor permiten cuantificar y cualificar los criterios de calidad son:

*QA/QC: Quality Assurance and Quality Control.*

*QA: Quality Assurance.* Todas aquellas acciones necesarias, planeadas o sistemáticas, para proveer confiabilidad adecuada en el proceso de recolección de datos y estimación de recursos. (Evitar problemas)

*QC: Quality Control.* Sistemas y mecanismos que aseguran la calidad. (Detectar problemas)

En general, un plan efectivo de QA/QC contiene los siguientes elementos:

- Personal responsable de la coordinación de actividades QA/QC.
- Matriz de aseguramiento de calidad.
- Revisión de procedimientos.
- Revisiones a los productos y trabajos realizados a través del uso de listas de chequeo, reuniones interdisciplinarias y revisión interdisciplinaria de productos (qa/qc).
- Detección, identificación, segregación y tratamiento de los productos no conformes y la aplicación sin demora de acciones correctivas.
- Notificación de acciones preventivas para evitar que ocurran inconformidades.
- Reportes, documentación y procedimientos de archivo.

Los ingenieros QA/QC son los recursos que mantienen el nivel de calidad de una empresa de ingeniería y sus productos finales. Estos a su vez distinguen errores

de ingeniería en todas las etapas de ingenio, obtención, construcción y gestión: EPCM (Engineer/Ingenio, Procurement/Obtención, Construction/Construcción, Management/Gestión)<sup>99</sup>

El objetivo principal del control de calidad es asegurar que el producto cumpla o exceda las expectativas. Por esto la calidad de los fluidos y químicos utilizados en perforación y completamiento dependerá significativamente de los equipos y de la capacitación del personal dedicado al manejo de éstos.<sup>100</sup>

Uno de los principales limitantes para lograr operaciones exitosas, es el pobre aseguramiento y control de calidad (qa/qc). Para lograr analizar el efecto que se genera en los fluidos gracias a un adecuado control, es necesario evaluar cada aspecto crítico o componente del sistema cuyo mal funcionamiento podría afectar su calidad. Esto se ha logrado mediante la creación de listas de chequeo, las cuales son parte de la herramienta electrónica y cuya utilidad principal es la de proveer indicaciones concisas de los parámetros claves y de cómo éstos tienen influencia en la eficiencia operativa de los fluidos.

El fundamento de este análisis lo constituyen los checklists y la metodología, que permiten conocer las falencias y posibles errores operacionales cometidos durante el procesamiento de los fluidos. De esta forma, se examinarán uno a uno los factores que interfieren en un proceso adecuado de control y aseguramiento de calidad:

---

<sup>99</sup> METAPROJECT. Método del Valor Ganado. Agosto de 2010 – 2014 [en línea]  
<<http://www.metaproject.cl/img/biblioteca/592681-revista-metaforico-agosto-2010-n%C2%BA38.pdf>>  
[Citado el 18 de Junio de 2014]

<sup>100</sup> M. Rylance, BP Exploration and W. J. Giffin, TITAN Global Oil. OPERATIONAL QA/QC: WHAT YOU SEE IS NOT NECESSARILY WHAT YOU GET. International Petroleum Technology Conference, 7-9 February 2012, Bangkok, Thailand. 2011. Document ID 14184-MS.

## 5.1 EVALUACIÓN Y GENERACIÓN DE INFORMES



Los formatos y procedimientos presentados a continuación se han desarrollado como una guía para la elaboración y presentación de informes de inspección de campo de una manera completa y uniforme.

El procedimiento está diseñado para ser utilizado por el personal qa/qc (o personal calificado) en la medida en que sus condiciones de uso satisfacen el adecuado control y aseguramiento de la calidad.

Los checklists se proporcionan estrictamente como una guía y la API no asume responsabilidad alguna por su uso. En ellos se dan instrucciones que permiten realizar un seguimiento apropiado a los fluidos y el usuario debe verificar si éstas son cumplidas o no. A continuación se procede a efectuar el respectivo análisis de las listas de chequeo.

### 5.1.1 Equipos para fluidos de perforación

**Tabla 59.** Checklist: Revisión e inspección de equipos

<b>Revisión General</b>			N/A	<b>Comentarios</b>
¿Se tienen las instrucciones documentadas del fabricante para los equipos?				
Realizar inventario de los equipos requeridos en campo.				
Registrar número de serie de la unidad o marca de identificación				
Identificación, control, calibración y ajuste del equipo utilizado para inspeccionar, probar, o examinar el material u otro equipo				
¿Los equipos rechazados han sido marcados y retirados de servicio?				
Inspeccionar el interior de los tanques (residuos, olores distintivos)				
Verificar el buen estado de todos los equipos utilizados para mezclar				

Todo el trabajo de control de calidad deberá ser controlado por instrucciones documentadas del fabricante, que incluirán una metodología adecuada y los criterios de aceptación cuantitativa y cualitativa.

Se realiza inventario e inspección de los equipos requeridos en campo para verificar su disponibilidad, estado aparente (limpieza, problemas de corrosión, capacidad adecuada, calibración, etc.), funcionamiento adecuado, acciones correctivas necesarias y demás aspectos importantes que se observen y que puedan interferir con la adecuada preparación de los fluidos.

El propietario del equipo o usuario debe mantener un sistema de registro de datos que contenga información pertinente relativa a los equipos. Los registros pueden incluir lo siguiente:

- a. Información proporcionada por el fabricante.
- b. Registros de inspección.
- c. Registros de mantenimiento.

El número de serie de la unidad o la marca de identificación provista por el fabricante deben mantenerse en el equipo y registrarse, al igual que los cambios en su estado que pudieran afectar su servicio o mantenimiento. Los datos de entrada en el registro del equipo deben incluir la fecha y el nombre de la persona (s) responsable involucrada en la inspección, mantenimiento o reparación.



El equipo utilizado para inspeccionar, probar, o examinar el material u otro equipo deberá identificarse, controlarse, calibrarse, y ajustarse a intervalos determinados de acuerdo con las instrucciones documentadas del fabricante, y consistente con un estándar reconocido de la industria para mantener el nivel requerido de exactitud.

Los equipos rechazados deben ser marcados y retirados de servicio para evaluación adicional o hasta que las deficiencias sean corregidas.

Revisar si los tanques han sido contaminados con otros productos y/o si han sido limpiados; olores distintivos que aún permanezcan o evidencia de crecimiento bacteriano debido a residuos. Estos signos de contaminación podrían fácilmente convertirse en problema para los fluidos/químicos y consecuentemente podrían perjudicar la operación. Evitar el uso de tanques de almacenamiento de químicos que sean de aluminio o de acero carbono, porque hay un sinnúmero de reacciones adversas que podrían suceder

### 5.1.2 Mangueras de lodo y cemento de alta presión

**Tabla 60.** Checklist: Mangueras de lodo y cemento de alta presión

<b>MANGUERAS DE LODO Y CEMENTO DE ALTA PRESIÓN</b>			N/A	Comentarios
Verificar rangos de temperatura para las mangueras de lodo y cemento a alta presión.				
¿Se ha verificado los tamaños y longitudes de las mangueras?				
¿Se cumplen los límites de operación? (Ver tabla 2 en metodología, página 35)				
¿Se ha realizado prueba hidrostática a las mangueras?				
Inspección visual y examinación de cualquier daño externo de la manguera				
Verificar el radio de curvatura de la manguera				
Ejercer control de caudales y medios abrasivos				
Verificar punto de anilina mínimo para lodos base aceite 66 ° C (150 ° F).				
Los sellos y las mangueras debern ser revisadas en busca de grieta, fugas y / o desgaste.				

La temperatura de funcionamiento mínimo de los ensamblados de mangueras cubiertos por la metodología es de -4 ° F (-20 ° C). Operar una manguera fuera de su rango de temperatura designado acortará su vida útil.

Cada ensamblado de la manguera debe ser clasificado por el fabricante para funcionar en uno de los tres rangos de temperatura especificados de la siguiente manera:



<b>Rango de temperatura I</b>	.....-20°C a +82°C (-4°F a 180°F)
<b>Rango de temperatura II</b>	.....-20°C a +100°C (-4°F a 212 °F)
<b>Rango de temperatura III</b>	.....-20°C a +121°C (-4°F a 250 °F)

Las mangueras en las que se aprecien fugas durante el transcurso de las pruebas de presión deben ser retiradas de servicio y reparadas o destruidas y eliminadas inmediatamente después de la prueba.

Las condiciones abrasivas causadas por la arena u otros sólidos en el lodo pueden causar que la vida útil de las mangueras se acorte. El uso de lodo base aceite con contenido aromático excesivamente alto hará que el revestimiento interior de la manguera se hinche y acortará la vida útil de la manguera. Se recomienda que el lodo base aceite tenga un punto de anilina mínimo de 66 ° C (150 ° F).

### 5.1.3 Sistema de remoción de sólidos perforados

**Tabla 61. Checklist: Sistema de remoción de sólidos perforados**

<b>SISTEMA DE REMOCIÓN DE SÓLIDOS PERFORADOS</b>			<b>N/A</b>	<b>Comentarios</b>
Calcular el rendimiento del sistema de remoción de sólidos de perforación (SP)				
Realizar evaluación del rendimiento operacional y comparación de costos por dilución				
¿El volumen mínimo de lodo en superficie es de al menos cinco a seis veces el volumen del hueco perforado por día?				
¿La profundidad del tanque es aproximadamente igual a la anchura, o el diámetro de los tanques?				

¿Hay deflectores o baffles instalados alrededor de cada agitador mecánico para evitar vórtices de aire y sedimentación?				
¿Se están usando inyectores de lodo en la sección de remoción?				
¿El desgasificador está instalado inmediatamente corriente abajo de la zaranda?				
¿Dos piezas diferentes del equipo de sólidos funcionan simultáneamente fuera del mismo compartimiento de succión?				
¿Dos piezas diferentes del equipo de sólidos descargan simultáneamente en el mismo compartimiento?				
¿La tasa de tratamiento es de al menos 10 a 25 por ciento más que la tasa de circulación de perforación?				
¿Las adiciones de material al lodo se hacen después de la sección de remoción?				
¿La pileta de residuos es lo suficientemente grande para dar cabida a los residuos sólidos y líquidos de la operación de perforación?				

Las concentraciones de sólidos de perforación se pueden mantener ya sea con equipo mecánico o por dilución. La dilución se utiliza para la comparación de costos, a pesar de que el fluido de perforación resultante no tendrá exactamente la misma composición de sólidos y distribución del tamaño de partícula como si se utilizara equipo de eliminación de sólidos. Una vez se ha establecido el rango de operación de concentración satisfactoria de sólidos de perforación, el costo de operar el equipo puede ser comparado con el costo de dilución para alcanzar la misma concentración.

El volumen mínimo en superficie debe ser de al menos cinco a seis veces el volumen del hueco perforado por día. Se recomienda un volumen útil mínimo de lodo en superficie de 100 barriles (menos para Slim hole) con el fin de mantener las propiedades del fluido en huecos de diámetros grandes, suaves, de rápida perforación.

La profundidad ideal del tanque sería aproximadamente igual a la anchura, o el diámetro, de los tanques. Si es más profundo, puede ser necesaria consideración

especial para la agitación; si es menos profunda, una agitación adecuada sin vórtice será difícil o imposible. Los deflectores o baffles se pueden instalar alrededor de cada agitador mecánico para evitar vórtices de aire y sedimentación.

Esta categoría está subdividida en listas de chequeo correspondientes a cada equipo de remoción de sólidos (ver anexo A para consultar los respectivos checklists), los cuales deben ser arreglados o dispuestos de forma secuencial de manera que cada pieza de equipo elimine sólidos cada vez más finos. Los arreglos generales son los siguientes:

**Tabla 62. Arreglos equipo de remoción de sólidos<sup>101</sup>**

Lodo no densificado	Lodo densificado
Zaranda Vibratoria	Zaranda Vibratoria
Desgasificador	Desgasificador
Desarenador	Limpiador de lodo
Destiliador	Máquina Centrífuga
Máquina Centrífuga	

#### 5.1.4 Camiones cisterna

**Tabla 63. Checklist: Camiones cisterna**

Camiones Cisterna	✓	✗	N/A	Comentarios
Los carrotanques para transporte de agua deben ser cisternas monocubas				
Su capacidad oscila entre los 70 y 200 Bbls aproximadamente.				
Las cisternas monocubas tienen rompeolas para evitar los desplazamientos interiores de la carga				
Se inspeccionan accesorios de toma y descarga de agua como mangueras, bombas de succión y válvulas de salida.				

<sup>101</sup> API RP 13C. Recommended Practice on Drilling Fluid Processing Systems Evaluation. Second Edition, March 1996. p. 11.

Las cisternas son única y exclusivamente utilizadas para transporte de agua				
Libre de suciedad, corrosión, residuos y trazas de aceite.				
Recubrimientos internos en perfecto estado.				
Preferiblemente en acero inoxidable.				
Rejillas y pasillos libres de suciedad y escombros.				
Escaleras y peldaños de acceso en perfecto estado.				
Sin fugas ni fisuras en su interior.				
Escotillas en buen estado.				

Siempre que una cisterna de transporte de agua llegue a la locación esta debe ser inspeccionada en su interior para verificar que esté completamente limpia y sin ningún problema de corrosión; también se deben inspeccionar sus accesorios de toma y descarga de agua como mangueras, bombas de succión y válvulas de salida para detectar posible presencia de fluidos contaminantes. Las cisternas de este tipo deben ser única y exclusivamente utilizadas para transporte de agua ya que este es un fluido que fácilmente se contamina y siempre deben estar en continuo mantenimiento para su adecuado uso.<sup>30</sup>

### 5.1.5 Unidad de filtrado

**Tabla 64.** Checklist: Unidad de filtrado

Unidad de Filtrado	✓	✗	N/A	Comentarios
Siempre está disponible en cada operación a realizarse en el pozo.				
Se debe destapar la unidad de filtrado y verificar que se encuentre limpia.				
Los filtros tienen el tamaño de poro adecuado (2-5 µm) y existen la cantidad de cartuchos necesarios para un posible cambio.				
El filtro es químicamente compatible con el material a filtrar.				
El filtro tiene la suficiente consistencia física para resistir las condiciones del proceso (es decir suficiente resistencia para sostener la presión de filtración).				

Interior limpio, libre de sedimentos, aceites o indicios de corrosión.				
Manómetros en buen estado.				
Ubicada sobre un sistema de contención contra derrames.				
Alta capacidad de filtrado para evitar tiempos excesivos de filtrado.				

La unidad de filtración es un equipo indispensable para la operación; utilizada como medida de contingencia en caso de que el agua o las salmueras no reúnan los requisitos de limpieza necesarios para la operación. Los filtros que se emplean para la filtración de salmuera son llamados cartuchos de sedimento de profundidad, los cuales no pueden ser retrolavados por lo tanto se desechan una vez alcanzan su rendimiento efectivo. El proceso de filtración garantiza la limpieza de los fluidos de la operación. El propósito principal de la filtración es remover los sólidos suspendidos que se encuentran en la salmuera o el agua, para evitar los daños que estos puedan ocasionar en la formación. Se debe destapar la unidad de filtrado y verificar que se encuentre limpia, que los filtros tengan el tamaño de poro adecuado (2-5 µm) y que existan la cantidad de cartuchos necesarios para un posible cambio<sup>30</sup>

### 5.1.6 Tanques de preparación

Tabla 65. Checklist: Tanques de preparación

Tanques de preparación	✓	✗	N/A	Comentarios
Sin problemas de corrosión, ni fisuras en pisos o paredes que permitan la pérdida de fluido				
El recubrimiento interno está en buen estado.				
Su volumen es el adecuado para el trabajo.				
Se colocaron los diques de contención de derrames y estos se encuentran en buen estado y puestos de manera adecuada.				
En el momento de la observación del tanque están ubicadas las barandas de seguridad.				
Siempre deben estar limpios, libre de sedimentos, lodos y residuos en el fondo.				

El tanque posee pasamanos y láminas guarda-escobas para evitar la caída de herramientas.				
Está ubicado sobre un sistema de diques de contención.				
Conexiones eléctricas seguras y en buen estado.				
Deben estar debidamente ubicados y señalizados.				
Ubicados lejos de árboles para evitar la contaminación de fluidos con hojas y ramas.				
Escaleras de acceso en perfecto estado.				
Sistemas de agitación y homogenización en buen estado.				
Válvulas y accesorios libres de corrosión y fatiga mecánica.				
Deben contar con apropiado sistema de iluminación para trabajos de noche.				
Inspeccionar por sedimentos alrededor del perímetro del tanque				
Marque las áreas que requieran mayor inspección				
Llevar a cabo revisión visual semanal o mensualmente del tanque (s)				
Busque manchas en el acero donde puede estar ocurriendo fuga				
Verificar el funcionamiento de las válvulas y las boquillas				
Compruebe las tuberías asociadas				
Abra el tanque como mínimo cada dos años, y llevar a cabo su propia inspección visual en el interior				

Los tanques siempre deben estar limpios, sin problemas de corrosión ni fisuras en pisos o paredes que permitirían la pérdida o contaminación de fluido, van conectados por mangueras o tubería a las unidades de bombeo y de allí a la cabeza del pozo para circular fluidos en directa o anular. Se dividen en diferentes compartimentos con variedad de capacidades según el equipo y las operaciones en campo; siempre durante la inspección de los tanques se debe tener en cuenta su capacidad total y la constante o relación (pulgadas/Bbls) de cada uno; el recubrimiento interno en buen estado, y que su volumen sea el adecuado para el trabajo. Adicionalmente verificar que se coloquen los diques de contención de derrames y que estos se encuentren en buen estado y puestos de manera adecuada para contener cualquier derrame que afecte el ambiente.

### 5.1.7 Agua de preparación<sup>30</sup>

**Tabla 66.** Checklist: Agua de preparación

Agua de Preparación	✓	✗	N/A	Comentarios
¿La calidad del agua cumple con las normas establecidas en el decreto número 475 de 1998?				
pH: 6-8				
Conductividad < 2 mS/cm				
Rango temperatura: <b>T ambiente hasta 104 °F</b>				
Turbidez < 10 NTU				
Bicarbonatos < 300 ppm				
Dureza < 300 ppm				
Hierro < 10 ppm				
Cloruros < 250 ppm				
Sulfatos < 1 ppm				
Bacterias < 105 Bacterias/ml				

El agua fresca es el aditivo principal de la mayoría de los fluidos preparados en campo que van a entrar al pozo y tener contacto con la formación (lodos de perforación, salmueras de control y desplazamiento, geles de fractura, tratamientos ácidos, entre otros).

El agua que no cumpla con alguno de los parámetros establecidos en la lista de chequeo no debe ser aceptada para la ejecución del trabajo. El análisis del agua permite detectar los componentes que pueden alterar las propiedades de los fluidos. El grado de alteración depende de varios factores: Sistema de fluido, concentración de los contaminantes, temperatura esperada, tiempo de contacto entre el contaminante y el sistema de fluido, pH del sistema, entre otros.

- **pH**

Los daños a la formación por fluidos (salmueras) con pH diferente a los normales pueden generar problemas de reactividad con los fluidos de formación y terminar en incrustaciones o variedad de scales.

**Figura 62.** Variedad de scales<sup>102</sup>



El incremento del pH del agua alrededor de la partícula de arcilla ocasiona la dispersión de la misma. Cuando las arcillas se dispersan actúan como pequeñas partículas sólidas que pueden migrar de poro en poro, pero con la complicación de que tienen capacidad de acumularse y cerrar al poro totalmente, dependiendo del tipo de arcilla y el tamaño de las partículas.

- **Conductividad**

El rango máximo de conductividad permitido para los trabajos en campo y para la preparación de fluidos es de 2mS/cm, valores mayores indican mayores iones en solución y por lo tanto mayores contaminantes y posibilidades de problemas con los fluidos que bajen al pozo.

- **Temperatura**

Temperaturas muy altas pueden generar problemas de seguridad en el personal que manipula los aditivos y los fluidos de perforación y completamiento

---

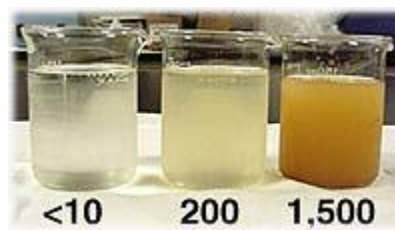
<sup>102</sup> FRESH WATER SYSTEMS. Scale Buildup Treatment [imagen] [en línea]  
<<http://www.freshwatersystems.com/images/Scale-Buildup-Treatment.jpg>>

(quemaduras). Además la inyección de fluidos fríos puede causar daños a la formación por precipitación de parafinas.

- **Turbidez**

Un valor alto de la turbidez es una indicación de la probable presencia de materia orgánica y microorganismos que van a aumentar la cantidad de bactericida necesario para su control.

**Figura 63.** *Turbidez del agua*<sup>103</sup>



En los fluidos estas partículas son el resultado de una pobre calidad del agua, capas de los tanques, residuos de los tanques, tuberías y restos del tubing (como incrustaciones inorgánicas y/o orgánicas); como resultado de no aplicar efectivos limpiadores y ácidos que dispersen y disuelvan los residuos en el interior de los tanques y tuberías.

- **Bicarbonatos**

En operaciones de cementación valores elevados de alcalinidad aceleran los tiempos de fraguado.

- **Dureza**

Altos niveles de dureza en las aguas de preparación de las salmuera pueden generar problemas de incompatibilidad con los fluidos de formación y problemas de incrustaciones en la tuberías.

---

<sup>103</sup> USGS. Turbidity with Numbers [imagen] [en línea]  
<<http://water.usgs.gov/gotita/pictures/turbiditywithnumbers.jpg>>

- **Hierro**

El hierro excesivo se introduce generalmente en el sistema del óxido de los tanques de preparación de fluidos o cisternas de transporte, promoviendo su pronta corrosión y deterioro en general si no es controlado, y su medición sirve para tener indicios de problemas de corrosión en tuberías, tanques y equipos en general que se involucren con la línea de fluidos. El hierro Ferroso no comienza a precipitar hasta que pH es  $> 7.5$ .

- **Cloruros**

El desconocimiento de los niveles iniciales de este ion en solución puede generar malas dosificaciones en las salmueras de control por presencia de remanentes de sales de trabajos anteriores en el agua fresca recibida en los tanques. Para evitar esto, se debe hacer muy buen control sobre los tanques y equipos de preparación, realizar una muy buena limpieza de los mismos después de cada trabajo y controlar muy bien la presencia de sedimentos;

- **Bacterias**

Hay muchas fuentes de contaminación bacteriana en los fluidos. Los portadores primarios de bacterias son los fluidos de fractura, la inyección de agua, los fluidos de perforación, de completamiento y el filtrado de cemento.

Estos problemas pueden ser prevenidos tratando los líquidos portadores con un bactericida eficiente, si estos no se añaden a los fluidos se podría ocasionar daños severos de contaminación.

### 5.1.8 Materiales para fluidos de perforación

**Tabla 67.** Checklist: Materiales para fluidos de perforación

Materiales para Fluidos de Perforación	✓	✗	N/A	Comentarios
¿Se tienen las formulaciones de los aditivos aprobadas?				
Se tiene las cantidades requeridas en las cama bajas de transporte químico ubicada en la locación.				
Realizar un inventario de aditivos antes y después de realizar la operación.				
Condiciones de transporte y almacenamiento adecuadas (protegidos de la intemperie).				
¿Se tiene una bodega central dentro de la localidad?				
Verificar que las canecas o pimpinas en donde se transportan los aditivos químicos se encuentren debidamente selladas.				
Todos los productos químicos tienen las etiquetas y un expediente de dónde y cómo han sido almacenados.				
Se ha realizado el control de la compra de aditivos.				
Se verificaron los productos comprados.				
Se ha preservado y almacenado adecuadamente el material.				
¿El aditivo de perforación se ajusta a los requisitos físicos y químicos de la especificación API?				
¿Se ha realizado el método oficial para muestreo, inspección y rechazo de materiales conforme a la especificación API?				
¿Se han realizado los procedimientos para determinar las propiedades físicas conforme a la especificación API?				

Con respecto a los aditivos la importancia es mayor que la de los equipos ya que estos son la matriz o el corazón del éxito de la operación, una mala manipulación de los aditivos o problemas durante su mezclado pueden terminar con daños a la formación, y para esto se deben verificar su estado (muestreo y análisis FQ), realizar un inventario para saber sus cantidades disponibles en la locación y que estas sean consistentes con las necesidades de la operación, su debido

almacenamiento y etiquetado, correcta y segura manipulación y por último su adecuado mezclado<sup>30</sup>

#### **5.1.8.1 Plan de calidad del producto<sup>104</sup>**

- **Control de la Compra**

- Se debe mantener un procedimiento documentado para asegurar que se compran los productos que se ajusten a los requisitos especificados.
- Selección de proveedores basado en su capacidad de suministrar productos de conformidad con los requisitos establecidos.
- Mantener una lista de proveedores aprobados.

- **Verificación de los productos comprados**

- Se debe mantener un procedimiento documentado para la verificación u otras actividades necesarias para asegurar la adquisición de productos que cumplan con los requisitos de compra especificados.
- Se deberá mantener registros de las actividades de verificación.

- **Preservación del producto**

- Se deberá mantener un procedimiento documentado que describa los métodos utilizados para preservar el producto y/o componentes para mantener su conformidad con los requisitos. Según corresponda, la preservación incluirá marcas de identificación y trazabilidad, transporte, manipulación, envasado y protección.

- **Almacenamiento y Evaluación**

- Se debe identificar los requerimientos de almacenamiento y evaluación.



---

<sup>104</sup> API Specification Q1. Specification for Quality Programs for the Petroleum and Natural Gas Industry. Sixth Edition, March 1, 1999.

- Se debe utilizar áreas de almacenamiento designadas para prevenir daño o deterioro del producto, para uso o para entrega.
- Para detectar deterioro, se evaluará la condición del producto o las partes constituyentes en intervalos específicos identificados por el procedimiento.
- Se mantendrán registros de los resultados de las evaluaciones.

### 5.1.9 Transporte, empaçado, marcado y almacenamiento

**Tabla 68. Checklist:** *Transporte, empaçado, marcado y almacenamiento*

<b>Transporte, Empacado, Marcado y Almacenamiento</b>			N/A	Comentarios
¿El material embalado está dentro de las dimensiones del palé?				
La altura total excede 203,2 cm (80 pulgadas).				
El peso neto máximo excede de 2.000 kg (4.409 libras).				
¿El monograma API está en un lugar prominente?				
¿Cada paquete contiene el peso del producto marcado sobre este?				
¿El nombre del material está en letras mayúsculas, de al menos 1/2 pulgada (13 mm) de altura?				

Un beneficio potencial de estas recomendaciones para materiales empaçados es la mejora de un posible reciclaje de todos los materiales para empaçar, incluidos aquellos para los materiales en polvo seco o granulares que no están cubiertos por la norma, y utilizados en los fluidos de perforación, fluidos de terminación y los cementos de pozos de petróleo.

### 5.1.10 Preparación de fluidos

Los fluidos deben ser protegidos de la contaminación mientras son preparados, transportados y usados en el equipo de perforación; cualquier contaminación puede resultar en costosas consecuencias.

**Tabla 69. Checklist: Antes de recibir el fluido**

Antes de recibir el fluido	✓	✗	N/A	Comentarios
Tapar tanques.				
Lavar y secar fosas, tanques, tuberías y bombas.				
Limpiar zanjas de retorno, las zarandas, su receptáculo y la trampa de arena.				
Sellar compuertas de retorno y válvulas de descarga.				
Atar la manguera de entrega de fluido para evitar accidentes o pérdida de costoso fluido.				
Mientras se recibe el fluido revisar que no haya roturas o fugas en los tanques y válvulas.				

**Tabla 70. Checklist: Después de recibir el fluido**

Después de recibir el fluido	✓	✗	N/A	Comentarios
Marcar el nivel del fluido y vigilar pérdidas.				
Inspeccionar fugas en tanques y válvulas.				
Informar a todo el personal sobre seguridad específica de la tarea.				
Revisión de la formulación con el personal que se dispone a mezclar.				
Última inspección visual de los tanques que serán utilizados para la preparación y almacenamiento de los fluidos				
Revisión de tanques y capacidades.				
Seguimiento de la adición de cada uno de los aditivos a las cisternas o tanques de preparación.				
¿Se realizaron los procedimientos estándar para la prueba de fluidos de perforación?				
Verificar el estado final del lodo antes del bombeo al pozo.				
Calibrar los equipos de laboratorio y reactivos especificados.				

Para asegurar el éxito de una operación es preciso ajustarse a ciertas medidas de precaución para ayudar a evitar pérdidas de fluido debidas a contaminación y fugas en los equipos.

La implementación de las medidas de control de calidad durante todos los tiempos de trabajos con los fluidos de perforación puede marcar la diferencia entre el éxito de la operación o el fracaso; y de aquí que uno de los puntos más importantes del monitoreo de control y aseguramiento de calidad es el seguimiento de su preparación.

La revisión constante de los volúmenes en cada uno de los tanques es responsabilidad vital de los ingenieros de lodos. Ya que con ello monitorean la funcionabilidad del circuito cerrado, identificando cualquier situación que conduzca a problemas con el fluido (pérdida de circulación, por ejemplo) y responder a tal situación de la manera correcta.

Nunca descartar la necesidad de que los aditivos químicos estén en exceso, se habla que puede llegar a ser mínimo un 20% en exceso de cada aditivo por si hay pérdida de producto durante su manipulación. En caso de insuficiencia de aditivos o falta de estos en campo para completar los trabajos se debe informar para completar la necesidad de los mismos y evitar pérdida de tiempo por retraso en las operaciones, siempre hay tiempo si las cosas se avisan en su momento.

El conocimiento de las alcalinidades del lodo y el filtrado es importante para muchas operaciones de perforación para asegurar el control adecuado de la química de lodos. Los aditivos para el lodo, particularmente algunos defloculantes, requieren un medio alcalino para funcionar adecuadamente

### 5.1.11 Inspección y evaluación de equipos de cementación

**Tabla 71.** Checklist: Inspección y evaluación de equipos de cementación

Inspección y evaluación de equipos de cementación	✓	✗	N/A	Comentarios
Utilizar el tipo de cemento adecuado para el trabajo realizado.				
Realizar registros de calibración.				
La calibración y/o verificación de los equipos para pruebas fue llevada a cabo de manera adecuada y dentro de la frecuencia estipulada.				
¿Existen suficientes tanques de fluido en buen estado, limpios y con adecuado funcionamiento?				
¿El equipo de material a granel se ha mantenido en buen estado?				
El sistema de almacenamiento y medición de aditivos líquidos funciona de manera correcta.				
Los equipos utilizados para mezclar se encuentran funcionando adecuadamente.				
La unidad de bombeo de cemento funciona correctamente.				
Verificar el correcto estado de la línea de tratamiento.				
¿Se comprobó el buen estado de los equipos auxiliares de cementación ( <i>zapatas guía, collares de flotación, centralizadores, etc</i> )?				

El API divide el cemento utilizado para operaciones de completamiento de pozos en diferentes clases y grados, los cuales son utilizados dependiendo de las condiciones que se deban cubrir durante la cementación. Escoger el material adecuado garantizará la satisfacción de las circunstancias que se presenten en el hueco.

La calibración y verificación adecuada de equipos para pruebas de cementación de pozos es un aspecto clave a tener en cuenta durante la realización de pruebas a las lechadas de cemento, con el fin de obtener resultados apropiados. La

realización de registros de calibración asegura un adecuado control y planeación del correcto estado de los equipos y disminuye la incertidumbre con respecto al chequeo y la frecuencia con que éste debe ser realizado.

Es esencial mantener en buen estado los equipos, tanques y accesorios que involucran la preparación de los fluidos de completamiento y operaciones de cementación; asegurando condiciones adecuadas y correcto funcionamiento durante los trabajos realizados.

Los fluidos utilizados en el proceso de cementación (fluido de mezcla para la lechada inicial y lechada de cola, lavadores y espaciadores) deben almacenarse y prepararse en tanques de fluido. Debe asegurarse que los tanques estén limpios y no se contaminen con otros fluidos durante la preparación o el proceso de cementación, se procura tener suficientes unidades con la capacidad requerida para almacenar, se debe verificar que el fluido pueda mezclarse y circular de forma adecuada para garantizar su homogeneidad, inspeccionar que no existan fugas, etc.

El equipo de material a granel se encarga de almacenar el cemento seco y transferirlo al sistema de mezclado, siendo crucial que funcione de forma efectiva. El sistema de mezcla garantiza la proporción exacta de cemento seco y fluido de mezcla, obteniendo lechadas con características predecibles que permitan bombearla al fondo del pozo al caudal deseado. La unidad de bombeo de cemento mide los fluidos, controla el sistema de mezcla, el caudal y la presión de bombeo; por lo que se deben evitar posibles paradas no planeadas, retrasos en las operaciones e inconvenientes durante la colocación de la lechada en el pozo. Los sistemas de almacenamiento y medición de aditivos líquidos durante las operaciones de cementación son un elemento imprescindible para cualquier trabajo de cementación en el que se utilicen aditivos líquidos y su funcionamiento debe ser el adecuado.

La línea de tratamiento es un conjunto de tuberías, tes, válvulas y uniones giratorias que se utiliza para llevar la lechada de cementación y otros fluidos bombeados desde la unidad de cementación al pozo. Las tuberías, válvulas, uniones y demás componentes deben ser verificados.

De igual forma, es relevante inspeccionar el estado de los distintos aditamentos y accesorios para tuberías de revestimiento; entre los que se pueden incluir *zapatillas guía, collares de flotación, collares de múltiples etapas, centralizadores, canastas de cementación, colgadores de liner, etc.*

### 5.1.12 Etiquetado y empaqueo de muestras y cemento para pozos

**Tabla 72.** Checklist: Etiquetado y empaqueo de muestras y cemento para pozos

Etiquetado y empaqueo de muestras y cemento para pozos	✓	✗	N/A	Comentarios
¿Se realizó el etiquetado de cada carga de cemento para pozos?				
¿El cemento para pozos ha sido empacado de forma adecuada?				
Las muestras para ser llevadas a laboratorio fueron empacadas de forma adecuada.				
En el centro de exámenes se inspeccionó la calidad de las muestras recibidas.				

El etiquetado de cada carga de cemento para pozos permite tener una contabilidad del material de trabajo con el que se cuenta, evitando confusiones y posibilitando tener un orden en el almacenamiento y realización de trabajos.

El peso promedio de todos los sacos de cemento tiene que ser cercano al especificado y éstos deben ser empacados de forma adecuada (*resistentes a la humedad y a daños durante el manejo*). Garantizando de esta manera que sus propiedades no se alteren y difieran de las requeridas.

Las muestras que se van a enviar a laboratorio para su respectivo análisis, deben ser empacadas prontamente y de forma adecuada, tanto para envío como almacenamiento, garantizando su integridad y correspondiente etiquetado.

Cuando las muestras lleguen al centro de exámenes y antes de realizar pruebas, hay que inspeccionarlas de cerca para asegurar que están en adecuado estado, no presentan contaminación y están debidamente etiquetadas y fechadas. La vida útil óptima de las muestras no debe exceder a la indicada.

### 5.1.13 Propiedades y requerimientos físico/químicos del cemento

**Tabla 73.** Checklist: Propiedades y requerimientos físico/químicos del cemento

<b>Propiedades y requerimientos físico/químicos del cemento</b>	✓	✗	N/A	Comentarios
¿Se tuvieron en cuenta las recomendaciones presentadas para las diferentes propiedades del cemento?				
El cemento cumple los requerimientos químicos especificados.				
El cemento cumple los requerimientos físicos y de desempeño.				
¿Se realizaron consideraciones especiales durante el uso de puzolanas?				
Se aplicaron las recomendaciones referentes a los puntos críticos incluidos en la metodología.				

Los cementos exhiben diferentes propiedades que son diseñadas y controladas durante las operaciones de completamiento de pozos. La metodología presenta recomendaciones referentes a dichas características, las cuales se aplican para obtener resultados adecuados.

El cemento para pozos petroleros necesita cumplir con diferentes requerimientos físicos, químicos y de desempeño; con el fin de asegurar que el material utilizado



presente las condiciones necesarias para los trabajos. Existen diferentes normativas y procedimientos adecuados para medir estos requerimientos, los cuales deben ser llevados a cabo por los profesionales encargados.

Durante el diseño de los trabajos de cementación, ciertas consideraciones son tenidas en cuenta cuando se utilizan puzolanas para llevar a cabo las operaciones, debido a las diferencias que presenta con respecto al cemento Portland para pozos petrolíferos.

Durante la preparación de lechadas de cemento, existen diversos puntos críticos que se recomienda tratarlos con especial cuidado para poder garantizar lechadas de propiedades adecuadas. Dentro de estos puntos críticos se incluye el *agua utilizada, la temperatura del agua y el cemento, densidad relativa de los componentes, etc.*

#### 5.1.14 Aditivos, muestreo y acondicionamiento del fluido.

**Tabla 74.** Checklist: Aditivos, muestreo y acondicionamiento del fluido.

<b>Aditivos, muestreo y acondicionamiento del fluido.</b>			N/A	Comentarios
Los aditivos empleados se encuentran en apropiado estado y fueron dosificados de manera adecuada.				
Realizar un adecuado muestreo de cemento, aditivos y agua de mezcla de manera adecuada.				
¿Se realizó acondicionamiento del fluido a las posibles condiciones que se encontrarán durante la colocación en el pozo?				

Los aditivos para cemento son utilizados con el fin de modificar las propiedades del cemento para pozos a las condiciones requeridas de operación. De esta forma, se hace necesario que se verifique el correcto estado de los materiales usados y que las dosificaciones utilizadas sean las adecuadas, puesto que si un aditivo no



se emplea en la cantidad requerida, las propiedades de las lechadas no serán las deseadas y en casos extremos, podrían llegar a ser contrarias a lo esperado.

El muestreo es una actividad que se lleva a cabo de manera cuidadosa y de acuerdo a procedimientos delineados ya establecidos, puesto que debe representar al material como es producido. Realizar un correcto muestreo de cemento, aditivos y agua de mezcla; garantizará que los resultados de las pruebas realizadas sean acertados.

El acondicionamiento del fluido de prueba simula las condiciones que éste encontrará durante la colocación en el pozo. Si es posible, se reproducen las temperaturas y presiones que se encontrarán; con el fin de que el fluido presente características aproximadas a las reales y que de esta forma, el diseño de la lechada sea lo más adecuado posible.

#### 5.1.15 Pruebas para fluidos de completamiento

**Tabla 75.** Checklist: Fluidos de completamiento

<b>Fluidos de completamiento</b>			N/A	Comentarios
Grandes volúmenes de lechada fueron preparados de acuerdo al procedimiento indicado.				
Las pruebas para lechadas de cemento fueron realizadas de acuerdo a los procedimientos API. <i>(finura, agua libre, resistencia a la compresión, tiempo de espesamiento, densidad, pérdida de fluido)</i>				
¿Se realizó una evaluación y selección adecuada del espaciador utilizado?				

Cuando se requieran grandes volúmenes de lechada (mayor de 600 ml) para realizar una prueba individual o una serie de pruebas, se aplica un procedimiento especial de preparación. Hay que tener en cuenta que la energía de mezclado de este procedimiento es diferente, lo que puede influir en los resultados.

Existen distintas pruebas que se aplican a las lechadas de cemento, para conocer sus propiedades y diseñar el comportamiento que éstas tendrán durante la colocación en el pozo. API provee distintas recomendaciones y procedimientos para estas actividades que deben ser seguidos, con el fin de asegurar resultados confiables.

Los espaciadores utilizados durante las operaciones de completamiento preparan al pozo para la cementación y evitan problemas generados por el contacto que se presente entre el lodo de perforación y el cemento bombeado. Por esta razón, se hace necesario realizar una evaluación y selección del espaciador apropiado para las operaciones.

### 5.1.16 Recomendaciones durante la cementación

**Tabla 76.** Checklist: Durante la cementación

Durante la cementación	✓	✗	N/A	Comentarios
Se hizo un análisis del agua disponible y se realizaron pruebas al cemento usando esta agua.				
Controlar la calidad de cada lote de cemento recibido.				
Los accesorios necesarios para la cementación fueron verificados antes de la operación.				
Se aplicaron las recomendaciones referentes a la cementación de tuberías de revestimiento.				
La sección concerniente al diseño de la lechada y la información de laboratorio fue tomada en cuenta.				
Con el fin de mejorar la eficiencia de los frentes lavadores, durante las operaciones se aplicó información descrita en la metodología.				
¿Se llevaron a cabo actividades QA/QC?				
Los puntos claves incluidos en la metodología fueron analizados y aplicados durante las operaciones de completamiento.				

Es importante conocer con tiempo las características químicas del agua que se utilizará y efectuar pruebas del cemento con ésta. Si se considera necesario se transportará, cuidando que su salinidad sea menor de 1000 ppm de cloruros. El control de calidad del cemento es relevante e invariablemente deberán efectuarse pruebas de los lotes recibidos, sin aditivos, para asegurar un correcto diseño de la lechada de cemento. Es necesario revisar los accesorios requeridos para las operaciones de completamiento antes de la utilización; en su *diámetro, estado, tipo de rosca, diámetros interiores, grados y librajes*; para que cualquier anomalía que se detecte se corrija a tiempo y no a la hora de iniciar la introducción de la tubería.

La metodología presenta recomendaciones referentes a las características que debe tener cada cementación de las tuberías de revestimiento, la eficiencia de los frentes lavadores e información de laboratorio concerniente al diseño de la lechada; de esta manera, se busca garantizar condiciones adecuadas de operación y funcionamiento de los fluidos usados. Se recomienda realizar actividades QA/QC de las operaciones llevadas a cabo, para tener resultados satisfactorios de los trabajos desarrollados y finalizados.

### 5.1.17 Calibración y verificación de materiales y equipos utilizados para evaluar salmueras

**Tabla 77.** Checklist: Materiales y equipos utilizados para evaluar salmueras

<b>Materiales y equipos utilizados para evaluar salmueras</b>	✓	✗	N/A	Comentarios
Los químicos y soluciones empleadas no exceden el tiempo recomendado después de su abertura.				
El agua utilizada para las pruebas es adecuada y presenta una dureza menor a 5 µg/ml del ion calcio.				
La cristalería empleada se encuentra calibrada y en buenas condiciones.				
Los dispositivos usados para realizar pruebas a las salmueras han sido verificados y calibrados. (Dispositivos de medición de temperatura, indicadores de humedad, balanzas)				

La vida útil de los químicos y soluciones no podrá exceder la recomendación de los fabricantes o los seis meses después de la apertura, si no se establece una recomendación.

El agua usada debe cumplir con las condiciones solicitadas y los requerimientos adecuados de dureza (*no se utilizará el agua si la dureza tiene una concentración mayor a 5 µg/ml del ion calcio*). La cristalería de laboratorio utilizada para las pruebas (*incluyendo frascos y pipetas*) suelen ser calibrada por el proveedor. Se deberán documentar pruebas de la calibración del material antes de su uso.

Se presentan distintos procedimientos aplicados a la calibración y verificación de los dispositivos usados para realizar pruebas a las salmueras, en busca de obtener resultados adecuados de las propiedades estudiadas.

### 5.1.18 Pruebas para salmueras

**Tabla 78. Checklist: Pruebas para salmueras**

Pruebas para salmueras	✓	✗	N/A	Comentarios
¿Se analizaron las propiedades de las salmueras y las pruebas realizadas fueron llevadas a cabo teniendo en cuenta los procedimientos API indicados? ( <i>Densidad, temperatura de cristalización, claridad, pH, capacidad amortiguadora, viscosidad</i> ).				
Un control de calidad de las salmueras de completamiento y/o desplazamiento fue llevado a cabo.				
Las causas de corrosión por salmuera fueron examinadas y se aplicaron medidas de control.				
Identificar los problemas generados por salmueras contaminadas con hierro y aplicar un método que permita conocer la medida de contaminación presente.				
Realizar un reporte diario de las operaciones llevadas a cabo con los fluidos de completamiento.				

API presenta procedimientos destinados a realizar pruebas a las salmueras para determinar sus propiedades y llevar a cabo un adecuado diseño de los trabajos realizados. Se recomienda aplicarlos de forma adecuada.

Realizar actividades QA/QC durante la preparación de las salmueras y de los sistemas que intervienen en él, permitirá identificar errores que se presenten durante las operaciones de diseño y arrojará resultados de calidad óptimos.

La resistencia a la corrosión de los materiales utilizados en los pozos, al entrar en contacto con salmuera, es un factor importante para preservar la integridad del pozo. Las salmueras libres de sólidos deben estar debidamente formuladas para abordar problemas de corrosión que podrían conducir a fallas en los tubos de pozo. Se incluyen diversas maneras de enfrentar este inconveniente.

Las sales de hierro son problemáticas en las salmueras de campos petroleros y por esto la cuantificación de hierro total en salmuera es crítica. La acumulación de sales de hierro insolubles puede causar daño a la formación, afectar la productividad de un pozo y provocar otros problemas adicionales.



Es recomendable llevar a cabo un reporte diario de las operaciones realizadas con los fluidos de completamiento, puesto que éste presenta información necesaria para la administración y documentación de datos clave concernientes a las operaciones de pozo relacionadas con el fluido.

## 5.2 REPORTE CUANTITATIVO (HERRAMIENTA ELECTRÓNICA)

Con el fin de crear una herramienta electrónica capaz de interactuar didácticamente con el usuario, fue desarrollada una página web a la cual puede accederse de una manera muy fácil en línea desde cualquier lugar del mundo y que posibilita reportar cuantitativamente el nivel de Qa/Qc de la operación llevada a cabo.

El proceso de creación integró varias etapas, en primer lugar identificar módulo a módulo los criterios fundamentales que permitieran formular las preguntas y a su vez los checklists que son los formatos de inspección y proveen controles de rutina en intervalos apropiados según sea el caso.

La metodología constituye la base de datos y el fundamento que apoya la planeación adecuada en la preparación de los fluidos de perforación y completamiento; a medida que se avanza en el chequeo, la herramienta permite que el usuario visualice el contenido o la sección de la metodología correspondiente a la pregunta formulada. De esta manera, el documento no pretende ser un paso a paso extenso sino una metodología práctica e interactiva donde el usuario decide en qué módulos desea profundizar sin necesidad de leer el documento completamente.

El programa trabaja de la siguiente forma: Después de realizar la identificación del pozo y del personal qa/qc a cargo del chequeo, se ofrece un panel correspondiente a cada operación ya sea completamiento o perforación. En cada uno de ellos se encontrará la lista de chequeo correspondiente al aspecto qa/qc a evaluar donde se plantean algunas preguntas que están configuradas para responderse con un solo 'sí' o 'no' (   ). Algunas de estas pueden tener sugerencias o advertencias inmediatas, mientras que todas ellas están directamente vinculadas a la sección de la metodología donde podrá encontrarse

información relevante. Además cada pregunta cuenta con la opción de ingresar comentarios para cuando así lo requiera pertinente el profesional qa/qc.

Finalmente, cuando el proceso se ha completado los usuarios podrán imprimir un resumen de las opciones más adecuadas y de las recomendaciones que deben seguirse para lograr mejorar y controlar la calidad de los fluidos y de esta manera disminuir los problemas presentes durante las operaciones.

### 5.2.1 Programación metodología QA/QC

Para la programación de la página web que actúa como software de encuestas se usaron varias herramientas digitales conocidas como lenguajes de programación, estos lenguajes de programación nos proveen de sentencias reconocidas únicamente por cada una de ellas, estas sentencias cumplen con unas funciones específicas cada una.

Los lenguajes de programación usados en el desarrollo de este tipo de software son: HTML5, CSS3, Javascript, PHP y Mysql. Se explicará paso a paso el funcionamiento de cada uno:

**HTML5:** Este es el lenguaje arquitectónico, es el cuerpo de cada página que se realizó, el esqueleto y el que le da vida a ella. Este lenguaje se caracteriza porque la totalidad de sus etiquetas se abren con “<” y se cierran con “>”, así es que esas sentencias de las que se ha hablado son éstas. Un ejemplo es “<body></body>”, “<!DOCTYPE html></html>”, “<div ID=“**Contenido**”></div>” o “<div CLASS=“Texto”></div>”

**CSS3:** Este es un lenguaje de estilo, es usado para que la apariencia de la página web sea agradable al público. Los archivos de este lenguaje se encuentran almacenados en la carpeta “css”, su forma de usarlos se orienta a los ID y CLASS, que son los atributos de las etiquetas en HTML5, su forma de uso es la siguiente:

Una vez se tiene el ID, en este caso “**Contenido**” se procede a darle cualidades a todos los ID que se llamen contenido usando el determinante del ID #

```
#Contenido{  
  
Color:”red”;  
  
}
```

Esta sentencia de atrás estipula que todo el texto al cual se asocie esa ID **contenido** tendrá color rojo

**Javascript:** Este lenguaje se usa para validaciones de los checkbox y comentarios, en la página principal ha sido usada para el efecto de la descripción. Los archivos de este lenguaje de programación se encuentran ubicados en la carpeta “js”, en esa carpeta se encuentra un archivo llamado “jquery” el cual no se debe modificar ya que es un plugin para facilitar el uso de javascript.

**PHP:** Este es un lenguaje práctico, es usado para conectar la base de datos “mysql” con las páginas web, con este lenguaje se usan las denominadas “consultas” o “querys” que son las sentencias usadas para conectarse con la base de datos. Los archivos de este lenguaje serán almacenados en la carpeta “php” y su uso será único para conectar con la base de datos y mantener los registros en ella.

**MYSQL:** Este no es un lenguaje de programación pero es la base fundamental del software, mysql es un motor de bases de datos. Como su nombre lo dice base de datos es el almacenamiento de datos pero más que almacenamiento es el tratamiento de la información, gracias a mysql se puede guardar, editar y eliminar nuestros registros de las encuestas, aquí es donde se guarda cada encuesta realizada y *se puede decir que mysql es el complemento de php.*

## 5.2.2 Interfaz

La metodología es presentada en una interfaz agradable para el usuario, cuya funcionalidad permite interactuar y navegar libremente por ella.

A continuación se muestra el enlace de la página web donde se puede acceder a la metodología:

<http://codigomultiple.nixiweb.com/Metodologia/>

De entrada se puede observar la división del documento en sus respectivos capítulos, donde el usuario decide qué tipo de fluidos desea trabajar.

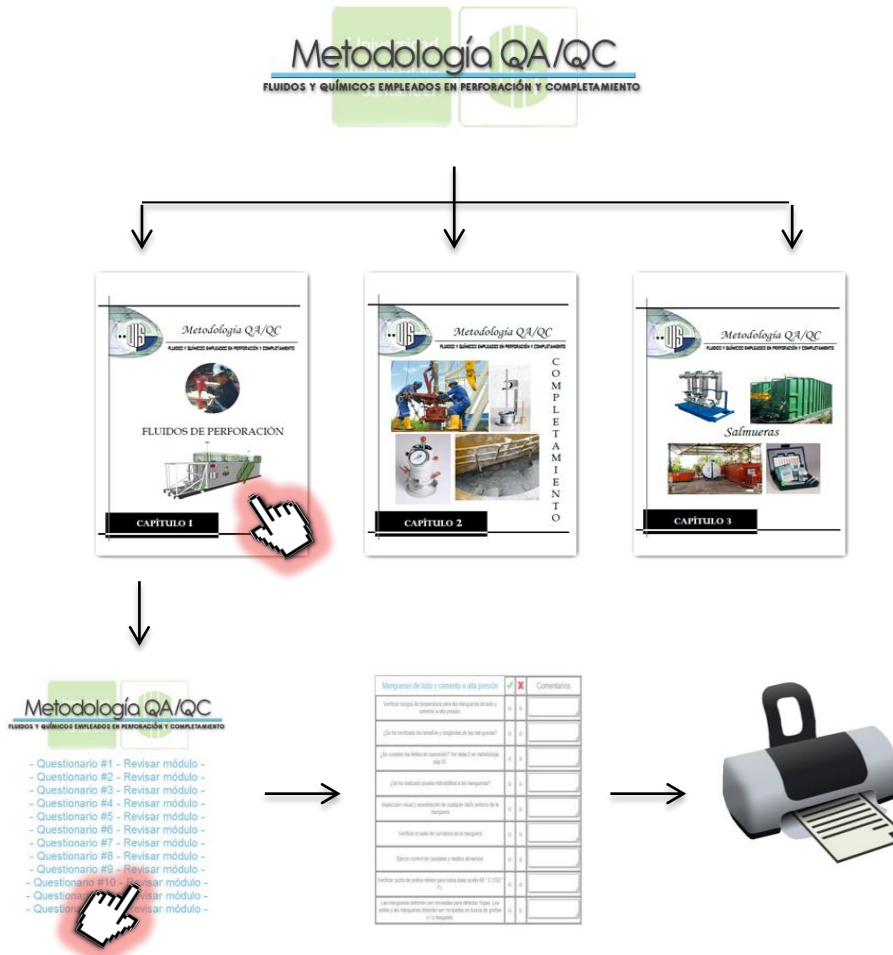
**Figura 64. Interfaz inicial**



Posteriormente dependiendo de su elección, será re direccionado al contenido de cada uno. Estos capítulos están organizados por módulos de la misma manera que se presentan en la metodología, y para cada uno se ha desarrollado una lista de chequeo que permitirá reportar cuantitativamente el control y aseguramiento de la calidad de los fluidos.

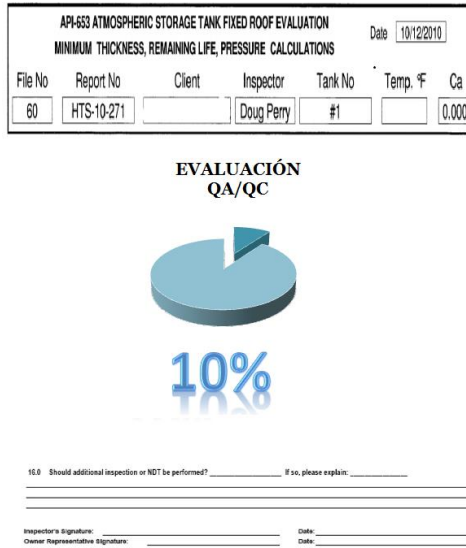
El diagrama que representa gráficamente el funcionamiento de la herramienta electrónica es el siguiente:

**Figura 65. Funcionamiento de la herramienta electrónica**



Anteriormente fueron presentados los checklists que conforman el programa. El resultado de la evaluación se basa en un porcentaje asignado a cada ítem de la lista que al final será calculado y presentado como en el siguiente esquema:

Figura 66. Reporte impreso generado por el programa



Finalmente, es recomendable imprimir el resumen generado por el programa puesto que funciona como un reporte y es fundamental para posteriores análisis.

## 6. CONCLUSIONES

El uso de una metodología QA/QC aplicada a fluidos usados en operaciones de perforación y completamiento es fundamental, debido a las repercusiones y problemas asociados a una planeación deficiente de los mismos. Para ello, se toman en cuenta determinados aspectos de evaluación durante las etapas de la operación y es importante conocer qué sucede a medida que varían las propiedades de los fluidos de acuerdo a su calidad.

Estándares internacionales, como las normas API, contienen disposiciones que permiten asegurar y controlar la calidad de los fluidos. Sin embargo, están consignadas en diferentes documentos y esto constituye una desventaja a la hora de realizar un estudio completo de calidad. Por esto, se realizó un análisis de normatividades para recopilar y organizar la información según su aporte e importancia.

El modelo propuesto puede ser aplicado para evaluar el rendimiento y la eficiencia de la operación en términos de control de calidad. Es necesario evaluar cada aspecto crítico o componente del sistema, cuyo mal funcionamiento podría afectar la calidad de los fluidos, con el fin de obtener operaciones exitosas. Mediante la creación de listas de chequeo, fue posible proveer indicaciones concisas de los parámetros claves y de cómo éstos influyen en la eficiencia operativa de los fluidos.

Para proveer controles de rutina en intervalos apropiados, según sea el caso, el uso de herramientas electrónicas se constituye como una solución apropiada que permite programar las actividades a realizar y los criterios por cumplir. El programa desarrollado en este proyecto facilita a los usuarios visualizar los resultados obtenidos al evaluar la calidad y a su vez, presenta la metodología de una manera práctica e interactiva donde el usuario decide en qué módulos desea profundizar sin necesidad de leer el documento completamente.

Este trabajo compila información relevante para asegurar la calidad de los fluidos de manera exhaustiva, dando indicaciones concretas que eviten poner en riesgo la operación. Son muchas las etapas de seguimiento y los factores que influyen en cada una de ellas, siendo ahí donde radica el valor de este documento. La información está dispuesta en medio electrónico y se puede acceder a ella desde cualquier lugar del mundo.

## 7. RECOMENDACIONES

- Para asegurar la validez de la metodología, estas guías deben revisarse y de ser necesario, actualizarse. Generalmente, las normas API son renovadas cada 5 años, de modo que se recomienda mantener al día esta metodología con los cambios aplicados a los estándares, con el fin de mantener su vigencia.
- La metodología y herramienta electrónica desarrolladas en el presente trabajo deben ser validadas en la práctica, ya que el enfoque de este proyecto fue netamente teórico. Una vez sea aplicada en campo y estudiado su efecto, será posible identificar falencias o necesidades de mejorar aspectos que no hayan sido cubiertos por las normas.
- Se recomienda la implementación de herramientas electrónicas más avanzadas que brinden mejores posibilidades a la hora de controlar y asegurar la calidad con checklists y formatos de inspección.
- Debido a la importancia de las especificaciones, se recomienda seguir con la recopilación de estándares y el análisis de las normatividades internacionales; de modo que puedan establecerse procedimientos que abarquen otros aspectos fundamentales, diferentes tipos de fluidos u otros procesos en la industria.
- Se recomienda realizar un análisis económico para determinar el beneficio de la aplicabilidad de la metodología qa/qc frente a operaciones que no garanticen la calidad de sus fluidos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] HAWKER, David y VOGT, Karen. MANUAL DE PERFORACIÓN: PROCEDIMIENTOS Y OPERACIONES EN EL POZO. 3 ed. Alberta, Canadá: DATALOG, 2002. p. 26.
- [2] BARRERA, Jose; DINARTE, Pastor y SORTO, Wilfredo. Actualización de procesos constructivos en pilotes de concreto en las zona: area metropolitana de san salvador, san miguel y la union en la industria de la construcción. Trabajo de grado Ingeniero Civil. San Miguel: Universidad de Oriente. Facultad de Ingeniería y Arquitectura, 2008. Capítulo V, p 204.
- [3] LOZANO, Marcela y SANTIAGO, Roxana. Op. Cit. Cambios de propiedades del lodo. p. 27.
- [4] BAROID. Manual de fluidos. Halliburton Company. Houston, USA 1999. 566 p.
- [5] API Specification 13A. 18th Edition, August 2010. Specification for Drilling Fluids Materials.
- [6] API RP 13B-1. Second Edition, September 1997. Testing Water-Based Drilling Fluids.
- [7] API RP 13B-2. Second Edition, September 1997. Testing Oil-Based Drilling Fluids.
- [8] API RP 13G. Third Edition, December 1, 1991. Recommended Practice Standard Procedure for Drilling Mud Report Form.
- [9] API RP 13C. Second Edition, March 1996. Recommended Practice on Drilling Fluid Processing Systems Evaluation.
- [10] API RP 7K. Fifth Edition, June 2010. Drilling and Well Servicing Equipment.
- [11] API RP 7L. First Edition, December 1995. Procedures for Inspection, Maintenance, Repair, and Remanufacture of Drilling Equipment.
- [12] API RP 13E. Third Edition, May 1, 1993. Recommended Practice for Shale Shaker Screen Cloth Designation.

- [13]API Standard 653. Third Edition, December 2001. Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction.
- [14]API Specification Q1. Sixth Edition, March 1, 1999. Specification for Quality Programs for the Petroleum and Natural Gas Industry.
- [15]API RP 45. Third Edition, August 1998. Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters.
- [16]API RP 4G. Operación, inspección, mantenimiento y reparación de estructuras de perforación y servicios petroleros.
- [17]API Specification 10A. Twenty-third Edition, April 2002. Specification for Cements and Materials for Well Cementing.
- [18]API Specification 10B. First Edition, July 2005. Recommended Practice for Testing Well Cements.
- [19]API Specification 13J. 4th Edition, January 2006. Testing of Heavy Brines.
- [20]ASTM C 109, Standard Test Method for Compressive Strength of Hydraulic Cement Mortars (1992)
- [21]ASTM E177 *Standard Practice for Use of the Terms Precision and Bias in ASTM Test Methods*
- [22]ASTM Spec E1 Standard Specification for ASTM Thermometers
- [23]ASTM C 114. Standard Test Methods for chemical Analysis of Hydraulic Cement (1998)
- [24]ASTM C 150, Standard Specification for Portland Cement (1992)
- [25]ASTM C 183, Standard Practice for Sampling and the Amount of Testing of Hydraulic Cement (1988)
- [26]ASTM C 188, Standard Test Method for Density of Hydraulic Cement.
- [27]ANSI<sup>\*\*</sup> / AWWA<sup>\*\*\*</sup> AS C705 *Standards for Water Meters*. American National Standards Institute, 1430 Broadway, New York, New York 10018. American

---

\*\*\* American Water Works Association, 666 West Quincy Avenue, Denver Colorado 80235

Water Works Association, 666 West Quincy Avenue, Denver Colorado 80235.

[28] American Water Works Association, 666 West Quincy Avenue, Denver Colorado 80235. *IADC Mud Equipment Manual, Handbook 2*

[29] ECOPETROL. Metodologías de QA/QC para los fluidos empleados en Operaciones de Workover. p. 162.

[30] PDVSA. Fluidos de perforación. CIED, Agosto 2002. p. 19.

[31] M. Rylance, BP Exploration and W. J. Giffin, TITAN Global Oil. OPERATIONAL QA/QC: WHAT YOU SEE IS NOT NECESSARILY WHAT YOU GET. International Petroleum Technology Conference, 7-9 February 2012, Bangkok, Thailand. 2011. Document ID 14184-MS.

[32] ALBARRAN, Diego y HERNANDEZ, Luis. Cementación de pozos petroleros en aguas profundas. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. México. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2012. 144 p.

## BIBLIOGRAFIA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Drilling and Well Servicing Equipment. Fifth Edition. Washington, D.C.: API RP 7K. Junio, 2010.

----- Procedures for Inspection, Maintenance, Repair, and Remanufacture of Drilling Equipment. First Edition. Washington, D.C.: API RP 7L. Diciembre, 1995.

----- Recommended Practice on Drilling Fluid Processing Systems Evaluation. Second Edition. Washington, D.C.: API RP 13C. Marzo, 1996.

----- Recommended Practice Standard Procedure for Drilling Mud Report Form. Third Edition. Washington, D.C.: API RP 13G. Diciembre, 1991.

----- Recommended Practice for Shale Shaker Screen Cloth Designation. Third Edition. Washington, D.C.: API RP 13E. Mayo, 1993.

----- Specification for Drilling Fluids Materials. 18th Edition. Washington, D.C.: API Specification 13A. Agosto, 2010.

----- Testing Water-Based Drilling Fluids. Second Edition. Washington, D.C.: API RP 13B-1. Septiembre, 1997.

----- Testing Oil-Based Drilling Fluids. Second Edition. . Washington, D.C.: API RP 13B-2. Septiembre, 1997.



----- Testing of Heavy Brines. 4th Edition. Washington, D.C.: API Specification 13J. Enero, 2006.

ECOPETROL. Metodologías de QA/QC para los fluidos empleados en Operaciones de Workover. p. 162.



## ANEXOS

Subdivisión de listas de chequeo correspondientes a cada equipo de remoción de sólidos:



**Tabla A 1. Zarandas Vibratorias**

<b>ZARANDAS VIBRATORIAS</b>			N/A	<b>Comentarios</b>
El área del tamiz cubierto con lodo es del 75 por ciento al 80 por ciento.				
Evite el uso de los tamices u opere la zaranda con tamices estropeados				
Revisar la tensión de los tamices cantos de tensión después de 15-30 minutos de funcionamiento y cada hora a partir de entonces.				
Compruebe la lubricación de los cojinetes o rodamientos cada 100 horas de funcionamiento				
La tarima de la zaranda está nivelada.				
En todo alrededor de la tarima de la zaranda hay espacio suficiente y pasillos con pasamanos.				
La línea de flujo entra en el fondo de la caja de recibo o possum belly				
Para zarandas de dos niveles, el tamiz más grueso está en la parte superior y el tamiz más fino en la parte inferior				
Para una zaranda de un nivel con tamices paralelos, utilice todos los tamices del mismo mesh.				

**Tabla A 2. Bombas Centrífugas**

<b>BOMBAS CENTRÍFUGAS</b>			N/A	Comentarios
¿La bomba seleccionada puede manejar el caudal más alto previsto?				
El tamaño del motor de accionamiento seleccionado puede manejar la densidad del fluido de perforación más alta prevista a ese caudal y esa carga				
Instale un filtro o tamiz removible sobre la succión para impedir la entrada de grandes sólidos y basura.				
Las velocidades de flujo están en el rango de 5 a 10 pies por segundo.				
¿Hay un tubo de succión y uno de descarga por bomba?				
¿Hay restricción del flujo en el lado de succión de la bomba?				
¿Se cierra completamente la descarga por más de 3 minutos?				

**Tabla A 3. Desgasificadores**

<b>DESGASIFICADORES</b>			N/A	Comentarios
Los desgasificadores están situados corriente abajo de las zarandas?				
La succión del desgasificador está instalada corriente abajo de la trampa de arena?				
La succión del desgasificador está ubicada a 1 pie del fondo en un compartimiento bien agitado?				
La capacidad del desgasificador excede la tasa de circulación de lodo con corte de gas?				
Los componentes del desgasificador funcionan correctamente? (válvulas de 3 vías, bombas de vacío, bombas lobulares de desplazamiento positivo o vacuum blowers)				

**Tabla A 4. Hidrociclones**

<b>HIDROCICLONES</b>	✓	✗	N/A	Comentarios
Los hidrociclones operan en descarga en forma de spray?				
Limpie inmediatamente los hidrociclones con entradas y ápices taponados.				
La entrada de alimentación de los hidrociclones está por encima del nivel más alto de lodo en los tanques de lodo activo				
Hay espacio y pasillos alrededor del equipo?				
Instale un rompesifón (siphon breaker) en la salida del flujo superior u overflow.				
Velocidades de flujo en el rango de 5 a 10 pies / seg.				

**Tabla A 5. Centrífuga**

<b>CENTRÍFUGA</b>	✓	✗	N/A	Comentarios
Tener capacidad centrífuga adecuada para procesar del 5 por ciento al 15 por ciento de la tasa de circulación.				
Se exceda la velocidad de alimentación máxima recomendada por el fabricante				
El efluente de la centrífuga tiene la viscosidad de embudo API a 37 seg / qt				
Se devuelven los sólidos del underflow corriente arriba de la sección de mezcla de lodo del sistema de superficie.				
Siempre se lava la unidad mientras está apagada para prevenir posibles problemas cuando se reinicie				
Las velocidades de alimentación son del 30 al 70 por ciento de la máxima recomendada por el fabricante				