

**MANUAL DE RECOMENDACIONES TÉCNICAS Y BUENAS PRÁCTICAS PARA
EL DISEÑO, MONTAJE Y OPERACIÓN DE PRUEBAS INICIALES DE
PRODUCCIÓN. CASO: POZOS EXPLORATORIOS DE PETROMINERALES
COLOMBIA**

PAOLA MARYURY MORENO BEJARANO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2013**

**MANUAL DE RECOMENDACIONES TÉCNICAS Y BUENAS PRÁCTICAS PARA
EL DISEÑO, MONTAJE Y OPERACIÓN DE PRUEBAS INICIALES DE
PRODUCCIÓN. CASO: POZOS EXPLORATORIOS DE PETROMINERALES
COLOMBIA**

PAOLA MARYURY MORENO BEJARANO

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE:
ESPECIALISTA EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS**

**DIRECTOR
ERIK GIOVANNY MONTES PAEZ
INGENIERO DE PETROLEOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2013**

**A mi Hijo Julián que es mi más grande tesoro e inspiración
y a mi Madre Mery por su constante apoyo incondicional.**

CONTENIDO

INTRODUCCION	22
1.MARCO DE REFERENCIA	24
2.PROCESOS EN SERVICIOS DE WELL TESTING	30
2.1.INGENIERÍA DEL PROCESO DE WELL TESTING	30
2.2.DOCUMENTACIÓN REQUERIDA PARA UNA PRUEBA DE WELL TESTING.....	30
2.3.DISEÑO DE UNA PRUEBA WELL TESTING	34
2.3.1.PREMISAS Y TÉRMINOS USADOS	34
2.3.2.DATOS DE ENTRADA AL DISEÑO	35
2.3.3.DESARROLLO DE LA DOCUMENTACIÓN PARA LA PRUEBA.	36
2.4.CARACTERISTICAS LABORATORIO PARA WELL TESTING	48
3.OBRAS CIVILES PARA PRUEBAS DE WELL TESTING	50
3.1.DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MONTAJE CIVIL	50
3.2.CONSTRUCCIÓN DE OBRAS CIVILES PARA WELL TESTING.....	52
4.MONTAJE ELÉCTRICO PARA PRUEBAS DE WELL TESTING	56
4.1.SEGURIDAD ELÉCTRICA	56
4.2.GENERADORES, SISTEMA DE TRANSFERENCIA Y DISTRIBUCIÓN	60
4.3.ACOMETIDAS ELÉCTRICAS Y CONEXIONADO DE EQUIPOS	64
4.4.PUESTAS A TIERRA	73
4.5.SISTEMA DE ILUMINACIÓN PERIMETRAL	75
4.6.SISTEMA DE PROTECCIÓN ATMOSFÉRICA	77
4.7.UBICACIÓN PUNTAS CAPTADORAS PARA TANQUES DE ALMACENAMIENTO.	82
4.8.ESTIMACIÓN DE CARGAS & DIAGRAMA UNIFILAR.....	88
4.9.ÁREAS CLASIFICADAS	90
4.10.RESUMEN DE ENTREGABLES	95
5.CONSTRUCCIÓN MECÁNICA E INSTRUMENTACIÓN PARA PRUEBAS DE WELL TESTING	98
5.1.CONSTRUCCIÓN MECÁNICA PARA PRUEBAS DE WELL TESTING	98
5.1.1.NORMATIVIDAD APLICABLE	98
5.1.2.RANGO DE PRESIONES DE TRABAJO	99
5.1.3.ESPECIFICACION DE EQUIPOS.....	100
5.1.3.1.DATA HEADER	100
5.1.3.2.CHOKE MANIFOLD	102
5.1.3.3.SEPARADOR DE PRUEBA / PRODUCCIÓN.....	105
5.1.3.4.SCRUBBER	108
5.1.3.5.K.O. DRUM.....	112
5.1.3.6.BOTA DE GAS.....	115
5.1.3.7.GUN BARREL.....	117
5.1.3.8.TANQUE DE ALMACENAMIENTO HORIZONTAL CILÍNDRICO	121
5.1.3.9.BOMBAS	124
5.1.3.10.TEAS.	133
5.1.3.11.TUBERÍA.....	136
5.1.3.12.CARGADEROS DE CRUDO Y AGUA	139
5.1.4.UBICACIÓN DE EQUIPOS DE SET DE WELL TESTING	143
5.1.5.MONTAJE DE EQUIPOS SET DE WELL TESTING	149
5.2.ESTANDAR DE INSTRUMENTACIÓN PARA PRUEBAS DE WELL TESTING.....	158

5.2.1.GENERALIDADES.....	158
5.2.1.1.NORMATIVIDAD APLICABLE	158
5.2.1.2.CLASIFICACIÓN INSTRUMENTACIÓN	160
5.2.1.3.NOMENCLATURA Y SÍMBOLOS.....	160
5.2.2.SISTEMAS DE SUMINISTRO DE AIRE PARA INSTRUMENTOS	161
5.2.2.1.GENERALIDADES.....	161
5.2.2.2.COMPONENTES DE LOS SISTEMAS	161
5.2.2.3.SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	163
5.2.2.4.SISTEMAS DE TRANSMISIÓN.....	165
5.2.2.5.CALIDAD DEL AIRE	165
5.2.3.SISTEMAS DE MEDICIÓN Y CONTROL EN EQUIPOS MAYORES DE PROCESO.	168
5.2.3.1.GENERALIDADES.....	168
5.2.3.2.SEPARADORES, SCRUBBER, KNOCK-OUT DRUM.....	168
5.2.3.3.GUN BARREL.....	172
5.2.3.4.TANQUES DE ALMACENAMIENTO.....	175
5.2.4.RECOMENDACIONES PREVIAS.....	176
5.2.5.RECOMENDACIONES DE MONTAJE	176
5.2.6.MEDIDORES DE FLUJOS	177
5.2.7.SISTEMA DE ALARMAS.....	180
5.2.8.SISTEMAS DE PARADA DE EMERGENCIA ESD (EMERGENCY SHUT DOWN).....	183
5.2.9.SISTEMAS INYECCIÓN QUÍMICO	187
6.OPERACIÓN DE PRUEBAS INICIALES.....	189
6.1.VISITA INICIAL.....	189
6.2.PLAN DE MOVILIZACIÓN.....	190
6.3.REUNION INICIAL DE PLANEACIÓN	190
6.4.SCOPE.....	191
6.5.REUNION SIMOP	191
6.6.PRUEBA DE ESTANQUEIDAD Y VERIFICACIÓN DE ASENTAMIENTO.....	191
6.6.1.PROCEDIMIENTO DE ASENTAMIENTO	192
6.7.PRUEBA HIDROSTÁTICA	192
6.8.AFOROS.....	192
6.9.VERIFICACION DE CAPACIDAD DE DIQUES.....	193
6.9.1.UN SOLO TANQUE CONTENIDO DENTRO DEL DIQUE	193
6.9.2.VARIOS TANQUES CONTENIDO DENTRO DEL DIQUE	193
6.9.3.OTRAS RECOMENDACIONES A TENER EN CUENTA	193
6.10.INICIO DE MONTAJE	194
6.11.CRONOGRAMA Y REPORTES DE ARME	194
6.12.REPORTES DE AVANCE DE OBRAS CIVILES Y ELÉCTRICAS.....	195
6.13.ACTAS.....	195
6.13.1.ACTAS DE FINALIZACIÓN DE OBRAS CIVILES Y ELÉCTRICAS	195
6.13.2.ACTA DE FINALIZACIÓN DE MONTAJE	195
6.14.COMISIONAMIENTO DE FACILIDAD.....	195
6.14.1.CHECK LIST	195
6.14.2.GENERACION DE DOCUMENTACION PARA ARRANQUE	196
6.14.2.1.ACTA DE INICIO DE PRUEBA.....	196
6.14.2.2.FORMATO REPORTE DIARIO DAILY REPORT.....	196
6.14.2.3.FORMATO DE REPORTE HORA A HORA DE DATOS.....	197
6.15.RECOPILACION DE INFORMACION	199
6.15.1.ESTADO MECÁNICO / SURVEY.....	199
6.15.2.FILOSOFÍA DE PRUEBA	199

6.15.3.PROCEDIMIENTO DE CORRIDA DE BOMBA.....	199
6.15.4.PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE DE PRUEBA.....	200
6.16.CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO DE CARGA	200
6.17.DURANTE LA PRUEBA.....	200
6.17.1.MANEJO DE CHOQUES.....	200
6.17.2.MUESTREO.....	201
6.17.3.MEDICIÓN Y MONITOREO.....	202
6.17.4.GENERACIÓN DE DATA.....	202
6.17.5.GENERACIÓN DE BALANCE	202
6.17.6.CREACIONDE IDP E INTEGRADOR.....	203
6.17.7.GENERACION DE FORMAS DEL MME	203
6.18.DESPUES DE LA PRUEBA	203
6.18.1.WELL TEST SUMMARY	203
6.18.2.RECOPILACIÓN DE RESULTADOS DE MUESTRAS DE LABORATORIO	204
6.18.3.LECCIONES APRENDIDAS.....	204
6.18.4.INFORME FINAL DE LA PRUEBA.....	204
6.18.5.ACTA DE FINALIZACIÓN DE PRUEBAS	204
6.18.6.ACTAS DE DISPOSICIÓN DE FLUIDOS	205
6.18.7.RECOPILACION DE CARPETA POZO PARA M	205
6.19.ADMINISTRACION	206
6.19.1.CREACION DEL AFE	206
6.19.2.FORMATO DE FIELD COST	207
6.19.3.REPORTE DE ACCRUALS	207
6.19.4.GENERACIÓN DE ORDEN DE SERVICIOS Y ORDENES DE TRABAJO.....	207
6.19.5.CONTROL DE MANEJO DE MATERIALES E INVENTARIOS	207
6.19.6.ENTREGA DE TURNO.....	208
7.ESTANDAR DE NORMAS HSE PARA PRUEBAS DE WELL TESTING	209
7.1.SISTEMAS DE PERMISO DE TRABAJO.....	209
7.2.EVALUCION DE RIESGOS.....	210
7.2.1.GENERALIDADES DE LA EVALUACIÓN DE RIESGOS	211
7.2.2.GENERALIDADES DE RIESGO MECÁNICO	212
7.2.3.TÉCNICAS DE PROTECCIÓN EN MÁQUINAS	213
7.3.INVESTIGACION ACCIDENTES/INCIDENTES	216
7.3.1.MANEJO DE INCIDENTES (PQA-09).....	216
7.3.2.INVESTIGACIÓN DE INCIDENTES (PQA-05).....	217
7.4.PROCEDIMIENTOS ATENCIÓN DE EMERGENCIAS.....	218
7.4.1.OBJETIVO	218
7.4.2.ALCANCE	218
7.4.3.DEFINICIONES.....	218
7.4.4.PLAN LOCAL DE ATENCIÓN DE EMERGENCIAS	219
7.4.5.PLANES GENERALES DE EMERGENCIA.....	221
7.4.5.1.PROCEDIMIENTO PARA ACTIVACIÓN DE LA ALARMA.....	221
7.4.5.2.UNA VEZ SE DÉ LA ALARMA.....	221
7.4.5.3.PROCEDIMIENTO DE EVACUACIÓN EN WT.....	222
7.4.5.4.PLAN PARA CONTROL DE INCENDIOS.....	222
7.4.5.5.PLAN DE EVACUACIÓN MÉDICA “MEDEVAC” EN WT.....	223
7.5.COMPETENCIAS DEL PERSONAL	223
7.6.PROTECCIONES CONTRA INCENDIOS.....	224
7.6.1.NORMATIVIDAD APLICABLE	224
7.6.2.DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS.....	224

7.6.3.RECOMENDACIONES DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIO.....	225
7.6.3.1.PROTECCIONES PASIVAS.....	225
7.6.3.2.PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS PARA LAS INSTALACIONES DE WELL TESTING	226
7.6.4.ENTRENAMIENTO DEL PERSONAL	228
7.7.TRABAJO EN ALTURAS	228
7.7.1.GENERALIDADES.....	228
7.7.2.TRABAJO EN ALTURAS CON ESCALERAS – GENERALIDADES	230
7.7.3.TRABAJO EN ALTURAS CON ANDAMIOS - GENERALIDADES	231
7.8.MANEJO DE QUIMICOS	232
7.9.MEDICION DE GASES Y VAPORES.....	232
7.10.SEÑALIZACIÓN.	232
7.11.EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL	233
7.12.SEGURIDAD DE PROCESO	234
7.12.1.INFORMACIÓN DE SEGURIDAD DE PROCESOS:	235
7.12.2.ANÁLISIS DE RIESGOS DE PROCESO	236
7.12.3.PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN.....	238
7.12.4.PRE COMISIONAMIENTO / COMISIONAMIENTO	239
7.12.5.INTEGRIDAD MECANICA.....	240
7.12.6.PLANIFICACIÓN Y RESPUESTA A EMERGENCIAS.....	242
7.13.SALUD.....	242
7.13.1.RUIDO.....	242
7.13.2.DISCONFORT TÉRMICO	243
7.13.3.PROTOCOLO SALUD PÚBLICA.....	244
7.13.4. PLAN DE EVACUACION MÉDICA PARA OPERACIÓN DE WELL TESTING.....	244
7.14.INSPECCION Y VISITAS GERENCIALES	245
7.15.ESTANDAR MEDIO AMBIENTE	246
7.15.1.INTRODUCCIÓN	246
7.15.2.IMPACTOS AMBIENTALES	246
7.15.3.LINEAMIENTOS AMBIENTALES	246
7.15.4.MANEJO DEL MANTENIMIENTO DE MAQUINARIA Y MANEJO DE COMBUSTIBLES	248
7.15.5.MANEJO DE COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES	249
7.15.6.MANEJO DE RESIDUOS SÓLIDOS	249
7.15.7.RESIDUOS SÓLIDOS DOMÉSTICOS.....	252
7.15.8.RESIDUOS SÓLIDOS INDUSTRIALES	254
7.15.9.RESIDUOS SÓLIDOS PELIGROSOS O ESPECIALES	255
7.15.10.MANEJO DE RESIDUOS LÍQUIDOS	256
7.15.11.MANEJO DE RUIDO Y EMISIONES ATMOSFÉRICAS	261
8. CONCLUSIONES.....	266
9. BIBLIOGRAFIA	268

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. RESUMEN DE LOS ENTREGABLES.....	33
TABLA 2. NORMAS APLICABLES EN DISEÑO DE EQUIPOS DE PROCESO	48
TABLA 3. NORMATIVIDADES EN SEGURIDAD ELÉCTRICA	57
TABLA 4. CLASIFICACIÓN DE COLORES PARA LAS SEÑALES DE SEGURIDAD.	58
TABLA 5. PRINCIPALES SEÑALES DE SEGURIDAD.....	58
TABLA 6. LÍMITE DE APROXIMACIÓN A PARTES ENERGIZADAS DE EQUIPOS.	59
TABLA 7. REFERENCIA NÚMEROS IP.....	62
TABLA 8. CLASIFICACIÓN NEMA.....	64
TABLA 9. NORMATIVIDAD APLICABLE	65
TABLA 10. ASPECTOS MANDATORIOS DE CABLEADO	65
TABLA 11. ASPECTOS MANDATORIOS DE SELLOS CORTAFUEGOS	66
TABLA 12. ÁREA DE LLENADO PERMISIBLE EN BANDEJA PORTACABLES	68
TABLA 13. APLICACIONES Y AISLAMIENTO DE LOS CONDUCTORES.....	69
TABLA 14. PORCENTAJE DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL EN TUBOS CONDUIT Y TUBERÍAS.	70
TABLA 15. REQUISITOS MÍNIMOS DE ENTERRAMIENTO	70
TABLA 16. PAUTAS DE LA NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC 2050.....	71
TABLA 17. NORMATIVIDAD APLICABLE	73
TABLA 18. VALORES DE REFERENCIA PARA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.	74
TABLA 19. NORMATIVIDAD APLICABLE	76
TABLA 20. NORMATIVIDAD APLICABLE	77
TABLA 21. CARACTERÍSTICAS DE LAS TERMINALES DE CAPTACIÓN Y BAJANTES.....	79
TABLA 22. VALORES MÍNIMOS DE PARÁMETROS DEL RAYO RELATIVOS.....	80
TABLA 23. VALORES DE REFERENCIA PARA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	81
TABLA 24. MATERIALES, Y DIMENSIONES DE LOS ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA.....	82
TABLA 25. DIMENSIONES BASE PLACA	86
TABLA 26. PERNOS DE ANCLAJE POSTE METÁLICOS BASE CONCRETO.....	86
TABLA 27. NORMATIVIDAD APLICABLE	88
TABLA 28. NORMATIVIDAD APLICABLE	90
TABLA 29. LISTADO DE VARIABLES Y SUS RANGOS PARA DETERMINAR SU EXTENSIÓN.....	94
TABLA 30. RESUMEN DE ENTREGABLES.....	95
TABLA 31. RESUMEN NORMATIVIDAD APLICABLE	97
TABLA 32. RESUMEN NORMATIVIDAD APLICABLE	98
TABLA 33. PRESIÓN MÁXIMA PERMITIDA.....	100
TABLA 34. RESUMEN NORMATIVIDAD APLICABLE	100
TABLA 35. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE DATA HEADER.....	101
TABLA 36. REQUERIMIENTOS DOCUMENTALES DE DATA HEADER	102
TABLA 37. RESUMEN NORMATIVIDAD APLICABLE	102
TABLA 38. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE CHOKE MANIFOLD	104
TABLA 39. REQUERIMIENTOS DOCUMENTALES DE DATA HEADER	104
TABLA 40. RESUMEN NORMATIVIDAD APLICABLE	105
TABLA 41. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE SEPARADOR DE PRUEBA / PRODUCCIÓN	106
TABLA 42. REQUERIMIENTOS DOCUMENTALES DE SEPARADOR DE PRUEBA	108
TABLA 43. RESUMEN NORMATIVIDAD APLICABLE	108
TABLA 44. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SCRUBBER	110
TABLA 45. REQUERIMIENTOS DOCUMENTALES DEL SCRUBBER.....	111
TABLA 46. RESUMEN NORMATIVIDAD APLICABLE	112
TABLA 47. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL K.O. DRUM	113
TABLA 48. REQUERIMIENTOS DOCUMENTALES DEL KO DRUM.....	114
TABLA 49. RESUMEN NORMATIVIDAD APLICABLE	115
TABLA 50. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA BOTA DE GAS.....	116
TABLA 51. REQUERIMIENTOS DOCUMENTALES DE LA BOTA DE GAS.....	117

TABLA 52. RESUMEN NORMATIVIDAD APLICABLE	117
TABLA 53. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL GUN BARREL	119
TABLA 54. REQUERIMIENTOS DOCUMENTALES DEL GUN BARREL	121
TABLA 55. RESUMEN NORMATIVIDAD APLICABLE	121
TABLA 56. CARACTERÍSTICAS TANQUES ALMACENAMIENTO HORIZONTAL CILÍNDRICO	122
TABLA 57. REQUERIMIENTOS DOCUMENTALES TANQUE ALMACENAMIENTO VERTICAL	124
TABLA 58. RESUMEN NORMATIVIDAD APLICABLE	124
TABLA 59. CLASIFICACIÓN DE BOMBAS SEGÚN API 610	128
TABLA 60. SELECCIÓN DE LAS BOMBAS SEGÚN SU APLICACIÓN	133
TABLA 61. REQUERIMIENTOS DOCUMENTALES DE TEA	135
TABLA 62. CARACTERÍSTICAS Y CLASIFICACIÓN DE TUBERÍAS DE GOLPE	138
TABLA 63. DISTANCIA MÍNIMAS INTERNAS EN PLANTAS DE ABASTECIMIENTO.	145
TABLA 64. DISTANCIAS DE SEGURIDAD	146
TABLA 65. RESUMEN NORMATIVIDAD APLICABLE	158
TABLA 66. GUÍA DE TAMAÑOS PARA CABEZALES DE TUBERÍA	163
TABLA 67. RANGOS NOMINALES PARA SUMINISTRO DE AIRE	163
TABLA 68. CONSUMO DE AIRE - CASO 1	166
TABLA 69. CONSUMO DE AIRE - CASO 2	167
TABLA 70. SISTEMAS DE MONITOREO BÁSICAS	170
TABLA 71. SISTEMAS DE CONTROL BÁSICOS	171
TABLA 72. SISTEMAS DE PROTECCIÓN BÁSICOS	172
TABLA 73. SISTEMAS DE ALARMAS BÁSICOS	172
TABLA 74. SISTEMAS DE MONITOREO BÁSICAS	173
TABLA 75. SISTEMAS DE CONTROL BÁSICOS	174
TABLA 76. SISTEMAS DE PROTECCIÓN BÁSICOS	174
TABLA 77. SISTEMAS DE ALARMAS BÁSICOS	174
TABLA 78. SISTEMAS DE MONITOREO BÁSICOS	175
TABLA 79. SISTEMAS DE PROTECCIÓN BÁSICOS	176
TABLA 80. SISTEMAS DE ALARMAS BÁSICOS	176
TABLA 81. RECOMENDACIONES PARA MEDIDORES DE FLUJO	177
TABLA 82. INDICADORES PRIMARIOS	182
TABLA 83. INDICADORES SECUNDARIOS	182
TABLA 84. PRESIONES ASOCIADAS AL SISTEMA DE SHUT DOWN	184
TABLA 85. SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN MAQUINAS	215
TABLA 86. NOTIFICACIÓN UNA HORA	216
TABLA 87. GRUPO DE INVESTIGACIÓN DE ACUERDO AL NIVEL DEL INCIDENTE	217
TABLA 88. ORGANIZACIÓN DE REUNIONES DURANTE ALARMAS	221
TABLA 89. RECOMENDACIONES DE PROTECCIONES PASIVAS	225
TABLA 90. EQUIPOS HSE Y ATENCIÓN DE EMERGENCIAS PARA SET DE WELL TESTING	227
TABLA 91. REQUERIMIENTOS SEGURIDAD DE PROCESOS	235
TABLA 92. REQUERIMIENTOS RIESGOS DE PROCESOS	236
TABLA 93. REQUERIMIENTOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN.	238
TABLA 94. DOCUMENTACIÓN REQUERIDA	240
TABLA 95. REQUERIMIENTOS INTEGRIDAD MECANICA	240
TABLA 96. REQUERIMIENTOS EMERGENCIAS	242
TABLA 97. VALORES LÍMITE PERMISIBLES PARA LA EXPOSICIÓN OCUPACIONAL A RUIDO	243
TABLA 98. CÓDIGO DE COLORES RESIDUOS SÓLIDOS	251
TABLA 99. MANEJO DE RESIDUOS SÓLIDOS DOMÉSTICOS	253
TABLA 100. MANEJO DE RESIDUOS SÓLIDOS INDUSTRIALES	254
TABLA 101. MANEJO DE RESIDUOS SÓLIDOS ESPECIALES	256
TABLA 102. AGUAS RESIDUALES PRODUCIDAS DURANTE EL WELL TESTING	258
TABLA 103. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE NIVELES DE EMISIÓN DE RUIDO	264

LISTA DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1. DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO TÍPICO. CASO 1	37
ILUSTRACIÓN 2. DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO TÍPICO. CASO 2	38
ILUSTRACIÓN 3. EJEMPLO DE LISTADO DE EQUIPO DE PROCESO. CASO 1	39
ILUSTRACIÓN 4. EJEMPLO DE LISTADO DE EQUIPO DE PROCESO. CASO 2	40
ILUSTRACIÓN 5. PLOT PLAN CASO 1	42
ILUSTRACIÓN 6. PLOT PLAN CASO 2	43
ILUSTRACIÓN 7. EJEMPLO DE PDF TÍPICO DESARROLLADO EN SIMULADOR HYSYS®	45
ILUSTRACIÓN 8. EJEMPLO DE UN P&ID	47
ILUSTRACIÓN 9. SÍMBOLOS ELÉCTRICOS.	57
ILUSTRACIÓN 10. LÍMITES DE APROXIMACIÓN	60
ILUSTRACIÓN 11. SELLO CORTAFUEGO	66
ILUSTRACIÓN 12. BANDEJA PORTACABLES	67
ILUSTRACIÓN 13. TENDIDO SOBRE BANDEJA PORTACABLES CONDUCTOR > A 250 MCM	68
ILUSTRACIÓN 14. TENDIDO BANDEJA PORTACABLES 4/0 AWG Y MENORES	68
ILUSTRACIÓN 15. EJEMPLO DE CABLE DIRECTAMENTE ENTERRADO	70
ILUSTRACIÓN 16. MONTAJE DE MOTOR EN ÁREA CLASIFICADA	72
ILUSTRACIÓN 17. PLANÍMETRO TUBERÍA CONDUIT IMC A LA VISTA	73
ILUSTRACIÓN 18. PUESTA A TIERRA TIPO TRIADA	75
ILUSTRACIÓN 19. PLANTA DE ILUMINACIÓN TIPO ESTADIO	76
ILUSTRACIÓN 20. MÉTODO ESFERA RODANTE SOBRE TANQUE	80
ILUSTRACIÓN 21. APANTALLAMIENTO DISEÑO 1	83
ILUSTRACIÓN 22. APANTALLAMIENTO DISEÑO 2	83
ILUSTRACIÓN 23. APANTALLAMIENTO DISEÑO 3	84
ILUSTRACIÓN 24. APANTALLAMIENTO DISEÑO 4	84
ILUSTRACIÓN 25. DETALLES INSTALACIÓN POSTES	85
ILUSTRACIÓN 26. SISTEMA DE PROTECCIÓN ATMOSFÉRICA	87
ILUSTRACIÓN 27. PUNTAS DE CAPTACIÓN	87
ILUSTRACIÓN 28. DIAGRAMA UNIFILAR	89
ILUSTRACIÓN 29. CLASIFICACIÓN ÁREA SEGÚN PRESENCIA DE GAS INFLAMABLE	91
ILUSTRACIÓN 30. CLASIFICACIÓN ÁREA SEGÚN TIPO MATERIAL INFLAMABLE	92
ILUSTRACIÓN 31. CLASIFICACIÓN POR GRUPOS DE LAS ATMOSFERAS CLASE I	92
ILUSTRACIÓN 32. CLASIFICACIÓN POR DIVISIONES	93
ILUSTRACIÓN 33. METODOLOGÍA NECESIDAD DE CLASIFICACIÓN	94
ILUSTRACIÓN 34. PLANIMETRÍA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	96
ILUSTRACIÓN 35. ESQUEMA DE DATA HEADER	101
ILUSTRACIÓN 36. ESQUEMA DE CHOKE MANIFOLD	103
ILUSTRACIÓN 37. ESPECIFICACIÓN API 12J SEPARADORES TRIFÁSICOS	107
ILUSTRACIÓN 38. ESPECIFICACIÓN API 12J PARA SEPARADORES BIFÁSICOS	111
ILUSTRACIÓN 39. ESPECIFICACIÓN PARA K.O. DRUM	114
ILUSTRACIÓN 40. ESPECIFICACIÓN 12F PARA TANQUES VERTICALES Y GUN BARREL	120
ILUSTRACIÓN 41. ESQUEMA TANQUE ALMACENAMIENTO VERTICAL.	123
ILUSTRACIÓN 42. TIPOS DE BOMBAS DE TIPO CINÉTICAS	126
ILUSTRACIÓN 43. TIPOS DE BOMBAS VERTICALES	126
ILUSTRACIÓN 44. TIPOS DE BOMBAS ROTATORIAS	127
ILUSTRACIÓN 45. TIPOS DE BOMBAS CENTRIFUGAS SIN SELLO	127
ILUSTRACIÓN 46. TIPOS DE BOMBAS ACCIÓN DIRECTA	128
ILUSTRACIÓN 47. TÍPICO DE SKID BOMBA	133
ILUSTRACIÓN 48. DISPOSICIÓN TÍPICA TEAS	134
ILUSTRACIÓN 49. SISTEMA DE IGNICIÓN AUTOMÁTICA PARA TEA	134
ILUSTRACIÓN 50. UNIONES DE TUBERÍA DE GOLPE	137
ILUSTRACIÓN 51. CARGADERO DE POSICIÓN SUPERIOR DE ACUERDO A API MPMS 6.2	139

ILUSTRACIÓN 52.PATÍN DE MEDICIÓN DINÁMICA CARGADEROS SEGÚN API MPMS 6.2	140
ILUSTRACIÓN 53.DISEÑO CARGADERO TIPO 1	141
ILUSTRACIÓN 54.DISEÑO CARGADERO TIPO 2	142
ILUSTRACIÓN 55.DISEÑO CARGADERO TIPO 3	143
ILUSTRACIÓN 56.RECOMENDACIÓN PARA UBICACIÓN DE EQUIPOS	147
ILUSTRACIÓN 57.RECOMENDACIÓN PARA DISTANCIAMIENTO DE EQUIPOS	148
ILUSTRACIÓN 58.RECOMENDACIÓN PARA DISTANCIAMIENTO DE EQUIPOS	149
ILUSTRACIÓN 59.DIAGRAMA CONEXIÓN CABEZA DE POZO Y CHOKE MANIFOLD	151
ILUSTRACIÓN 60.DIAGRAMA DE CONEXIÓN ENTRE CHOKE MANIFOLD Y SEPARADOR	152
ILUSTRACIÓN 61.DIAGRAMA DE CONEXIÓN ENTRE SEPARADOR Y GUN BARREL	152
ILUSTRACIÓN 62.DIAGRAMA DE CONEXIÓN TUBERÍA A TEAS	153
ILUSTRACIÓN 63.DIAGRAMA DE CONEXIÓN TUBERÍA A SCRUBBER	153
ILUSTRACIÓN 64.DIAGRAMA CONEXIÓN TUBERÍA -TANQUES DE ALMACENAMIENTO	154
ILUSTRACIÓN 65.VISTA PANORÁMICA DE FACILIDADES DE WELL TESTING	154
ILUSTRACIÓN 66.ERRORES TÍPICOS EN MONTAJE DE TUBERÍA	156
ILUSTRACIÓN 67.ESQUEMA GENERACIÓN DE AIRE PARA INSTRUMENTACIÓN	162
ILUSTRACIÓN 68.TÍPICO CONEXIÓN DE SUMINISTRO DE AIRE A INSTRUMENTO	164
ILUSTRACIÓN 69.TÍPICOS DE CABEZALES Y SUBCABEZALES DE SUMINISTRO DE AIRE	164
ILUSTRACIÓN 70.MONTAJE DE LÍNEAS NEUMÁTICAS	165
ILUSTRACIÓN 71.ESQUEMA BÁSICO DE INSTRUMENTOS EN UN SEPARADOR	168
ILUSTRACIÓN 72.ESQUEMA BÁSICO DE INSTRUMENTOS EN UN SCRUBBER	169
ILUSTRACIÓN 73.ESQUEMA BÁSICO DE INSTRUMENTOS EN UN K.O. DRUM	169
ILUSTRACIÓN 74.ESQUEMA BÁSICO DE INSTRUMENTOS EN UN GUN BARREL	173
ILUSTRACIÓN 75.ESQUEMA BÁSICO INSTRUMENTOS TANQUE DE ALMACENAMIENTO	175
ILUSTRACIÓN 76.ESQUEMA GENERAL DEL SISTEMA ESDV	184
ILUSTRACIÓN 77.ESQUEMA GENERAL DEL PANEL DE CONTROL ESDV	185
ILUSTRACIÓN 78.ESQUEMA GENERAL DE PROCESO INYECCIÓN	187
ILUSTRACIÓN 79.ORGANIGRAMA PARA LA ATENCIÓN DE EMERGENCIAS	219
ILUSTRACIÓN 80.FLUJO DE COMUNICACIONES DURANTE EMERGENCIAS	220

RESUMEN

TITULO:

MANUAL DE RECOMENDACIONES TÉCNICAS Y BUENAS PRÁCTICAS PARA EL DISEÑO, MONTAJE Y OPERACIÓN DE PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN. CASO: POZOS EXPLORATORIOS DE PETROMINERALES COLOMBIA¹

AUTOR:

PAOLA MARYURY MORENO BEJARANO²

PALABRAS CLAVES:

WELL TESTING, SET DE PRUEBAS INICIALES, MONTAJE ELÉCTRICO, MECÁNICO, PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

CONTENIDO:

Actualmente Petrominerales Colombia tiene una campaña de perforación de pozos exploratorios; a los cuales es necesario realizarles pruebas iniciales de producción, esta pruebas se viene realizando sin una guía establecida generando inconvenientes operacionales y de seguridad.

El presente trabajo de monografía recopila información que aplica para las etapas de una prueba de Well Testing:

- ❖ Planeación y diseño
- ❖ Alistamiento Civil
- ❖ Montaje Eléctrico,
- ❖ Montaje Mecánico
- ❖ Instrumentación
- ❖ Puesta en marcha y operación continua de los sets de pruebas Iniciales
- ❖ Recomendaciones HSE

Con el manual se pretende tener una guía práctica para los ingenieros de producción que van a desarrollar pruebas iniciales, desde su etapa de planeación hasta entregar el pozo en producción continua.

Los set de Testing son instalados principalmente para determinar el potencial de producción de un pozo y existe la posibilidad de que esta facilidad permanezca operando de forma continua por un tiempo prolongado bien sea mediante la realización o no de modificaciones o ampliaciones.

Los métodos, técnicas, sistemas, equipos y demás elementos incluidos en este manual no proporcionan toda la información de seguridad concerniente a su uso o implementación y pueden variar en mayor o menor grado según cada caso en el que requieran ser implementados en la práctica. Es responsabilidad de quien utilice esta información el garantizar el cumplimiento e implementación de prácticas seguras.

Este documento está sujeto a revisión en cualquier momento y debe ser revisado periódicamente según la evolución de las operaciones de la compañía.

¹ Monografía Especialización en Producción de Hidrocarburos

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovanni Montes Páez

SUMMARY

TITLE:

TECHNICAL MANUAL AND PRACTICE RECOMMENDATIONS FOR THE DESIGN, INSTALLATION AND OPERATION INITIAL PRODUCTION TESTS. CASE: PETROMINERALES EXPLORATORY WELLS OF COLOMBIA³

AUTHOR:

PAOLA MARYURY MORENO BEJARANO⁴

KEY WORDS:

WELL TESTING, SET WELL TESTING. INSTALLATION ELECTRICAL, MECHANICAL, PRODUCTION TESTS

DESCRIPTION:

Petrominerales Colombia currently has a campaign exploratory drilling , which is necessary to perform initial production tests , this test has been carried out without a guide set generating operational and safety problems .

This monograph collects job information applies to the stages of a Well Testing test

- ❖ Planning and Design
- ❖ Civil Enlistment
- ❖ Installation Electrical
- ❖ Installation Mechanical
- ❖ Instrumentation
- ❖ Commissioning and continuous operation of the initial test sets
- ❖ HSE Recommendations

The manual is intended to be a practical guide for production engineers who will develop initial tests, from its planning stage to deliver well in continuous production.

Testing the set is mainly installed to determine the production potential of a well and there is a possibility that this facility remains in operation continuously for a long time either by performing or not changes or additions.

The methods, techniques, systems , equipment and other items included in this manual does not provide all the safety information concerning your use or implementation and may vary to a greater or lesser degree in each case that need to be implemented in practice. It is the responsibility of anyone using this information; ensure compliance and implementation of safe practices.

This document is subject to revision at any time and should be checked regularly according to the company's operations.

³ Moonograph to Hydrocarbon Production Specialist Degree

⁴ Petroleum Engineering Faculty. Specialization on Hydrocarbon Production. Director: Erik Giovanni Montes Paez

GLOSARIO

ACCIDENTE: Evento no deseado, incluidos los descuidos y las fallas de equipos, que da por resultado la muerte, una lesión personal, un daño a la propiedad o deterioro ambiental.

ACOMETIDA: Derivación de la red local del servicio respectivo, que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el registro de corte general.

ACREDITACIÓN: Procedimiento mediante el cual se reconoce la competencia técnica y la idoneidad de organismos de certificación e inspección, así como laboratorios de ensayo y de metrología.

ACTO INSEGURO: Violación de una norma de seguridad ya definida.

AISLAMIENTO FUNCIONAL: Es el necesario para el funcionamiento normal de un aparato y la protección contra contactos directos.

AISLAMIENTO ELÉCTRICO BÁSICO: Aislamiento aplicado a las partes vivas para prevenir choque eléctrico.

ALTA CONCENTRACIÓN DE PERSONAS: Cuando se pueden concentrar 100 o más personas en cada piso o nivel o más de 500 personas en todo el edificio.

AMBIENTE ELECTROMAGNÉTICO: La totalidad de los fenómenos electromagnéticos existentes en un sitio dado.

ANÁLISIS DE RIESGOS: Conjunto de técnicas para identificar, clasificar y evaluar los factores de riesgo. Es el estudio de consecuencias nocivas o perjudiciales, vinculadas a exposiciones reales o potenciales.

ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS: La aplicación sistemática de políticas administrativas, procedimientos y prácticas de trabajo, para minimizar o controlar el riesgo.

ARCO ELÉCTRICO: Haz luminoso producido por el flujo de corriente eléctrica a través de un medio aislante, que produce radiación y gases calientes.

AVISO DE SEGURIDAD: Advertencia de prevención o actuación, fácilmente visible, utilizada con el propósito de informar, exigir, restringir o prohibir.

CALIDAD: La totalidad de las características de un ente que le confieren la aptitud para satisfacer necesidades explícitas e implícitas. Es un conjunto de cualidades o atributos, como disponibilidad, precio, confiabilidad, durabilidad, seguridad, continuidad, consistencia, respaldo y percepción.

CALIBRACIÓN: Diagnóstico sobre las condiciones de operación de un equipo de medición y los ajustes, si son necesarios, para garantizar la precisión y exactitud de las medidas que con el mismo se generan.

CAPACIDAD O POTENCIA INSTALADA: Es la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas, diversificadas, previstas para una instalación de uso final. Igualmente, es la potencia nominal de una central de generación, subestación, línea de transmisión o circuito de la red de distribución.

CAPACIDAD NOMINAL: El conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas a un equipo o sistema eléctrico por el diseñador, para definir su funcionamiento bajo unas condiciones específicas.

CENTRAL O PLANTA DE GENERACIÓN: Conjunto de equipos electromecánicos debidamente instalados y recursos energéticos destinados a producir energía eléctrica, cualquiera que sea el procedimiento empleado o la fuente de energía primaria utilizada.

CERTIFICACIÓN: Procedimiento mediante el cual un organismo expide por escrito o por un sello de conformidad, que un producto, un proceso o servicio cumple un reglamento técnico o una(s) norma(s) de fabricación.

CERTIFICADO DE CONFORMIDAD: Documento emitido conforme a las reglas de un sistema de certificación, en el cual se puede confiar razonablemente que un producto, proceso o servicio es conforme con una norma, especificación técnica u otro documento normativo específico.

CERTIFICACIÓN PLENA: Proceso de certificación del cumplimiento de los requisitos establecidos en el RETIE a una instalación eléctrica, el cual consiste en la declaración de cumplimiento suscrita por la persona calificada responsable de la construcción de la instalación, acompañada del aval de cumplimiento mediante un dictamen de inspección, previa realización de la inspección de comprobación efectuada por inspector(es) de un organismo de inspección debidamente acreditado.

CHOKER MANIFOLD: Es un conjunto de válvulas que permiten controlar la presión de los fluidos que salen del pozo.

CIRCUITO ELÉCTRICO: Lazo cerrado formado por un conjunto de elementos, dispositivos y equipos eléctricos, alimentados por la misma fuente de energía y con las mismas protecciones contra sobretensiones y sobre corrientes. No se toman los cableados internos de equipos como circuitos.

COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA: Es la capacidad de un equipo o sistema para funcionar satisfactoriamente en su ambiente electromagnético, sin dejarse afectar ni afectar a otros equipos por energía electromagnética radiada o conducida.

CONDENACIÓN: Bloqueo de un aparato de corte por medio de un candado o de una tarjeta.

CONDICIÓN INSEGURA: Circunstancia potencialmente riesgosa que está presente en el ambiente de trabajo.

CONDUCTOR A TIERRA: También llamado conductor del electrodo de puesta a tierra, es aquel que conecta un sistema o circuito eléctrico intencionalmente a una puesta a tierra.

CONFIABILIDAD: Capacidad de un dispositivo, equipo o sistema para cumplir una función requerida, en unas condiciones y tiempo dados. Equivale a fiabilidad.

CONFORMIDAD: Cumplimiento de un producto, proceso o servicio frente a uno o varios requisitos o prescripciones.

CONTROL DE CALIDAD: Proceso de regulación, a través del cual se mide y controla la calidad real de un producto o servicio.

CORROSIÓN: Ataque a una materia y destrucción progresiva de la misma, mediante una acción química o electroquímica o bacteriana.

DESASTRE: Situación catastrófica súbita que afecta a gran número de personas.

DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

TRANSISTORIAS: Dispositivo diseñado para limitar las sobretensiones transitorias y conducir las corrientes de impulso. Contiene al menos un elemento no lineal.

DISPONIBILIDAD: Certeza de que un equipo o sistema sea operable en un tiempo dado. Cualidad para operar normalmente.

DISTANCIA DE SEGURIDAD: Distancia mínima alrededor de un equipo eléctrico de conductores energizados, necesaria para garantizar que no habrá accidente por acercamiento de personas, animales, estructuras, edificaciones o de otros equipos.

ELECTRICIDAD ESTÁTICA: Una forma de energía eléctrica o el estudio de cargas eléctricas en reposo.

ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA: Es el conductor o conjunto de conductores enterrados que sirven para establecer una conexión con el suelo.

EMERGENCIA: Situación que se presenta por un hecho accidental y que requiere suspender todo trabajo para atenderla.

EMPALME: Conexión eléctrica destinada a unir dos partes de conductores, para garantizar continuidad eléctrica y mecánica.

ENSAYO: Conjunto de pruebas y controles a los cuales se somete un bien para asegurarse que cumple normas y pueda desempeñar la función requerida.

EQUIPOTENCIALIZAR: Es el proceso, práctica o acción de conectar partes conductivas de las instalaciones, equipos o sistemas entre sí o a un sistema de puesta a tierra, mediante una baja impedancia, para que la diferencia de potencial sea mínima entre los puntos interconectados.

ESDV: Válvula de Parada de Emergencia (Emergency Shutdown Valve).

EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD: Procedimiento utilizado, directa o indirectamente, para determinar que se cumplen los requisitos o prescripciones pertinentes de los reglamentos técnicos o normas.

EVENTO: Es una manifestación o situación, producto de fenómenos naturales, técnicos o sociales que puede dar lugar a una emergencia.

FACTOR DE RIESGO: Condición ambiental o humana cuya presencia o modificación puede producir un accidente o una enfermedad ocupacional.

FRAC TANK (FT): Tanques de almacenamiento transportables usados en las operaciones de Well Testing y Recuperación de fluidos (Flow Back).

HATCH: Boquilla de seguridad instalada en recipientes de almacenamiento de hidrocarburos líquidos para actuar en caso de incendio.

IMPACTO AMBIENTAL: Acción o actividad que produce una alteración, favorable o desfavorable, en el medio ambiente o en alguno de los componentes del mismo.

INSPECCIÓN: Conjunto de actividades tales como medir, examinar, ensayar o comparar con requisitos establecidos, una o varias características de un producto o instalación eléctrica, para determinar su conformidad.

INSTALACIÓN ELÉCTRICA: Conjunto de aparatos eléctricos, conductores y circuitos asociados, previstos para un fin particular: generación, transmisión, transformación, conversión, distribución o uso final de la energía eléctrica.

INTERFERENCIA ELECTROMAGNÉTICA: Conjunto de fenómenos asociados a perturbaciones electromagnéticas que pueden producir la degradación en las condiciones y características de operación de un equipo o sistema.

LABORATORIO DE METROLOGÍA: Laboratorio que reúne la competencia e idoneidad necesarias para determinar la aptitud o funcionamiento de equipos de medición.

LABORATORIO DE PRUEBA Y ENSAYOS: Laboratorio nacional, extranjero o internacional, que posee la competencia e idoneidad necesarias para llevar a cabo en forma general la determinación de las características, aptitud o funcionamiento de materiales o productos.

LÍNEA DE RELEVO: Tubería conectada al sistema de alivio de presión del separador y que llega a un sistema de tea.

LSH: Interruptor por Alto Nivel.

LUBRICATOR ADAPTER: Adaptador que permite colocar encima un lubricador, con una salida lateral, generalmente de 3".

MANTENIMIENTO: Conjunto de acciones o procedimientos tendientes a preservar o restablecer un bien, a un estado tal que le permita garantizar la máxima confiabilidad.

MATERIAL AISLANTE: Material que impide la propagación de algún fenómeno físico, (Aislante eléctrico, material dieléctrico que se emplea para impedir el paso de cargas eléctricas. Aislante térmico, material que impide el paso de calor)

MÉTODO: Modo de decir o hacer con orden una cosa. Procedimiento o técnica para realizar un análisis, un estudio una actividad.

MÉTODO ELECTROGEOMÉTRICO: Procedimiento que permite establecer cuál es el volumen de cubrimiento de protección contra rayos de una estructura para una corriente dada, según la posición y la altura de la estructura considerada como pararrayos.

METROLOGÍA: Ciencia de la medición. Incluye aspectos teóricos y prácticos.

NIVEL DE RIESGO: Equivale a grado de riesgo. Es el resultado de la valoración conjunta de la probabilidad de ocurrencia de los accidentes, de la gravedad de sus efectos y de la vulnerabilidad del medio.

NORMA TÉCNICA: Documento aprobado por una institución reconocida, que prevé, para un uso común y repetido, reglas, directrices o características para los productos o los procesos y métodos de producción conexos, servicios o procesos, cuya observancia no es obligatoria.

ORGANISMO DE ACREDITACIÓN: Entidad gubernamental que acredita y supervisa los organismos de certificación, los laboratorios de pruebas y ensayo y de metrología que hagan parte del sistema nacional de normalización, certificación y metrología.

ORGANISMO DE CERTIFICACIÓN: Entidad Imparcial, pública o privada, nacional, extranjera o internacional, que posee la competencia y la confiabilidad necesarias para administrar un sistema de certificación, consultando los intereses generales.

ORGANISMO DE INSPECCIÓN: Entidad que ejecuta actividades de medición, ensayo o comparación con un patrón o documento de referencia de un proceso,

un producto, una instalación o una organización y confrontar los resultados con unos requisitos especificados.

ORGANISMO NACIONAL DE NORMALIZACIÓN: Entidad reconocida por el gobierno nacional, cuya función principal es la elaboración, adopción y publicación de las normas técnicas nacionales y la adopción como tales de las normas elaboradas por otros entes.

PARARRAYOS: Elemento metálico resistente a la corrosión, cuya función es interceptar los rayos que podrían impactar directamente sobre la instalación a proteger. Más técnicamente se denomina terminal de captación.

PATRÓN: Medida materializada, aparato de medición o sistema de medición destinado a definir, realizar, conservar o reproducir una unidad o uno o varios valores conocidos de una magnitud para transmitirlos por comparación a otros instrumentos de medición.

PC/PCV: Control de Presión/ Válvula de Control de Presión.

PELIGRO: Condición no controlada que tiene el potencial de causar lesiones a personas, daños a instalaciones o afectaciones al medio ambiente.

PI: Indicador local de Presión.

PRECAUCIÓN: Actitud de cautela para evitar o prevenir los daños que puedan presentarse al ejecutar una acción.

PREVENCIÓN: Evaluación predictiva de los riesgos y sus consecuencias. Conocimiento a priori para controlar los riesgos. Acciones para eliminar la probabilidad de un accidente.

PREVISIÓN: Anticipación y adopción de medidas ante la posible ocurrencia de un suceso, en función de los indicios observados y de la experiencia.

PSH: Interruptor por Alta Presión.

PSV: Válvula de seguridad para alivio de presión.

PUESTA A TIERRA: Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados.

PUNTO CALIENTE: Punto de conexión que esté trabajando a una temperatura por encima de la normal, generando pérdidas de energía y a veces, riesgo de incendio.

PVV: Válvula de Presión y Vacío.

QTC: Qualification Test Coupon.

QUEMADERO: Lugar diseñado con el fin de descargar los gases provenientes del pozo, generando combustión (llama), generalmente este sitio se encuentra a una distancia considerable de los equipos y la operación.

QUICK EXHAUST: Dispositivo que permite evacuar rápidamente la presión de aire de suministro al actuador de la válvula shutdown para obtener su cierre en caso de una emergencia.

REQUISITO: Precepto, condición o prescripción que debe ser cumplida, es decir que su cumplimiento es obligatorio.

SDV: Válvula Shut Down.

SHUT DOWN: Sistema mediante el cual se asegura un cierre rápido y confiable de los fluidos que provienen del pozo hacia el separador en el caso de presentarse alguna eventualidad.

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (SPT): Conjunto de elementos conductores continuos de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial de cables que normalmente no conducen corriente.

SOBRECARGA: Funcionamiento de un elemento excediendo su capacidad nominal.

SOBRETENSIÓN: Tensión anormal existente entre dos puntos de una instalación eléctrica, superior a la tensión máxima de operación normal de un dispositivo, equipo o sistema.

SUBESTACIÓN: Conjunto único de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia.

SUSCEPTIBILIDAD: Es la sensibilidad de un dispositivo, equipo o sistema para operar sin degradarse en presencia de una perturbación electromagnética.

STUDD ADAPTER: Dispositivo utilizado para conectar bridas de diferentes características.

TARGETED TEE: Codo que debido a su tipo apropiada es utilizado para evitar el desgaste abrasivo ocasionado por partículas sólidas especialmente arena.

TI: Indicador local de Temperatura.

UNIÓN DE GOLPE: Conector para tubería temporal e instalaciones en líneas de flujo.

URGENCIA: Necesidad de trabajo que se presenta fuera de la programación y que permite realizarse cuando se terminen las tareas en ejecución.

INTRODUCCION

El presente documento es una recopilación de las mejores técnicas y metodologías de diseño, montaje y operación para los set de Testing de Producción abarcando entre otras las áreas Eléctrica, Civil y Mecánica, y se ha generado con el fin de garantizar el acoplamiento de las diferentes disciplinas que deben intervenir de forma interrelacionada para llevar a cabo el diseño, construcción, puesta en marcha y operación continua de este tipo de facilidades en todas las operaciones de Petrominerales.

Como resultado de su implementación se debe lograr entregar todos los set de pruebas al área de operaciones dentro de los mejores lineamientos de seguridad, calidad, operatividad, y cumpliendo con las premisas corporativas de costos y tiempos de ejecución.

Los set de Testing son instalados principalmente para determinar el potencial de producción de un pozo y existe la posibilidad de que esta facilidad permanezca operando de forma continua por un tiempo prolongado bien sea mediante la realización o no de modificaciones o ampliaciones.

El manual está dividido en seis capítulos que pretenden abarcar todo las etapas que interviene previo durante y posterior a la realización de las pruebas iniciales:

Descripción de los procesos necesarios para la planeación y diseño de las facilidades iniciales de producción de los pozos exploratorios de Petrominerales Colombia

Las obras civiles necesarias para el montaje de las facilidades para las pruebas iniciales de producción.

Los estándares y normativas de la industria aplicables al montaje eléctrico de las facilidades para las pruebas iniciales de producción.

Los trabajos necesarios para la construcción mecánica y de instrumentación de las facilidades para las pruebas iniciales de producción aplicando los estándares propios de la industria.

Los criterios básicos para la operación de las facilidades de las pruebas iniciales de producción.

Los estándares y normas de HSE Nacionales y de Petrominerales Colombia aplicables a todas las etapas de las pruebas de producción mencionadas anteriormente.

Los métodos, técnicas, sistemas, equipos y demás elementos incluidos en este manual no proporcionan toda la información de seguridad concerniente a su uso o implementación y pueden variar en mayor o menor grado según cada caso en el que requieran ser implementados en la práctica. Es responsabilidad de quien utilice esta información el garantizar el cumplimiento e implementación de prácticas seguras.

Este documento está sujeto a revisión y cambios que obedecen a la evolución de las operaciones e ingeniería de la compañía, las normas y leyes nacionales e internacionales sobre las cuales se basan los procedimientos descritos en el mismo además de las mejoras tecnológicas y científicas en los procesos relacionados en el presente documento.

1. MARCO DE REFERENCIA

1.1. ANTECEDENTES

En todo proceso de planeación para realizar una prueba de producción inicial, es necesario recopilar información que permita tener una visión de las condiciones operativas, tipo, cantidad y rating de los equipos requeridos, capacidad de almacenamiento, riesgos operativos, entre otros.

Cuando se dispone de información es posible extrapolar esta información a pozos cercanos y así tener documentos que permiten visualizar más claramente el proceso, definir rangos operativos durante la prueba, estar seguros de los resultados y verificar para realizar la prueba en todas sus posibles variaciones.

Cuando no se dispone de información como la caracterización de los fluidos y conocimiento de las condiciones del pozo, existirán desventajas costo-beneficio, por exigir rating de equipos fuera de los rangos requeridos o por contratar mayor o menor número de equipos de los realmente necesitados. En general se tiene un alto porcentaje de incertidumbre y por lo tanto de improvisación para la ejecución de la prueba y dependiendo de la logística para el acceso al sitio, se pueden incrementar los costos y tiempos de la prueba.

1.2. FUNDAMENTACION TEÓRICA CONCEPTUAL

1.2.1. Pruebas Iniciales

Según la Resolución 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía, se define como Pruebas iniciales a las Pruebas cortas de producción que se realizan posteriormente a la terminación oficial de un pozo nuevo e incluyen pruebas de presión y de evaluación de rocas y fluidos del yacimiento.

Según el Artículo 27 de la Resolución 181495 de 2009 Ministerio de Minas y Energía: Concluida la perforación y terminado el pozo, se realizará una prueba inicial de producción para cuyos efectos, previamente, deberá enviarse un programa al Ministerio de Minas y Energía. La prueba tendrá una duración máxima de siete (7) días de producción de fluidos por intervalo probado y sin perjuicio de los tiempos requeridos para toma de muestras, registros de presión y acondicionamiento del pozo. Los resultados de la prueba se reportarán en el Formulario 6 "Informe de terminación oficial".

En los pozos exploratorios se deben realizar pruebas selectivas por cada intervalo cañoneado y tomar muestras para la caracterización de fluidos.

En los pozos exploratorios y de avanzada, el Ministerio de Minas y Energía realizará una visita a fin de verificar las condiciones técnicas de las facilidades INICIALES de producción. De la visita se levantará un acta y si no se presentan observaciones o recomendaciones que deban ser atendidas de manera inmediata, se podrá dar inicio a la prueba. En el evento en que el Ministerio formule observaciones y el contratista no ejecute los correctivos necesarios, podrá ordenar la suspensión de las operaciones.

Parágrafo 1°. Cuando las circunstancias operacionales o las características del yacimiento lo ameriten, el Ministerio de Minas y Energía podrá autorizar tiempos superiores de prueba, la realización de trabajos adicionales al programa original de terminación o cambios con relación a las pruebas selectivas.

Parágrafo 2°. Cuando esté en riesgo la integridad del pozo, se podrá prescindir de la toma de registros de presión y/o muestras de fluidos, con autorización del Ministerio de Minas y Energía.

1.2.2. Análisis de Laboratorio de los Fluidos de las Pruebas Iniciales:

Según la Resolución 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía, en el Artículo 28. Cada muestra de gas, condensado, petróleo o agua obtenida de un pozo será analizada para determinar sus propiedades fisicoquímicas y los datos obtenidos serán incluidos en el informe de terminación oficial del pozo en el Formulario 6 “Informe de terminación oficial”.

El material recolectado de acuerdo con el programa de perforación aprobado, será enviado a la Litoteca Nacional, conforme lo establecen las normas vigentes.

Para Petrominerales es muy importante realizar un análisis completo de los fluidos obtenidos en las pruebas iniciales de esta manera en el presente manual se realizará una completa descripción de cómo se deben recolectar las muestras, en qué periodos y qué análisis se deben efectuar

1.3. Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo

Según la Resolución 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía, las buenas prácticas de la industria del petróleo se refiere a todas las Operaciones, procedimientos, métodos y procesos seguros, eficientes y adecuados, implementados para la obtención del máximo beneficio económico en la recuperación de las reservas de hidrocarburos, la reducción de las pérdidas, la seguridad operacional, la protección del medio ambiente y de las personas, en el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. De esta manera este manual de recomendaciones técnicas y buenas prácticas incluye:

- Diseño de las facilidades iniciales de Produccion.
- Obras Civiles necesarias para las facilidades iniciales de producción.
- Montaje Eléctrico, Mecánico e Instrumentación.
- Operación de pruebas iniciales de producción.
- Recomendaciones de HSE.

Entendiéndose como Facilidades de producción según la Resolución 181495 de 2009 Ministerio de Minas y Energía, a las Instalaciones, plantas, vasijas de producción y demás equipos para las actividades de producción, separación, tratamiento, conducción y almacenamiento de hidrocarburos en el campo.

1.4. Diseño de las facilidades iniciales de Produccion.

Para realizar el diseño de las facilidades para las pruebas iniciales de los pozos exploratorios. La especialidad de proceso utiliza las buenas prácticas de la ingeniería utilizadas en la industria del petróleo. Estas prácticas requieren bases y parámetros de diseño. El manual presentará las normas internacionales y nacionales aplicables para el diseño de equipos de Proceso.

1.5. Montaje Eléctrico de las facilidades INICIALES de Produccion

Para el diseño y montaje eléctrico de las facilidades INICIALES de producción se debe seguir la legislación y normatividad nacional NTC 2050 y El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE. Es importante seguir las recomendaciones que dictan éstas normas y generar procedimientos seguros en cada uno de los trabajos eléctricos, es responsabilidad de todos velar por la seguridad de las personas, equipos y procesos.

El propósito de este manual es proveer, de forma práctica un área de trabajo segura para las personas, equipos y procesos, relacionados con el uso de la electricidad

1.6. Montaje Mecánico de las facilidades iniciales de Produccion

En el diseño y montaje mecánico de las facilidades iniciales de producción se tiene en cuenta la reglamentación en cuanto a el almacenamiento, manejo, transporte, distribución de combustibles líquidos derivados del Petróleo y el transporte por Carrotanques de Petróleo Crudo. Con este manual se busca aplicar procedimientos seguros en el montaje mecánico de las facilidades iniciales de producción en busca de velar por la seguridad de las personas, equipos y procesos.

1.7. Operación en las pruebas iniciales de producción

Para Petrominerales es muy importante las Pruebas de producción inicial, que generalmente se desarrolla entre 1 y 4 semanas, en las cuales se evalúan de forma selectiva las diferentes formaciones potencialmente productoras en un pozo a diferentes condiciones de operación (flujo natural o con levantamiento artificial) con el fin de determinar los parámetros de producción (potencial del pozo), tipo y características de los fluidos de formación, parámetros de yacimiento y toda la información necesaria para el diseño óptimo del sistema de levantamiento artificial (ALS) definitivo, con el cual se va a realizar la prueba de producción extensa del intervalo productor seleccionado.

Los objetivos de la prueba de producción son:

- ❖ Cuantificar la productividad del pozo y caracterizar los fluidos producidos, de tal forma que permita evaluar el potencial de producción real del pozo (IP).
- ❖ Evaluar parámetros del yacimiento (presiones, permeabilidades, porosidades, saturación, límites, etc.), que permitan dimensionar el volumen de reservas probables del campo.
- ❖ Dimensionar la capacidad de producción del pozo y características de los fluidos para diseñar el sistema de levantamiento artificial (ALS) óptimo.
- ❖ Realizar la caracterización de los fluidos de producción de la formación y/o intervalo a probar.
- ❖ Consolidar la información obtenida durante los diferentes procesos en registros e informes detallados, los cuales serán entregados en el tiempo y forma requeridos por Petrominerales.

La función principal de las Facilidades de Producción consiste en recibir los fluidos producidos de los pozos, efectuar los procesos de separación, medición, toma de muestras y caracterización de las fases gas, crudo y agua a través de los equipos prediseñados e instalados para tal fin.

Estas facilidades y su filosofía de operación deben permitir la disposición del gas localmente por quema, el almacenamiento del crudo para su posterior fiscalización y despacho dentro de los parámetros especificados para venta (BSW < 0,500% y contenido de sal < 20.0 PTB) a las diferentes estaciones de recibo y el tratamiento del agua asociada a la producción para obtener los parámetros de calidad que permitan su disposición final según lo permitido en las normas y/o licencias ambientales que apliquen.

1.8. Desarrollo de las pruebas de producción

Las Pruebas de Producción podrán desarrollarse en tres (3) fases o solo ejecutarse una de ellas, estas fases están basadas en los principios operacionales de Petrominerales:

1.8.1. Pruebas de Producción por Suabeo:

Su ejecución y duración está sujeta al programa de Completamiento diseñado para el pozo en particular en el que se vaya a desarrollar; de realizarse, se estima una duración aproximada de 15 días, pero puede variar de acuerdo a los avances y condiciones de la operación misma. Durante esta fase se suministra los equipos que Petrominerales estime necesarios, los cuales serán conectados de manera provisional, así como el personal necesario para el servicio de prueba. La función principal será realizar los análisis de laboratorio básicos en campo para caracterizar el crudo (API, BSW, salinidad, etc.) y el agua (Cloruros, PH, etc.). En caso de ser necesario se instalarán los equipos para recibir, caracterizar, cuantificar y despachar los fluidos obtenidos durante estas pruebas (crudo, agua de formación, salmuera, etc.) a los puntos de entrega, y sin que necesariamente cumpla condiciones de calidad de fluidos para venta o disposición final.

1.8.2. Pruebas de Producción iniciales:

Su ejecución y duración está sujeta a los resultados obtenidos durante la perforación o en las pruebas durante el completamiento del pozo. Con una duración estimada entre 1 y 4 semanas, que puede variar de acuerdo a la cantidad de formaciones a probar, comportamiento de la producción del pozo, por condiciones técnicas y/o económicas. Estas pruebas pueden ser realizadas a través de facilidades de producción provisionales o facilidades de producción para pruebas extensas, de acuerdo al potencial del pozo. Durante esta fase se suministrará los equipos y el personal necesario para el servicio de prueba; todo esto basado en el soporte técnico. El montaje será de carácter provisional, y la función principal será producir el pozo en su máxima capacidad hasta lograr un periodo de estabilización óptimo, teniendo en cuenta las limitaciones del pozo (IP) y limitaciones del equipo de subsuelo o superficie (ALS); midiendo, controlando los parámetros de operación hora a hora, realizando separación y medición de fases, disposición local de gas por quema, fiscalización y despacho de crudo y agua (bajo especificaciones de venta y disposición respectivamente hasta donde la operación lo permita) a los puntos de entrega.

1.8.3. Pruebas de Producción Extensas:

Su ejecución está sujeta a los resultados obtenidos durante la prueba de producción inicial una vez confirmadas las características de los fluidos a producir, condiciones de producción, potencial del pozo y la viabilidad técnica y/o económica para la realización de la prueba extensa del pozo.

1.9. Estándares HSE en la Etapa de Pruebas iniciales de producción

Se debe garantizar el total conocimiento y estar acorde con los planes, políticas y estándares de HSE de Petrominerales en todas las fases de las pruebas iniciales de producción.

Antes de iniciar operaciones en campo, se deberá presentar toda la documentación de HSE; esta información incluye: Planes de HSE, Soportes de afiliaciones del personal, soportes de pago, y demás requerimientos.

Durante la fase de montaje puesta en marcha (comisionamiento) y desmontaje de las facilidades provisionales de producción se debe asegurar la operación, desarrollar los planes de emergencia, elaboración de los mapas de riesgo, planes de contingencia para derrames y conrainscendios, verificar el cumplimiento del Plan de HSE

Se debe presentar y ejecutar programas de capacitaciones en campo, y realizar por lo menos un simulacro para establecer los tiempos de respuesta a emergencias por parte de todo el personal involucrado en la operación.

Es obligación reportar cualquier tipo de incidente y/o accidente por pequeño que éste sea, siguiendo el procedimiento de reporte de accidente establecido por Petrominerales. Así mismo se deben realizar las investigaciones pertinentes,

En este manual se presentará de manera sintética los puntos calves a tener en cuenta para todas las fases que interviene en las pruebas iniciales de producción.

2. PROCESOS EN SERVICIOS DE WELL TESTING

2.1. INGENIERÍA DEL PROCESO DE WELL TESTING

En todo proceso de planeación para realizar una prueba de Well Testing corta o larga, es necesario recopilar información que le permita a Petrominerales, tener una visión de las condiciones operativas, tipo, cantidad y rating de los equipos requeridos, capacidad de almacenamiento, riesgos operativos, entre otros.

Cuando se dispone de la información es posible visualizar más claramente el proceso, definir rangos operativos durante la prueba, estar seguros de los resultados y verificar que todo esté totalmente preparado para realizar la prueba en todas sus posibles variaciones.

Cuando no se dispone de toda la información como por ejemplo la caracterización de los fluidos y conocimiento de las condiciones del pozo, existirán desventajas costo-beneficio, por exigir rating de equipos fuera de los rangos requeridos o por instalar mayor o menor número de equipos de los realmente necesitados. En general se tiene un alto porcentaje de incertidumbre y por lo tanto de improvisación para la ejecución de la prueba y dependiendo de la logística para el acceso al sitio, se pueden incrementar los costos de la prueba.

A continuación se presenta la documentación a manejar y mostrar cómo están constituidos para que el departamento de Operaciones pueda hacer una revisión de su contenido y los documentos que aplican para los casos analizados en el desarrollo de cada proyecto.

2.2. DOCUMENTACIÓN REQUERIDA PARA UNA PRUEBA DE WELL TESTING

Cuándo se cuenta con la información:

En cualquier prueba de Well Testing, lo ideal, es contar con la caracterización de los fluidos para así definir las características de los equipos requeridos: tamaño, rating, cantidad, etc., y los puntos de ajustes de operación de estos equipos. Además, utilizar el software que el proceso requiere.

- ❖ Cromatografía de los fluidos del pozo, más conocida como "Bottom Hole" al menos hasta el carbono 30(C₃₀₊).
- ❖ Si no se cuenta con esta cromatografía del pozo:
 - Una destilación, que puede ser ASTM D86/D1160/D2887
 - La cromatografía del gas
 - Tres valores de viscosidades del crudo
 - API del crudo
 - Corte de Agua esperado. (Proyección de la producción durante la prueba).

- Análisis fisicoquímico del agua de producción.

NOTA: La diferencia de hacer una simulación con una cromatografía del crudo vs. con una destilación ASTM, es que en la primera se puede ver cada componente, C1,C2.....C30+ en cada corriente, mientras utilizando la destilación, el simulador genera una serie de componentes hipotéticos asociados al punto normal de ebullición(NBP) del componente, pero no se ve cual es el componente: HIP(NBP340°F).

- ❖ Presión en cabeza de pozo, o presión de fondo entregando la profundidad del pozo. El cual determina el rating del set de la prueba.
- ❖ Volúmenes de los fluidos esperados en la prueba, los cuales permiten dimensionar los equipos a utilizar.
- ❖ Temperatura de los fluidos en fondo o en cabeza de pozo. Esta variable es muy importante porque asociada con la viscosidad del crudo, define la utilización de suministro de calor al proceso.
- ❖ Plano de levantamiento topográfico del área o plataforma para que el contratista de la prueba conozca el espacio disponible para realizar la instalación y determine si es suficiente para sus equipos.
- ❖ Condiciones climáticas del área de desarrollo de la prueba.
- ❖ Ubicación, logística de acceso al sitio, riesgos de seguridad física a considerar para el personal de la operación.
- ❖ Consideraciones especiales para el manejo de fluido, tales como:
 - Permiso de quema de gas indicando el máximo permitido y durante cuánto tiempo.
 - Disponibilidad de servicios industriales en la locación.
 - Tipo de tubería a utilizar.
 - Destino de los fluidos y sus especificaciones de entrega.
 - Exigencia de almacenamiento. Definir el almacenamiento mínimo requerido en días de producción.
 - Medio de transporte de los fluidos.
 - Tipos de análisis de laboratorios a realizar en sitio.
 - Puntos de captación de agua y caudal máximo, para posibles suministros y pruebas hidrostáticas.
- ❖ Tiempo mínimo considerado para la prueba. Posibilidades de convertir la prueba corta en extensa y su tiempo mínimo.

Cuando no se dispone de información:

En este caso, se debe indicar como mínimo la siguiente información para poder seleccionar los equipos requeridos:

- ❖ Como Caracterización de fluido.
 - Presión máxima esperada y/o rating de los equipos.
 - Temperatura esperada.
 - Flujos máximos esperados: crudo, gas y agua.
 - Caracterización de un pozo de la misma formación si es posible.
 - API del crudo esperado.

- ❖ Presión en cabeza de pozo, o presión de fondo entregando la profundidad del pozo. Para definir el set a utilizar.
- ❖ Volúmenes de los fluidos esperados en la prueba. Para definir la capacidad de los equipos a utilizar.
- ❖ Temperatura de los fluidos en fondo o en cabeza de pozo. Esta variable es muy importante porque asociada con la viscosidad del crudo, define la utilización de suministro de calor al proceso.
- ❖ Plano de levantamiento topográfico del área o plataforma para que el contratista de la prueba conozca el espacio disponible para realizar la instalación y determine si es suficiente para sus equipos.
- ❖ Condiciones climáticas del área de desarrollo de la prueba.
- ❖ Ubicación, logística de acceso al sitio, riesgos de seguridad física a considerar para el personal de la operación.
- ❖ Consideraciones especiales para el manejo de fluido, tales como:
 - Permiso de quema de gas indicando el máximo permitido y durante cuánto tiempo.
 - Disponibilidad de servicios industriales en la locación.
 - Tipo de tubería a utilizar.
 - Destino de los fluidos y sus especificaciones de entrega.
 - Exigencia de almacenamiento. Definir el almacenamiento mínimo requerido en días de producción.
 - Medio de transporte de los fluidos.
 - Tipos de análisis de laboratorios a realizar en sitio.
 - Puntos de captación de agua y caudal máximo, para posibles suministros y pruebas hidrostáticas.
- ❖ Tiempo mínimo considerado para la prueba. Posibilidades de convertir la prueba corta en extensa y su tiempo mínimo.

Entregables luego del análisis de la información:

Dependiendo de la información preliminar y teniendo en consideración el alcance técnico del servicio, el cronograma de ejecución y el listado de entregables acordado para el proyecto, se generará la siguiente documentación que deberá tener como mínimo:

- ❖ Simulación del proceso, si se entrega la caracterización de los fluidos.
- ❖ Diagrama de Flujo de Proceso de la prueba (PFD). Donde el ingeniero de Petrominerales podrá verificar la secuencia de los equipos requeridos para desarrollar la prueba con sus características principales.
- ❖ Plot Plan, donde se presenta la distribución de los equipos en la plataforma y los corredores para el trazado de la tubería. Con este plano se revisa la buena distribución de los equipos en el área para la prueba.
- ❖ Diagrama de tubería e instrumentación del proceso (P&ID) que muestra las características determinantes de los equipos, secuencia en el proceso,

- diámetros de la tubería y sus características, cantidad, tipo y punto de ajuste (setting) de la instrumentación y su acción en caso de falla.
- ❖ Listado de consumos de servicios auxiliares, aire, Diesel, químicos como metanol, TEG, donde aplique. Petrominerales debe pedir una relación de los consumos para poder verificar que se dispone de todos los soportes para la ejecución de la prueba y no se tendrán inconvenientes durante su desarrollo.
 - ❖ Hoja de Especificación de los equipos y los instrumentos asociados. Donde se muestre la capacidad del equipo y sus variables operativas, tales como, rating, máxima presión de trabajo a la temperatura de operación, capacidad de manejo de fluido, según el tiempo de residencia considerado, setting de los dispositivos de seguridad y de control, entre otros, considerados de importancia.
 - ❖ Listado de los equipos de proceso a utilizar con las características principales de diseño, tamaño de equipo, tamaño de skid, función dentro del proceso, etc.
 - ❖ Si son equipos usados, se debe presentar un reporte del último mantenimiento realizado al equipo, para asegurar la integridad del mismo.
 - ❖ Descripción del Proceso a desarrollar indicando la secuencia de los equipos a utilizar, su función dentro del proceso, capacidades disponibles, calidad de los productos y servicios auxiliares disponibles.
 - ❖ Análisis de Riesgos operativos de la prueba: Estudio Hazop, What if o el que Petrominerales determine, presentado el cierre de las acciones generadas durante el estudio.
 - ❖ Listados de los equipos de laboratorio requeridos, químicos, accesorios, procedimiento de los análisis a realizar.
 - ❖ Procedimientos de Montaje, alineación para su puesta en marcha y variables operativas a controlar de cada equipo.
 - ❖ Procedimiento de la puesta en servicio de la Prueba.
 - ❖ Listado y organigrama del personal de operaciones.

Tabla 1. Resumen de los Entregables

ITEM	DESCRIPCIÓN
1.0	Simulación del proceso
2.0	Diagrama Flujo del Proceso
3.0	Diagrama de Tubería e Instrumentación
4.0	Plot Plan, con corredor de tuberías
5.0	Descripción del Proceso
6.0	Análisis de Riesgo de la prueba.
7.0	Plano unifilar de los equipos a instalar
8.0	Layout de tuberías
9.0	Hojas de Datos de Equipos
10.0	Listado de Equipos
11.0	Manual de Operación

12.0	Consumo de Servicio auxiliares
13.0	Pruebas de laboratorio a realizar
14.0	Procedimientos análisis laboratorio
15.0	Procedimientos para ejecución de la prueba

Fuente: PetroTiger

2.3. DISEÑO DE UNA PRUEBA WELL TESTING

Petrominerales ha definido para el desarrollo de este manual el análisis de dos casos típicos definidos como: normal y de alta presión, cuyas características se definen así:

CASO 1:

Capacidad de manejo de fluidos:

- Líquidos: 10.000 BBD
- Corte de agua : 40%
- Gas : 1.0 MMSCFD
- Presión Cabeza Pozo: 2600 /700 Psig. (Well closed/open)

CASO 2:

Capacidad de manejo de fluidos:

- Líquidos: 5.000 BBD
- Corte de agua : 20%
- Gas : 10.0 MMSCFD
- Presión Cabeza Pozo: 8.000/4000 Psig. (Well closed/open)

En este caso se presenta un ejemplo del resultado que se puede esperar cuando se realiza una simulación del Proceso.

2.3.1. Premisas y términos usados

Durante el desarrollo del documento se considerará:

SET BÁSICO DE TESTING: conjunto de equipos y facilidades que se pueden instalar, conectar o construir de manera rápida, de tal forma que permita la realización de las pruebas iniciales de producción, en el menor tiempo y costos asociados, garantizando estándares de seguridad y teniendo en cuenta la incertidumbre de los resultados del proyecto. Estas facilidades serán ubicadas generalmente sobre superficies de Geomembrana con sus respectivos diques de contención y utilizando conexiones mecánicas y eléctricas temporales. Se compone típicamente de un separador, 4 o 5 tanques de almacenamiento, sistema para manejo de gas (K.O drum y tea), bombas de transferencia y despacho, laboratorio, sistemas de generación y aire para instrumentos, y estructura de cargue.

LTT (Long Term Test): conjunto de equipos, facilidades y procesos instalados de manera permanente que cumplen con la totalidad de los estándares de HSE y requerimientos de los organismos de control, diseñadas, construidas y operadas para la realización de pruebas de producción extensas. La adecuación y/o construcción de estas facilidades está basada generalmente en los resultados positivos de las pruebas de producción iniciales y pueden ser el resultado de la expansión de un Set Básico de Testing o de una construcción planeada desde un principio como Long Term Test.

Data Header: accesorio de tubería de alta presión, diseñado para facilitar la toma de datos en la salida del pozo, como presión y temperatura, tener la posibilidad de inyectar químicos y tomar muestra del fluido extraído del pozo.

Tamaño de los Equipos. Los valores de los tamaños mostrados en la descripción del proceso y en el listado de equipos son los mínimos requeridos, pero pueden ser diferentes o similares, siempre y cuando cumplan con la capacidad y tiempos de residencia solicitados

2.3.2. Datos de entrada al diseño

Se debe suministrar como mínimo la siguiente información:

Administrativos

- ❖ Ubicación del sitio de la prueba
- ❖ Logística de acceso: vías de acceso, aeropuerto más cercano, población más cercana, posibilidad de campamento, etc.
- ❖ Compromisos locales en cuanto a suministro de personal no calificado. Presencia de cooperativas de suministro de personal.
- ❖ Limitación en el peso de transporte de equipos en vías, puentes, etc.
- ❖ Condiciones climáticas especiales como época de inundaciones y sequías.
- ❖ Salarios usados en la región.
- ❖ Manejo con la comunidad, tales como compromisos, respuesta a solicitudes, canales de comunicación, etc.

Datos Técnicos

- ❖ Presión y temperatura máxima en cabeza de pozo esperadas. Esto define el material y rating del Manifold: ESDV, chokes, tubería y separador.
- ❖ Flujos máximos, calidad del crudo esperado, y sus destinos. Para determinar los equipos requeridos: separadores, gun barrel, intercambiadores de calor, caldera, bombas, tanques, brazos de llenado de Carrotanques, capacidad de los equipos y el almacenamiento requerido, entre otros.

- ❖ Limitaciones a considerar en la prueba como: capacidad de quema, disponibilidad de Carrotanques por día, capacidad máxima de evacuación de los fluidos, calidad mínima de entrega de fluidos, etc.
- ❖ Un plano topográfico de la ubicación del pozo y el área disponible para instalar las facilidades para realizar la prueba.

2.3.3. Desarrollo de la documentación para la prueba.

Con la información técnica anterior entregada se debe verificar que en la emisión de los siguientes entregables se incluya como mínimo:

Diagrama de Flujo del Proceso

Este documento es un plano que debe mostrar la secuencia lógica de la ubicación de todos los equipos a utilizar durante la prueba y como se interconectan entre sí. Verificar que en él, se pueda visualizar las protecciones de la facilidad instalada (Sistema de tea), el manejo de drenajes. Instrumentos a instalar en la línea de salida del pozo, facilidades de inyección de químico, chokes requeridos y presiones a manejar en cada Choke. Presenta el rating, capacidad y dimensiones de cada equipo. Este documento es la base para la generación de los demás documentos.

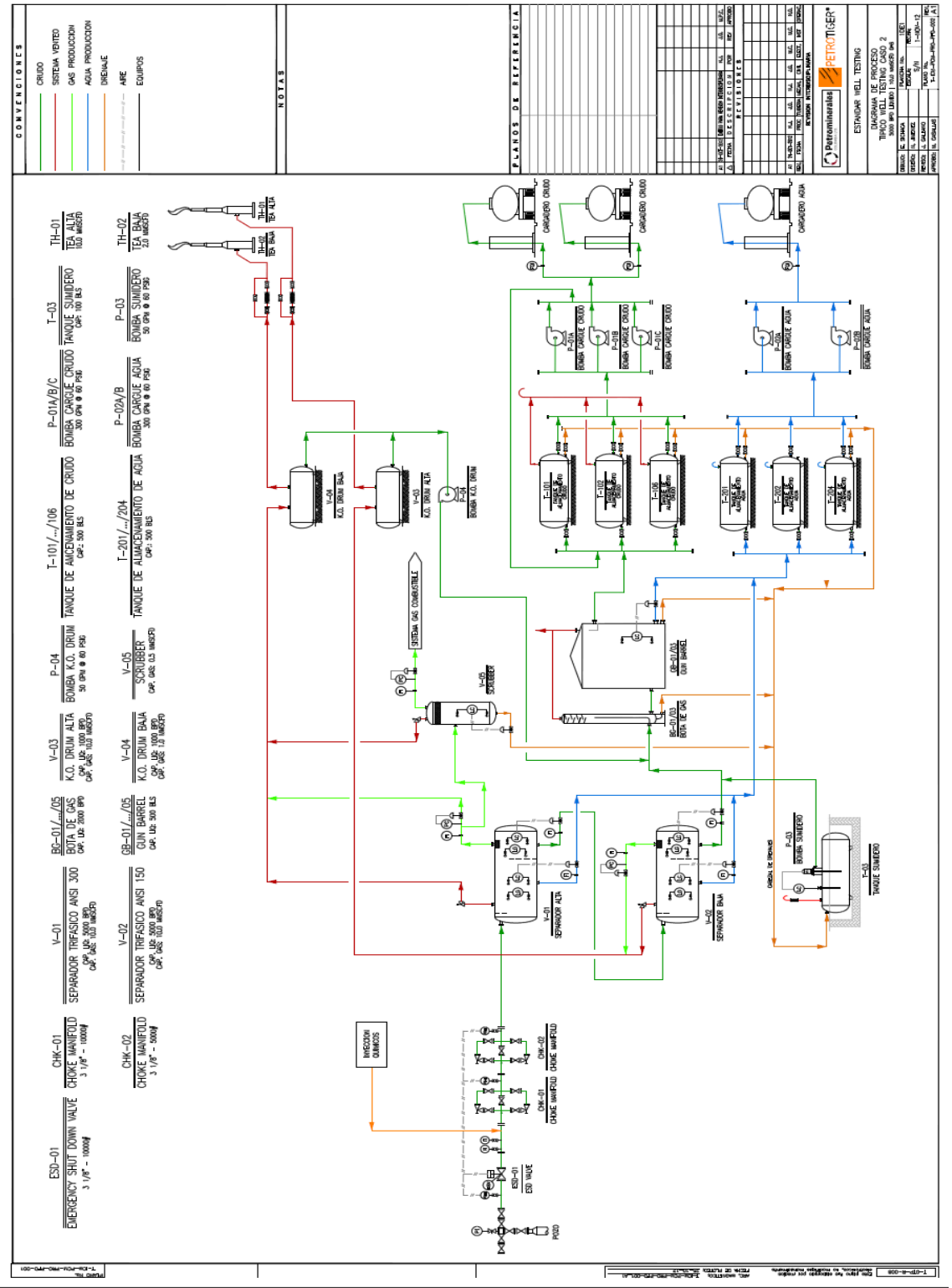
Las Ilustraciones 1 y 2 adjuntas presentan las características y detalles típicos que debe llevar un Diagrama de Flujo de Proceso, presentado para los dos casos analizados.

Cuando se dispone de la caracterización de los fluidos, la simulación es la base para la elaboración del Diagrama de Flujo del Proceso.

La elaboración de este documento es la ingeniería conceptual del proyecto, porque permite a Petrominerales verificar como se realizará la prueba, los equipos que se requieren y qué calidad de productos puede obtener. Generalmente se discute con antelación con el contratista y se acuerda si es suficiente o debe implementarse con más equipos o con equipos diferentes.

Cuando este documento se aprueba se definen los equipos a utilizar y la fecha de inicio de la prueba.

Ilustración 2. Diagrama de Flujo de Proceso Típico. Caso 2



Fuente: PetroTiger

Listado de Equipos a Utilizar y sus características principales.

En este documento se deben relacionar todos los equipos a utilizar en la prueba con sus características principales, como condiciones de diseño: presión, temperatura, capacidad máxima de manejo de fluidos y demás. Debe ser consistente con el diagrama de Flujo del Proceso, presentando además algunos equipos indispensables en la prueba como generadores, equipos contraincendios, unidades paquete especiales como medición en caso de transferencia de custodia, compresores para el gas; uso de plantas de tratamiento de aguas negras y agua potable; laboratorio a considerar en la prueba, brazos de llenado de Carrotanques, etc. La razón de incluir todos los equipos, es tener una lista de chequeo y control en la preparación e instalación de la prueba.



Las Ilustraciones 3 y 4, Listado de Equipos (Listado de Equipos Caso 1/ Caso 2) presentan en los dos casos analizados una muestra de las características de este documento.

Ilustración 3. Ejemplo de Listado de Equipo de Proceso. Caso 1

PETROMINERALES PETROTIGER		Proyecto:	WELL TESTING CASO 1				Documento No	T-FCM-PHC-PRO-L-001
		Título:	LISTA DE EQUIPOS DE PROCESO				Revisión:	A1
							Fecha:	01-11-12
ITEM	TAG	CANTIDAD	SERVICIO	FLUIDO	PRESIÓN OPE/DIS PSIG	TEMPERATURA OPE/DIS °F	CAPACIDAD	COMENTARIOS
Equipo de Cabeza del Pozo								
1	ESDV-XXXX	1	Cierre del pozo	Gas/Acetil/ Agua	2000/5000	110/150	1.0 MMSCFD/ 10000 BPD	XXXXC- 5000#
2	CHOKE	1	Generar caída de presión en la línea	Gas/Acetil/ Agua	2000/5000	110/150	1.0 MMSCFD/ 10000 BPD	XXXXC- 5000#
Recipientes de Proceso								
3	V-XX	1	Separador de Producción	Gas/Acetil/ Agua	150/240	110/150	1.0 MMSCFD/ 10000 BPD	Separador ANSI 150, trípode horizontal Dimensiones: XXXX.DxXX.L
4	V-XX	1	K. O. Drum	Gas/Acetil/ Agua	50/240	110/150	1.0 MMSCFD/ 5000 BPD	Separador ANSI 150, trípode horizontal Dimensiones: XXXX.DxXX.L
5	V-XX	1	Scubber	Gas/Acetil/ Agua	50/240	110/150	0.5 MMSCFD.	Scubber de gas, vertical, ANSI 150 Dimensiones: XXXX.DxXX.H
5	BQ-XXXX	5	Bota de Gas	Gas/Acetil/ Agua	ATM	110/150	10000 BPD.	Separador horizontal Dimensiones: XXXX.DxXX.L
6	GB-XXXX	5	Gun Barrel	Gas/Acetil/ Agua	ATM	110/150	500 Bbl.	Separador horizontal Dimensiones: XXXX.DxXX.H
Tanques de Almacenamiento								
7	T-XXXXXX	10	Tanque Almacenamiento de	Crudo/Agua	ATM	110/150	500 Bbl.	Dimensiones: XXXX.DxXX.L Horizontales, cilíndricos
8	T-XXXXXX	4	Tanque Almacenamiento de	Agua	ATM	110/150	500 Bbl.	Dimensiones: XXXX.DxXX.L Horizontales, cilíndricos
9	T-XXX	1	Tanque almacenamiento Diesel	Diesel	ATM	110/150	5000 Gls.	Dimensiones: XX.O.D.xXX.L, mt
10	T-XXX	1	Gauge Tank	Acetil/Agua	ATM	110/150	100 Bbl.	Con bomba para el retorno del fluido
11	T-XXX	1	Tanque Sumidero	Agua acedicas	ATM	110/150	100 Bbl.	Horizontal, 100 barriles
Bombas								
12	F-XXXXABC	3	Bomba Carga de crudo a carrotanques	Acetil/Agua	Des:50 psig	110/150	300 GPM	Desplazamiento positivo, palsta Blackmer XX.HP: 1 operando, 1 stand by.
13	F-XXXXABC	3	Bomba Carga de agua a carrotanques	Acetil/Agua	Des:50 psig	110/150	300 GPM	Desplazamiento positivo, palsta Blackmer XX.HP: 1 operando, 1 stand by.
14	F-XXXXAB	4	Bomba de Químicos	Químicos	Des:2500/260 psig	110/150	0.7 GPM	Neumáticas, con dosificadores
15	F-XX	1	Bomba de Skimmer	Acetil/Agua	Des:50 psig	110/150	50 GPM	Centrifuga, Eléctrica X.HP.
16	F-XX	1	Bomba de K.O. Drum	Acetil/Agua	Des:50 psig	110/150	50 GPM	Centrifuga, Eléctrica X.HP.
OTROS								
17	CA-XXXXAB	2	Compresor de Aire	Aire	120/155 psig	110/150	25 CFM	Compresores de pistón, motor eléctrico presión 150 Psig.
18	UND-XXX	1	Unidad de secado de aire	Aire	120/175 psig	110/150	25 CFM	Tipo refrigerado.
19	D-XXX	1	Acumulador de Aire	Aire	120/175 psig	110/150	xxx	Dimensiones: XXXX.DxXX.H 15 minutos de respaldo a más, consumo
20	F-XXCABC	3	Filtros Bombas de carga de crudo	crudo	4/240	110/150	300 GPM	Dimensiones: 4X O.D. ANSI 150# Mesh 40
21	F-XXXXABC	3	Filtros Bombas de carga de Agua	Agua	4/240	110/150	300 GPM	Dimensiones: 2" O.D. ANSI 150# Mesh 40
22	TH-XX	1	Tea	Gas	ATM	110/150	1.0 MMSCFD	Tea vertical de 2" de diámetro y XX metros de alto
23		2	Brazo llenado de crudo	Crudo	30/ 240	110/150	300 GPM	Elevado, diámetro 4"
24		2	Brazo llenado de agua	Agua	30/ 240	110/150	300 GPM	Elevado, diámetro 4"
25	GG-XXX	1	Generador Diesel	Electricidad				XXX KVA
26			SISTEMA CONTRAINCENDIOS					Extintores

Fuente: PetroTiger

Ilustración 4. Ejemplo de Listado de Equipo de Proceso. Caso 2

		Proyecto:	WELL TESTING CASO 2					Documento No	T-ICM-PMC-PRO-L-001
		Título:	LISTA DE EQUIPOS DE PROCESO					Revisión:	A1
								Fecha:	01-11-12
ITEM	TAG	CANTIDAD	SERVICIO	FLUIDO	PRESIÓN OPE/DIS PSIG	TEMPERATURA OPE/DIS °F	CAPACIDAD	COMENTARIOS	
Equipo de Cabeza del Pozo									
1	ESDV-XXXX	1	Cierre del pozo	Gas/Aceite/ Agua	8000/10000	110/150	1.0 MMSCFD/ 10000 BPD	XXXX*- 10000#	
2	CHOKE	1	Generar caída de presión en la línea	Gas/Aceite/ Agua	8000/10000	110/149	3.0 MMSCFD/ 5000 BPD	XXXX*- 10000#	
3	CHOKE	1	Generar caída de presión en la línea	Gas/Aceite/ Agua	3000/5000	110/150	3.0 MMSCFD/ 5000 BPD	XXXX*- 5000#	
Recipientes de Proceso									
4	V-XX	1	Separador de Alta Presión	Gas/Aceite/ Agua	150/240	110/150	1.0 MMSCFD/ 5000 BPD	Separador ANSI 600, trifásico horizontal Dimensiones: XX"O.D. XX" L	
1	V-XX	1	Separador de Baja Presión	Gas/Aceite/ Agua	150/241	110/150	1.0 MMSCFD/ 5000 BPD	Separador ANSI 600, trifásico horizontal Dimensiones: XX"O.D. XX" L	
5	V-XX	1	K. O. Drum de Alta Presión	Gas/Aceite/ Agua	50/240	110/150	10 MMSCFD/ 1000 BPD	Separador ANSI 150, trifásico horizontal Dimensiones: XX"O.D. XX" L	
2	V-XX	1	K. O. Drum de Baja Presión	Gas/Aceite/ Agua	50/241	110/150	1.0 MMSCFD/ 1000 BPD	Separador ANSI 150, trifásico horizontal Dimensiones: XX"O.D. XX" L	
6	V-XX	1	Scrubber	Gas/Aceite	80/240	110/150	0.5 MMSCFD	Scubber de gas, vertical, ANSI 150 Dimensiones: XX"O.D. XX" H	
6	BG-XX/XX	3	Bota de Gas	Gas/Aceite/ Agua	ATM	110/150	5000 BPD	Separador horizontal Dimensiones: XX"O.D. XX" L	
7	GB-XX/XX	3	Gun barrel	Gas/Aceite/ Agua	ATM	110/150	500 Bbls	Separador horizontal Dimensiones: XX"O.D. XX" H	
Tanques de Almacenamiento									
8	T-XXX/XXX	6	Tanque Almacenamiento de	Crudo/Agua	ATM	110/150	500 Bbls	Dimensiones: XX"O.D. XX" L Horizontales, cilíndricos	
9	T-XXX/XXX	4	Tanque Almacenamiento de	Agua	ATM	110/150	500 Bbls	Dimensiones: XX"O.D. XX" L Horizontales, cilíndricos	
10	T-XXX	1	Tanque almacenamiento Diesel	Diesel	ATM	110/150	5000 Gls.	Dimensiones: XX"O.D. x XX" L, mt	
11	T-XXX	1	Gauge Tank	Aceite/ Agua	ATM	110/150	100 Bbls.	Con bomba para el retorno del fluido	
12	T-XXX	1	Tanque Sumidero	agua aceitosas	ATM	110/150	100 Bbls.	Horizontal, 100 barriles	
Bombas									
13	P-XX A/B/C/D	3	Bomba Cargue de crudo a carrotanques	Aceite/Agua	Des: 60 psig	110/150	300 GPM	Desplazamiento positivo, paleta Blackmer XX HP: 1 operando, 1 stand by.	
14	P-XX A/B	2	Bomba Cargue de agua a carrotanques	Aceite/Agua	Des: 60 psig	110/150	300 GPM	Desplazamiento positivo, paleta Blackmer XX HP: 1 operando, 1 stand by.	
15	P-XXX A/B	4	Bomba de Químicos	Químicos	Des: 2500/260 psig	110/150	0-7 GPM	Neumáticas, con dosificadores	
16	P-XXX	1	Bomba de Skimmer	Aceite/Agua	Des: 60 psig	110/150	50 GPM	Centrífuga, Eléctrica X HP.	
17	P-XXX	1	Bomba K.O. Drum	Aceite/Agua	Des: 60 psig	110/150	50 GPM	Centrífuga, Eléctrica X HP.	
OTROS									
18	CA-XXX A/B	2	Compresor de Aire	Aire	120/155 psig	110/150	25 CFM	Compresores de piston, motor electrico presión 150 Psig.	
19	UND-XXX	1	Unidad de secado de aire	Aire	120/175 psig	110/150	25 CFM	Tipo refrigerado.	
20	D-XXX	1	Acumulador de Aire	Aire	120/175 psig	110/150	xxx	Dimensiones: XX"O.D. x XX" H 15 minutos de respaldo a máx. consumo	
21	F-XX A/B	2	Filtros Bombas de cargue de crudo	crudo	4/240	110/150	300 GPM	Dimensiones: X" O.D. ANSI 150# Mesh 40	
22	F-XX A/B	2	Filtros Bombas de cargue de Agua	Agua	4/240	110/150	300 GPM	Dimensiones: X" O.D. ANSI 150# Mesh 40	
23	TH-XX	1	Tea de Alta	Gas	ATM	110/150	10.0 MMSCFD	Tea vertical de X" de diámetro y XX metros de alto	
24	TH-XX	1	Tea de Baja	Gas	ATM	110/151	2.0 MMSCFD	Tea vertical de X" de diámetro y XX metros de alto	
25		2	Brazo llenado de crudo	Crudo	30/ 240	110/150	300 GPM	Elevado, diámetro 4"	
26		1	Brazo llenado de agua	Agua	30/ 240	110/150	300 GPM	Elevado, diámetro 4"	
27	GG-XXX	1	Generador Diesel	Electricidad				XXX KVA	
28			SISTEMA CONTRAINCENDIOS					Extintores	

Fuente: PetroTiger

Plano de distribución de equipos (Plot Plan con corredores de tuberías)

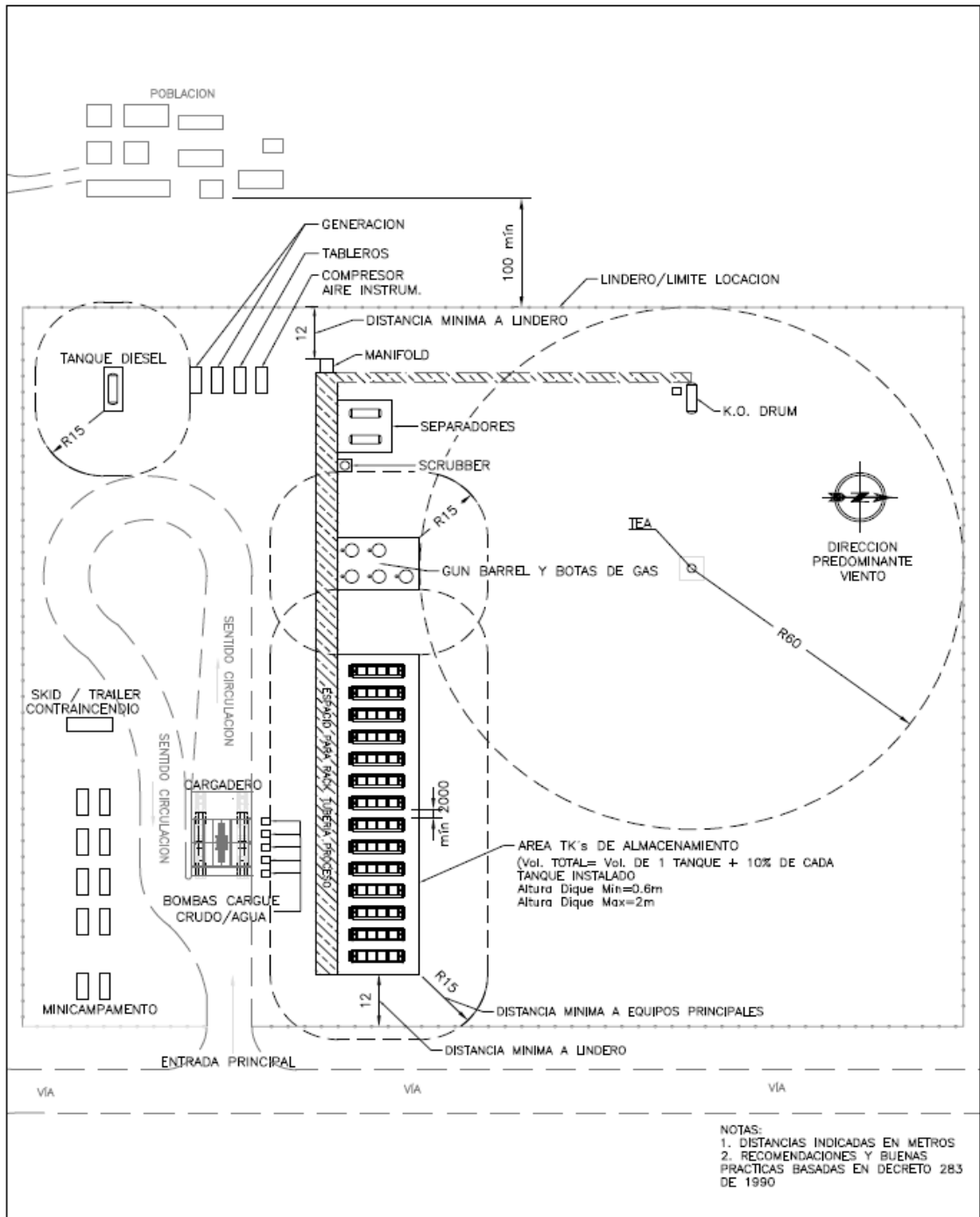
La elaboración de este documento es necesaria para definir el área requerida para la instalación de los equipos básicos para la realización de la prueba.

Son requisitos para la elaboración de un buen Plot Plan:

- ❖ Un plano topográfico de la locación que tenga:
 - Las coordenadas geográficas.
 - Norte geográfico o del proyecto.
 - Punto de acceso a la locación.
 - Grilla referenciadas geográficamente
 - Ubicación del pozo en el área.
 - Curvas de nivel del terreno.
 - Vías, ríos, vecinos al terreno a utilizar.
 - Rosa de los vientos predominantes.
- ❖ Fuerza portante del terreno.
- ❖ Disponer de las normas reglamentarias respecto a las distancias entre los equipos.
- ❖ Normas respecto a la ubicación de las teas con referencias a los equipos de proceso, vías internas y externas, fincas habitadas en el vecindario de la locación.
- ❖ Tamaños de los skid de los equipos a instalar.
- ❖ Un diagrama del proceso, para ubicar los equipos en forma lógica y poder hacer un diseño eficiente de las disciplinas eléctrica y mecánica

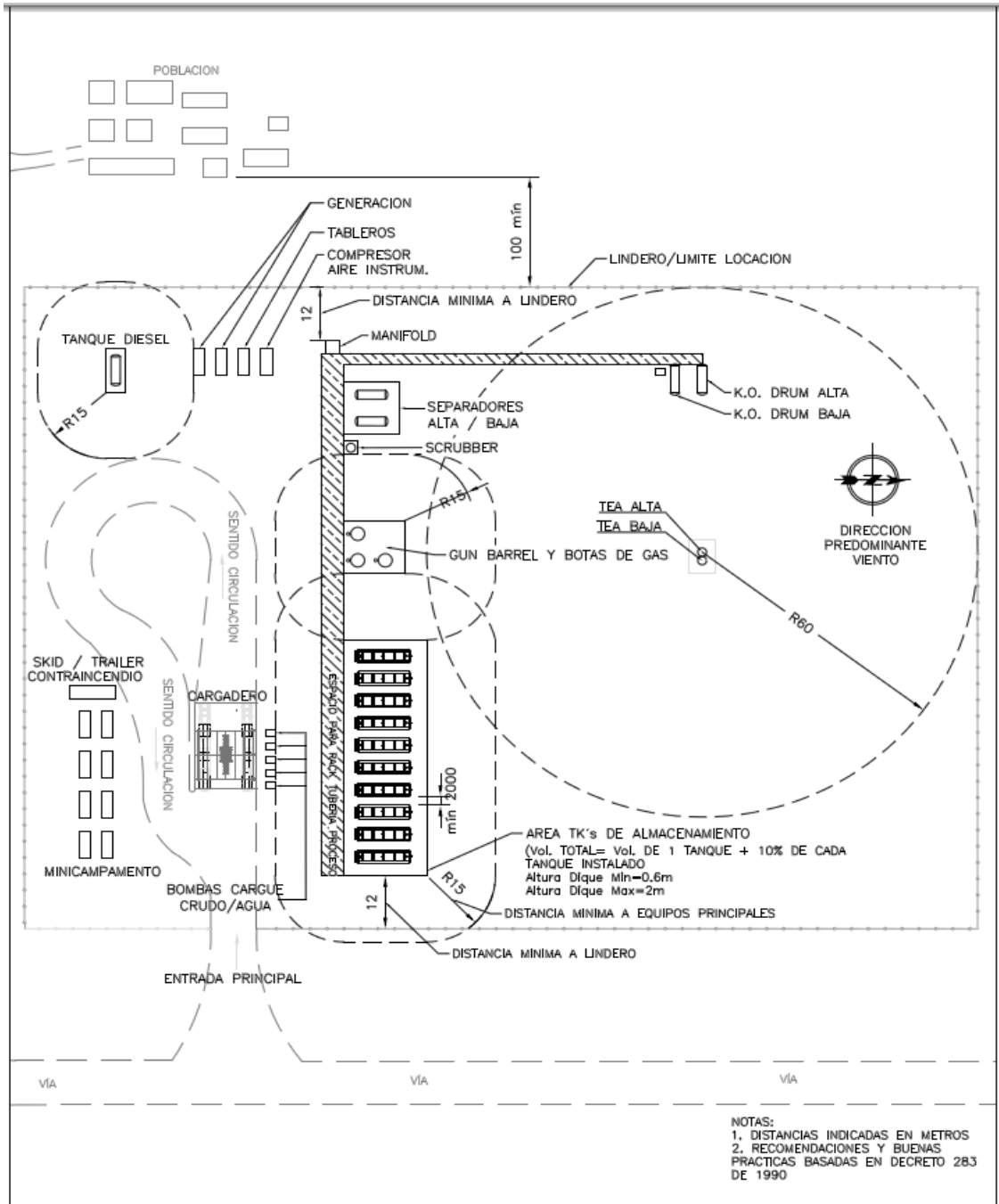
Los Plot Plan's presentado en los casos 1 y 2 (Ilustración 5 y 6 respectivamente) es una muestra de las características y detalles que debe contener este documento.

Ilustración 5. Plot Plan Caso 1



Fuente: Petrominerales

Ilustración 6. Plot Plan Caso 2



Fuente: Petrominerales

Descripción General del Proceso

Este documento debe tener lo siguiente:

- ❖ Nombre del Proyecto: donde se presenta el nombre del proyecto, nombre de la empresa operadora.
- ❖ Ubicación: lugar, departamento, población más cercana al pozo donde se desarrollará la prueba.
- ❖ Alcance del Proyecto: se define si es una prueba corta o extensa, y los compromisos contractuales del Contratista.
- ❖ Datos de referencia: la información entregada por Petrominerales en Pliegos licitatorios o directamente al Contratista.
- ❖ Datos de entrada: Los flujos, Presión, Temperatura, características de los fluidos disponibles a ser utilizados en el diseño de la instalación.
- ❖ Descripción del Proceso: se describen todo los sistemas considerados para el diseño de la prueba que garanticen la entrega de los productos en las condiciones especificadas. Como mínimo debe contar con los siguientes sistemas:
 - **Manifold de entrada:** Donde se indique el rating de la tubería y accesorios, instrumentos a instalar.
 - **Sistema de Separación,** Se presenta el separador con sus características, instrumentación, tuberías, capacidad de manejo de fluidos
 - **Sistema de tratamiento del Crudo:** Equipos a utilizar, su capacidad temperaturas a controlar.
 - **Almacenamiento y Despacho del Crudo y Agua de Producción:** dimensiones de los tanques, capacidad de almacenamiento, flexibilidades operacionales como recibo y entrega a Carrotanques, tipo cantidad y capacidad de las bombas de cargue. Facilidades de medición y sus características.
 - **Sistema del Gas de producción:** Cantidad y equipos requeridos para manejar este gas y cuál es su destino final.
 - **Sistema de Tea.** Se debe indicar capacidad, dimensiones del K.O.Drum y la tea.
 - **Sistema de Drenajes:** Se debe indicar si se utilizarán drenajes abiertos y/o cerrados, su capacidad y equipos requeridos.
 - **Sistema de Aire para Instrumentos e Industrial.** Se debe verificar que el sistema tenga un respaldo en caso de falla eléctrica. Cuál es su capacidad en SCFM.
 - **Sistema de Inyección de Químicos:** chequear los tipos de químicos a inyectar y para cada caso verificar la capacidad y cabeza de las bombas, requeridas según el punto de inyección.
 - **Sistema de Diesel:** Debe mostrar la capacidad de almacenamiento y si requiere bomba de distribución.
 - **Sistema Contra incendios** (según aplique). Al menos indicar que equipos se utilizarán y donde estarán ubicados.

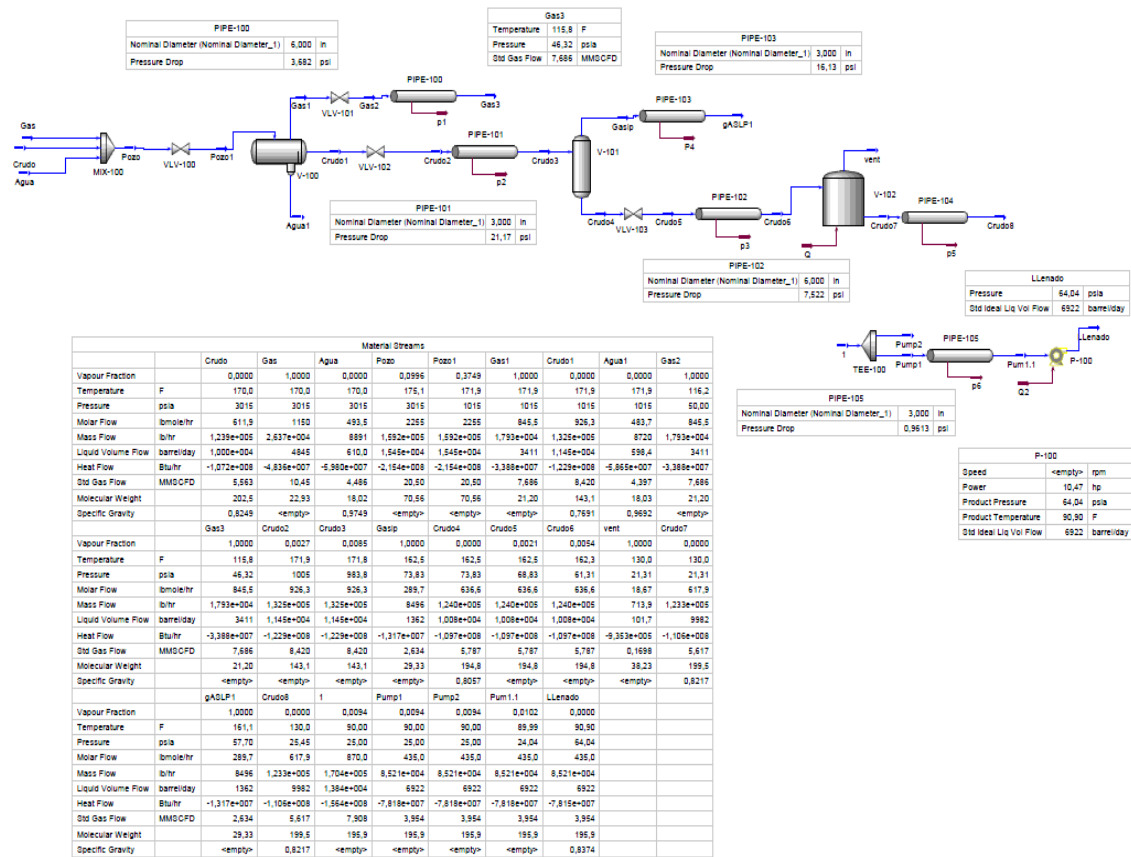
En el caso de pruebas cortas esta descripción es resumida y simplemente presenta la secuencia de los equipos, capacidades y función.

Simulación de Proceso

Cuando se dispone de la caracterización de los fluidos existen software en la industria que permiten realizar balances de Masa & Energía del fluido del pozo a una presión y temperatura definida. A la condición seleccionada, se conoce como se separan las fases del fluido y el software tiene incorporadas las ecuaciones que permiten ver el comportamiento de los equipos más comunes utilizados en la industria del petróleo. El software más utilizado en el mercado es el Hysys desarrollado por ASPEN.

Para el caso 2 (Ilustración 7) se presenta como ejemplo un PDF típico que desarrolla el Hysys cuando se hace una simulación.

Ilustración 7. Ejemplo de un PDF Típico desarrollado en simulador HYSYS®



Fuente: PetroTiger

Diagrama de Tubería e Instrumentación.

Este documento es un plano más detallado que el PFD, en él se muestra en forma secuencial los equipos a utilizar en la instalación. Para cada equipo, se muestra sus características más importantes como identificación, tamaño (Diámetro y largo/altura entre costuras), ANSI, capacidades de manejo de fluidos, materiales, esto en cajetillas especiales en la parte superior del plano. En el cuerpo del equipo, los instrumentos asociados para su operación con sus puntos de ajuste, señales de los instrumentos y sus acción, por ejemplo cuando se tiene sistema de parada de emergencia(ESD) que instrumentos activan ese sistema o paran una bomba, o cuando hay falla de aire de suministro de instrumentos que posición mantienen las válvulas de control. Indica los diámetros de las tuberías y sus accesorios como codos, reducciones, bridas, válvulas, mostrando su rating, servicio o fluido, material, espesor, si se tiene algún tipo de aislamiento (numeración de la línea). Cada línea cuando sale de un equipo si no llega al siguiente en el mismo plano se debe indicar el número del plano y el equipo donde llega.

Siempre que Petrominerales solicite un P&ID, debe exigir un plano de la simbología utilizada en la elaboración de los planos, para poder identificar las imágenes, verificar como se identifican los equipos, instrumentos, las líneas, y paquetes especiales. El P&ID presentado en el Ítem (Ilustración 8), es un ejemplo del contenido y presentación de este documento.

Normas aplicables en el Diseño

La especialidad de proceso utiliza las buenas prácticas de la ingeniería utilizadas en la industria del petróleo. Estas prácticas son presentadas por el encargado de la ingeniería en el documento llamado Bases y Parámetros de Diseño.

A) Para la elaboración de los documentos se siguen los procedimientos de Petrominerales como:

- ❖ Procedimiento para Elaboración de Planos de Petrominerales
- ❖ Procedimiento de Normalización de documentos de Petrominerales.

B) Normas internacionales aplicables para el diseño de equipos de Proceso. Entre otras.

Tabla 2. Normas Aplicables en Diseño de equipos de Proceso

API 2000	Ventilación Atmosférica y Tanque Atmosféricos
API RP 520	Dimensionamiento, Instalación y selección de instrumentos de alivio de presión en refinerías
API RP 521	Guía para alivio de presión y sistemas de despresurización
API 12J	Especificación para separadores de líquidos y gas

Fuente: El Autor

C) Normas Nacionales

- ❖ Protocolo para el Control y Vigilancia de la Contaminación Atmosférica Generada por Fuentes Fijas. Emitido por el Ministerio de Ambiente, vivienda y desarrollo territorial

2.4. CARACTERÍSTICAS LABORATORIO PARA WELL TESTING

Para el desarrollo de las pruebas de Well Testing es necesario el análisis continuo de los fluidos, de esta manera se requiere un laboratorio básico que cuente como mínimo con:

Caseta de Laboratorio dotada con aire acondicionado y los siguientes equipos, herramientas y reactivos (sin limitarse a ellos) con sus certificados de calibración actualizados, necesarios para el análisis y medición de las diferentes características y propiedades de los fluidos de formación producción por el pozo:

- Gravitómetro Gas
- Centrifuga eléctrica con capacidad de centrifugar tubos de ensayo del tipo “zanahoria”.
- Resistómetro de alta precisión
- Probetas y pipetas
- Medidor de PH electrónico y de papel, de alta resolución para fluidos ácidos y alcalinos.

- Reactivos suficientes para titulación como:
 - a) Solución de Nitrato de plata al 0.0001 N y 0.0001 N
 - b) Cromato de Potasio, reactivos químicos, rompedores de emulsión y disolventes necesarios.
- Termómetros
- Detector tipo Dragger (opcional) para H₂S y CO₂.
- Hidrómetros de alta y baja densidad
- Calentador de muestras
- Kart Fisher, con su balanza analítica y su homogeneizador.
- Salinómetro.

Teniendo en cuenta las calidades de los fluidos a producir, el laboratorio deberá contar con los equipos adecuados que garantice la medición real de los parámetros como corte de agua, medición de BSW, °API, Viscosidad del Crudo y del agua. Entre otros equipos se deberá contar con centrífuga, Karl Fisher, Viscosímetro para medir a 3 rangos de temperatura, además de kit de medición de arenas.

3. OBRAS CIVILES PARA PRUEBAS DE WELL TESTING

3.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MONTAJE CIVIL

Las siguientes son las normatividades de las especificaciones técnicas de construcción:

- ❖ Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC)
- ❖ American National Standards Institute (ANSI)
- ❖ Código Colombiano de la Construcción
- ❖ Especificaciones técnicas de PETROMINERALES para pozos exploratorios y facilidades tempranas
- ❖ Especificaciones para construcción del INVIAS
- ❖ American Association of State Highways and Transportation Officials (AASHTO)
- ❖ American Concrete Institute(ACI)
- ❖ American Institute Steel Construction(AISC)
- ❖ American Iron and Steel Institute (AISI)
- ❖ American Society of Mechanical Engineering(ASME)
- ❖ American Society for Testing and Materials (ASTM)
- ❖ American Welding Society(AWS)
- ❖ Federal Highway Administration(FHWA)
- ❖ Federal Test Method Standards(FTMS)
- ❖ Instituto Colombiano de Productores de Cemento (ICPC)
- ❖ International Standard Organization (ISO)
- ❖ Especificaciones Técnicas del Contrato.
- ❖ NFPA-30
- ❖ Normatividad ambiental (LA)

Dentro de las actividades necesarias para la construcción de Well Testing se encuentran las siguientes:

Diseño

Esta actividad es desarrollada por la coordinación de Obras Civiles de Diseño durante la etapa exploratoria junto con la formulación de la ingeniería de las locaciones. En esta revisión se destinan las áreas para Well Testing basados en la información ambiental, predial, Layout del equipo de perforación y condiciones específicas del terreno.

Dentro de los aspectos a tener en cuenta para la destinación de áreas se encuentra:

- ❖ Sentido predominante del viento: Información que se obtiene de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) del área de interés y con la cual se ubican las zonas de Well Testing buscando que los gases inflamables se alejen de las fuentes de ignición. Se considera la dirección del viento predominante para tratar de alejar los gases tóxicos e inflamables de las

zonas donde puedan ocasionar daños a personal o ser los responsables de la producción de fuego o explosiones.

- ❖ Topografía: El sitio deberá estar en un nivel que elimine el riesgo de inundación y el riesgo de que fluidos inflamables fluyan hacia otros equipos, campamentos o edificaciones. Las zonas con bajas pendientes son apropiadas para propósitos de drenajes y facilita la etapa de construcción. Cuando no hay zonas planas se construyen terrazas mediante cortes y rellenos compensados para adecuar el área.
- ❖ Distancia entre equipos: Distancia mínima de 20 mts. de separación entre el área de generación y área de almacenamiento de Well Testing. De acuerdo con la Tabla de Recomendaciones de Espaciamientos de Equipos PIP PNC00003 de la BP “Process Unit and Off sites Layout Guide”, la separación mínima debe ser de 50 ft (15 metros). De acuerdo al estándar de seguridad de Petrominerales se estimó una separación de 20 mts, sin embargo cuando no se tenga área suficiente y se requiera reducir espacios o costos y luego de verificación con las áreas de facilidades y Well Testing se podrá reducir a un mínimo de 15 metros. (Ver planos típicos de Well Testing)
- ❖ Malla a Tierra: Instalación de mallas a tierra para el aterrizaje de equipos (de acuerdo a diseño entregado por coordinación eléctrica que da cumplimiento al RETIE) (Ver plano típico – Well Testing)
- ❖ Banco de Ductos: Construcción de bancos de ductos y cajas de afloramiento según detalle de bancos de ductos en arena.(ver plano típico – Banco de ductos)
- ❖ Normatividad Ambiental: Se tienen en cuenta las zonas de exclusión de acuerdo con la Licencia Ambiental del área entre las cuales se encuentran:
 - Esteros, Morichales, lagunas, bajos inundables, pantanos y sus rondas de protección de 100 metros (o lo que establezca la licencia), medidos desde la margen externa a partir de la franja de vegetación protectora de los cuerpos de agua o de la cota máxima de inundación (en caso de no contar con dicha vegetación).
 - Las casas de habitación, centros educativos, casetas comunales, y centros poblados con una ronda de protección entre 100 y 500m acorde con la Normatividad de Ministerio de Minas Decreto 0283 de Enero 30 de 1990.
 - La infraestructura para el abastecimiento de servicios públicos y sociales, acueductos veredales, bocatomas, y demás infraestructura asociada al recurso hídrico en una ronda de protección de 100 metros a su alrededor o lo establecido en la licencia y Normatividad de Ministerio de Minas.
 - Infraestructura asociada a las viviendas y actividades económicas de los predios del AID, tales como: cultivos de autoconsumo, estanques, y demás infraestructura social y económica que se pueda presentar en la zona.

- Rios, caños, cañadas y en general todos los cuerpos de agua temporales o permanentes y sus zonas de inundación, La ronda de protección será una franja de 30 m. paralela a la cota máxima de inundación, o a la del cauce si este no registrare divagación. En todo caso, la ronda no podrá ser menor a la establecida por las autoridades locales y/o regionales. Se exceptúan los sitios de captación de aguas, descarga de vertimientos y ocupación de cauces autorizados (para cruces viales y de líneas de flujo).
- Bosques de Galería y el bosque natural fragmentado e acuerdo con lo establecido en la Licencia Ambiental.
- Áreas circundantes a nacederos, pozos y/o aljibes abastecedores de las actividades sociales y/o productivas de la comunidad.
- Derecho de vía de gasoductos y oleoductos.
- Zonas de inundación:
 - Distancia a nacederos respetando ronda de 100 mts de radio.
 - Otras restricciones dependiendo del área y lo establecido en la respectiva Licencia Ambiental.

Los diseños desarrollados para cada una de las locaciones es presentado y validado por las áreas operativas involucradas, una vez se cuenta con el visto bueno se procede a oficializar los planos de construcción.

Visita de obra

Con el fin de revisar necesidades de obra civil adicionales a las contempladas en los diseños típicos y coordinar la logística necesaria para la prueba, antes de proceder con la creación de las órdenes de trabajo se debe realizar una visita interdisciplinaria, en esta visita de obra participa personal eléctrico, mecánico, civil, perforación, completamiento, Ambiental, HS, y Well Testing; con esta información y las necesidades recopiladas en campo se procede a estimar las cantidades de obra, solicitud de servicio y Orden de trabajo.

3.2. CONSTRUCCIÓN DE OBRAS CIVILES PARA WELL TESTING

Para la construcción del Well Testing se cuenta con ingeniería típica, la cual es empleada para la prueba de pozo. Los entregables de obra civil requeridos y las actividades que los componen son los siguientes:

Diques y contención perimetral

Actividades:

- ❖ Localización y Replanteo.
- ❖ Nivelación y Relleno.
- ❖ Instalación de Geo-membranas.
- ❖ Instalación de Sacosuleos y / o Maletines.
- ❖ Tratamiento de Juntas y pases de tubería en Geo-membranas.

Dimensiones:

Ares de Well Testing a nivelar 41x 20 mts. (Ver planos típicos)

Parámetros HS:

Verificación de condiciones iniciales.

- ❖ Revisión del plan de HSE firmado por Gerente de la contratista y aprobado por Petrominerales
- ❖ Visita de reconocimiento del área
- ❖ Reunión pre inicio de actividades con el contratista (Se retroalimentan lineamientos de Petrominerales de estricto cumplimiento y con base a los TOR.)
 - ASTs y procedimientos constructivos
 - Plan de seguridad vial específico para la actividad (Identificación de peligros previo al inicio de la actividad)
 - Plan de emergencias aterrizado al proyecto
 - Programa de salud laboral: Cronograma de actividades promoción y prevención
 - Cronograma de actividades HSE mes a mes, semestral o anual
 - Certificados de equipos y personal por entes avalados por Petrominerales
 - Pagos de seguridad social, certificados de aptitud física, carné de vacunas, acta de entrega de dotación del personal a ingresar
 - Registros de inducción y evaluación de la misma
 - Diligenciamiento de fichas médicas
- ❖ Se solicita a contratista la siguiente logística en campo
 - Carpas en buen estado
 - mesas o comedores para el personal
 - Termos para almacenamiento de agua para consumo
 - Tableros de gestión a la vista (Políticas, reglamentos, lecciones aprendidas, petroviales, datos de obra, personal, etc.)
 - Camilla rígida, botiquines e inmovilizadores de extremidades y cervical.
 - Extintores
 - Armado de casetas para almacenamiento de residuos de acuerdo a código de colores y puntos ecológicos
 - Armado de caseta para almacenamiento de sustancias químicas (Con dique), MSDSs y matriz de compatibilidad
 - Armado de almacén (Herramientero, estantes, puntos de acopio de materiales señalizados)
 - Construcción de dique para almacenamiento de combustibles (si aplica), extintor satélite, kit de contingencias y puesta a tierra.
 - Señalización (Punto encuentro, rutas de evacuación, Uso de EPP, maquinaria en la vía, obreros en la vía, de aproximación a obra, entrada y salida de volquetas, velocidad máxima, entre otras.

Parámetros de construcción

La altura de los diques estará acorde al cumplimiento de la norma NFPA - 30 Flammable and Combustible Liquids y específicamente en el numeral 2.3.2.3.2, donde se especifica que la capacidad de almacenamiento del dique permitirá contener el volumen total del recipiente de mayor tamaño. El diseño se deberá calcular para soportar una capacidad de almacenamiento del 110% de recipiente de mayor volumen y se tendrá especial cuidado en los cálculos, descontando de la capacidad efectiva del dique el volumen de otros recipientes que puedan estar contenidos en este. Para el llenado de los maletines que harán de veces de dique se empleará agua proveniente de los puntos autorizados de captación.

Construcción placas en concreto para Gun Barrel y cargadero provisional

Actividades:

- ❖ Localización y Replanteo.
- ❖ Excavación Mecánica y / o Excavación Manual.
- ❖ Nivelación y Céreo.
- ❖ Instalación de Acero de Refuerzo.
- ❖ Vaciado de Concreto.

Dimensiones:

Placa Gun barrel:

(L x A) = 13 x 8 mts (ver planos típicos)

Espesor = 0.4 mts.

Doble Malla Q7.

Concreto 3.000 PSI

Placa Cargadero provisional:

(L x A) = 3 x 2 mts (ver planos típicos)

Espesor = 0.2 mts.

Doble Malla 6.

Concreto 3.000 PSI

Parámetros HS:

Verificación de condiciones iniciales. Y los mismos parámetros de HS de la construcción de diques y contención perimetral

Facilidades para manejo de aguas lluvias y aguas aceitosas

Actividades:

- ❖ Instalación de tubería de $\frac{3}{4}$ de Pulgada.
- ❖ Instalación de Válvulas $\frac{3}{4}$ de Pulgada.
- ❖ Tratamiento de Juntas y pases de tubería en Geo-membranas.

Parámetros HS:

Verificación de condiciones iniciales. Y los mismos parámetros de HS de la construcción de diques y contención perimetral

Parámetros de construcción

Se empleara tubería PVC, la cual deberá conectarse a los sistemas de drenaje (cunetas) de la locación. Cualquier tubería instalada deberá contar con Válvulas de cierre que permitan la atención de derrames y mantenimientos de los diques.

Construcción terraplén y cimentación TEA de baja

Actividades:

- ❖ Localización y Replanteo.
- ❖ Instalación de Geotextil – (Terraplén).
- ❖ Relleno y Compactación – (Terraplén).
- ❖ Excavación Mecánica y / o Excavación Manual.
- ❖ Nivelación y Céreo.
- ❖ Instalación de Acero de Refuerzo.
- ❖ Vaciado de Concreto.
- ❖ Construcción de mampostería.

Placa Tea:

Este diseño aplica para la tea de Well Testing de 20 metros
(L x A) = 3 x 3mts (ver planos típicos)

Espesor = 0.1mts.

Sencilla Malla Q3.

Concreto 1.500 PSI

Mampostería Perimetral: H= 0.3 mts.

En este Manual se han utilizado normas y recomendaciones expedidas por las instituciones listadas en el numeral 3.1. Y cuando a alguna de ellas se hace referencia en el texto, formarán parte integral de estas especificaciones. Se aplicará su última edición o revisión vigente en la fecha de presentación de la propuesta. Para ampliar la información, favor remitirse a las especificaciones de obras civiles, con el coordinador o interventor de obras civiles.

4. MONTAJE ELÉCTRICO PARA PRUEBAS DE WELL TESTING

4.1. SEGURIDAD ELÉCTRICA

Para el diseño eléctrico se debe seguir la legislación y normatividad nacional NTC 2050 y El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.

Es importante seguir las recomendaciones que dictan éstas normas y generar procedimientos seguros en cada uno de los trabajos eléctricos, es responsabilidad de todos velar por la seguridad de las personas, equipos y procesos.

El propósito de esta sección es proveer, de forma practica un área de trabajo segura para las personas, Equipos y procesos, relacionados con el uso de la electricidad

Proceso para obtener una condición de trabajo eléctricamente segura.

- ❖ Determinar todas las posibles fuentes de suministro de energía eléctrica al equipo específico.
- ❖ Revisar los planos diagramas y etiquetas de identificación.
- ❖ Después de interrumpir la corriente de carga, abrir los dispositivos de desconexión de cada fuente.
- ❖ Verificar la apertura de las cuchillas o que los interruptores extraíbles se encuentran en la posición de desconexión total.
- ❖ Instalar los dispositivos candado/etiquetado de acuerdo con la política documentada y establecida.
- ❖ Utilizar el detector de tensión
- ❖ Si existe la posibilidad de tensión inducida aterrizar.
- ❖ Recuerde las reglas de oro para trabajar con electricidad

Reglas de oro para trabajos eléctricos

1ª Regla de oro: Abrir con corte visible todas las fuentes de tensión mediante interruptoras y seccionadoras que aseguren la imposibilidad de su cierre intempestivo.

2ª Regla de oro: Enclavamiento o bloqueo, si es posible, de los aparatos de corte y señalización en el mando de éstos.

3ª Regla de oro: Reconocimiento de la ausencia de tensión.

4ª Regla de oro: Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión.

5ª Regla de oro: Colocar las señales de seguridad adecuadas, delimitando la zona de trabajo.

Normas aplicables

Tabla 3. Normatividades en Seguridad Eléctrica

ESTANDAR	NOMBRE	Fecha de Publicación
NFPA 70E	Standard for Electrical Safety in the Workplace	2012
NTC 2050	Código Eléctrico Colombiano	1998
API RP 540	Electrical Installations in Petroleum Processing Plants	1999
NFPA 70	National Electric Code	2006
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas para Colombia	2008

Fuente: El Autor

Ilustración 9. Símbolos eléctricos.

CAJA DE EMPALME	CORRIENTE CONTINUA	CENTRAL HIDRAULICA EN SERVICIO	CENTRAL SISIMICA EN SERVICIO	CONDUCTORES DE FASE	CONDUCTOR NEUTRO	SECCIONADOR	SUBESTACION	SUBESTACION
CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA	CONMUTADOR UNIPOLAR	CONTACTO DE CORTE	CONTACTO CON DISPARO AUTOMATICO	CONTACTO SIN DISPARO AUTOMATICO	CONTACTO OPERADO MANUALMENTE	MASA	PARADA DE EMERGENCIA	TIERRA
DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES	DETECTOR AUTOMATICO DE INCENDIO	DISPOSITIVO DE PROTECCION DE SOBRETENSIONES	DPS TIPO VARISTOR	DOBLE AISLAMIENTO	EMPALME	TABLERO GENERAL	TABLERO DE DISTRIBUCION	TOMA CORRIENTE SIMBOLO GENERAL
EQUIPOTENCIALIDAD	EXTINTOR PARA EQUIPO ELECTRICO	FUSIBLE	GENERADOR	INTERRUPTOR SIMBOLO GENERAL	INTERRUPTOR AUTOMATICO EN AIRE	TOMACORRIENTE TRIFASICO	TRANSFORMADOR SIMBOLO GENERAL	TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO
INTERRUPTOR BIPOLAR	INTERRUPTOR CON LUZ PILOTO	INTERRUPTOR UNIPOLAR CON TIEMPO DE CIERRE LIMITADO	INTERRUPTOR DIFERENCIAL	INTERRUPTOR UNIPOLAR CON DOS VIAS	INTERRUPTOR SECCIONADOR PARA AT	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO	LAMPARA	TOMACORRIENTE EN EL PISO

Fuente: RETIE, NTC 2050, NEC

Señalización de Seguridad









Las tablas presentadas a continuación estandarizan las formas, colores de Pictograma, borde, fondo etc. Para las señales en seguridad industrial.

Tabla 4. Clasificación de colores para las señales de seguridad.

Tipo de Señal de Seguridad	Forma Geométrica	Color			
		Pictograma	Fondo	Borde	Banda
Advertencia o Precaución	Triangular	Negro	Amarillo	Negro	-
Prohibición	Redonda	Negro	Blanco	Rojo	Rojo
Obligación	Redonda	Blanco	Azul	Blanco /Azul	-
Información Contra Incendios	Rectangular o Cuadrada	Blanco	Rojo	-	-
Salvamento o socorro	Rectangular o Cuadrada	Blanco	Verde	Blanco/Verde	-

Fuente: Tabla 10 de RETIE

Tabla 5. Principales Señales de Seguridad.

Descripción	Pictograma	Señal
Equipo de primeros auxilios	Cruz Griega	
Materiales inflamables o altas temperaturas	Llama	
Materiales tóxicos	Calavera con tibias cruzadas	
Materiales corrosivos	Mano carcomida	
Materiales radiactivos	Un trébol convencional	
Riesgo eléctrico	Un rayo o arco	
Símbolo de protección obligatoria de los pies	Botas con símbolo de riesgo eléctrico	
Símbolo de prohibido el paso	Peatón caminando con línea transversal sobrepuesta	
Debe utilizarse protección para la cabeza	Cabeza de persona con casco	
Debe utilizarse protección para los ojos	Cabeza de persona con gafas	
Debe utilizarse protección para los oídos	Cabeza de persona con auriculares	
Debe utilizarse protección para las manos	Guante	

Fuente: Tabla 11 de RETIE

Distancias de Seguridad

Las partes energizadas a las que el trabajador pueda estar expuesto se deben poner en condición de trabajo eléctricamente seguro antes de trabajar en o cerca de ellas, a menos que se demuestre que des energizar introduzca riesgos adicionales.

Uno de los Riesgos asociados a la Electricidad es el Arco Eléctrico (Arc Flash) el cual puede producir quemaduras y golpes Físicos debido al efecto causado por la onda expansiva, por esto que se han implementado unas Distancias que mitiguen este Riesgo dividiendo las distancias en Límite de Aproximación Segura, Límite de Aproximación Restringida y Límite de aproximación Técnica.

El límite de aproximación Segura es aquella distancia en que la energía incidente sea menor a 1,2 cal/cm² esta distancia varía según la evaluación de cortocircuito asociada al punto de trabajo. El límite de aproximación restringida debe ser señalizado ya sea con una franja visible hecha con pintura reflectora u otra señal que brinde un cerramiento temporal y facilite al personal no autorizado identificar el máximo acercamiento permitido. El límite de aproximación Técnica es aquel que solo personal calificado, después de hacer una correcta evaluación del Riesgo y cumplir con los procedimientos de seguridad necesarios puede desarrollar su trabajo y cumplir estas distancias.

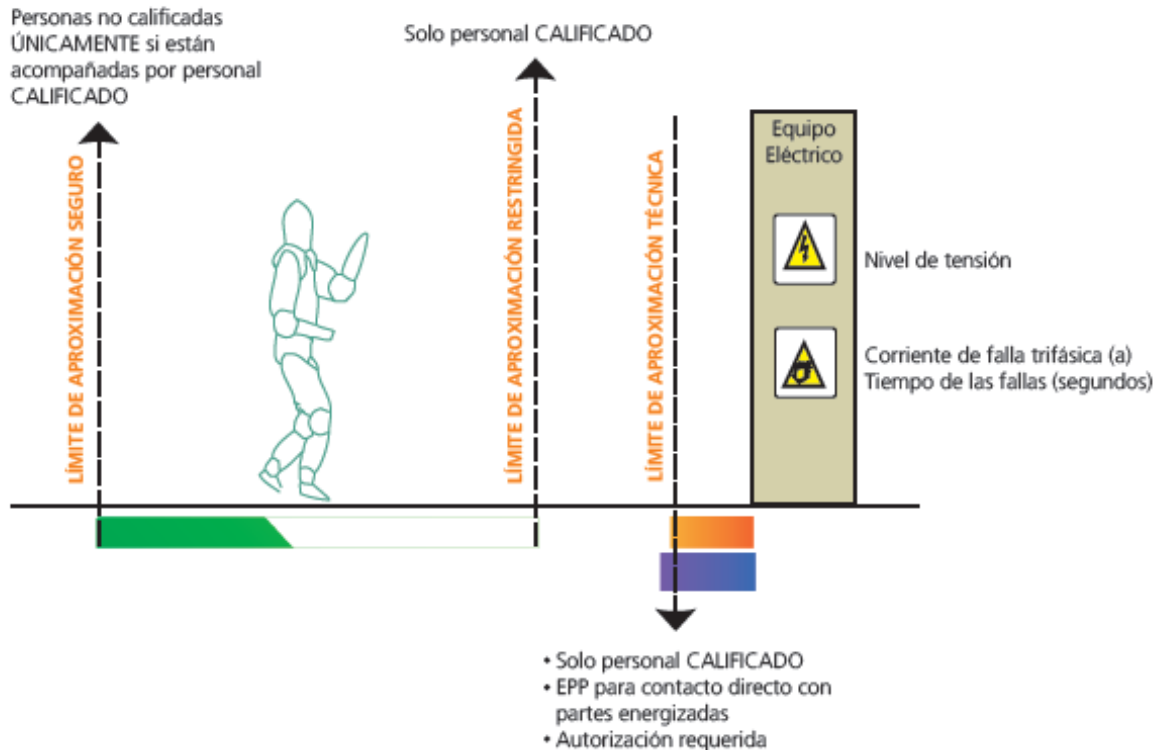
La siguiente Tabla e Ilustración muestran las recomendaciones en cuanto a distancia de seguridad de acuerdo a la tensión.

Tabla 6. Límite de aproximación a partes energizadas de equipos.

Tensión Nominal Del Sistema (fase - fase)	Límite De Aproximación Seguro (m)		Límite De Aproximación Restringida (m) Incluye Movimientos Involuntarios	Límite De Aproximación Técnica (m)
	Parte Móvil Expuesta	Parte Fija Expuesta		
51 V - 300 V	3,00	1,10	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V - 750 V	3,00	1,10	0,30	0,025
751 V - 15 kV	3,00	1,50	0,66	0,18
15,1 kV - 36 kV	3,00	1,80	0,78	0,25
36,1 kV - 46 kV	3,00	2,44	0,84	0,43
46,1 kV - 72,5 kV	3,00	2,44	0,96	0,63
72,6 kV - 121 kV	3,25	2,44	1,00	0,81
138 kV - 145 kV	3,35	3,00	1,09	0,94
161 kV - 169 kV	3,56	3,56	1,22	1,07
230 kV - 242 kV	3,96	3,96	1,60	1,45
345 kV - 362 kV	4,70	4,70	2,60	2,44
500 kV - 550 kV	5,80	5,80	3,43	3,28

Fuente: Tabla 20 de RETIE

Ilustración 10. Límites de Aproximación



Fuente: Imagen 9 de RETIE

4.2. GENERADORES, SISTEMA DE TRANSFERENCIA Y DISTRIBUCIÓN

Entregables de Ingeniería

El ingeniero de Petrominerales debe exigir un listado de cargas en el cual se especifique la tensión y potencia exigida por cada equipo, así como el total de carga demandada por todos los equipos de la prueba donde se incluyan bombas, motores, casetas, oficinas, iluminación etc.

Basados en estas cargas se debe validar que el generador Eléctrico supla esta energía en PRIME (Carga variable por tiempo ILIMITADO, la información se encuentra en el Data Sheet del equipo), así mismo se debe contar con un generador de respaldo el cual debe suplir las mismas necesidades de carga en STAND BY (Suministro de carga en Emergencia, carga por tiempo limitado varía según cada equipo y la información se encuentra en el Datasheet del equipo).

Se debe definir en cada caso si se necesita tablero de sincronismo para transferencia Eléctrica, o Tablero con enclavamiento Mecánico (El más Utilizado en instalaciones Provisionales). Los tableros de distribución y transferencia que se

utilicen en campo deben contar con el grado de protección IP (International Protection) de acuerdo al ambiente y lugar de instalación (Interior o exterior)

Los tableros deben contar con certificado de una entidad acreditada por el ONAC (Organismo Nacional de Acreditación en Colombia) que certifique su producto según RETIE.

Documentos de Respaldo

- ❖ Listado de cargas
- ❖ Data Sheet de Generadores
- ❖ Certificado de construcción avalado por una entidad acreditada por el ONAC o equivalente en cuanto a la construcción del cofre.
- ❖ Los tableros de Distribución deben contar con diagrama unifilar actualizado.
- ❖ Los tableros deben contar con frente muerto luego de la puerta principal

Equipos Usados

Generador: La selección del generador se hace teniendo en cuenta la carga exigida por el sistema y el tipo de combustible que necesita el generador, su instalación debe cumplir lo reglamentado en el Código eléctrico Colombiano NTC 2050, además de seguir las recomendaciones realizadas por el constructor del generador. Es importante que el generador tenga Cabina Insonorizada y el área de instalación esté debidamente delimitada con las indicaciones que apliquen. El generador como todo equipo debe estar conectado a tierra para tener una referencia de tensión y estar dentro del sistema de equipotencialización.

Ubicación: Lo ideal es instalarlo en un lugar de fácil acceso e iluminado para facilitar las operaciones de mantenimiento. Los generadores eléctricos se pueden instalar a la intemperie o bajo techo. Se recomienda que sean generadores insonorizados y a prueba de intemperie para evitar los costos de shelter.

Montaje: los generadores eléctricos deben montarse sobre superficies niveladas, utilizando soportes anti vibratorios si fuera necesario (generalmente estos soportes anti vibratorios ya vienen con el patín del generador). La mayoría de las superficies niveladas son idóneas, aunque debería consultar con un ingeniero civil para montajes sobre tierra o techo.

Ventilación y refrigeración: es importante asegurarse de que el generador eléctrico disponga de suficiente ventilación para mantenerlo refrigerado y eliminar el exceso de emanaciones gaseosas y de calor producidas por la combustión del motor.

Tablero de Distribución: En la selección de un tablero de distribución o control es importante conocer el tipo de encapsulado que se requiere de acuerdo al tipo de uso interno, externo o área Clasificada.

Tipos de protección: Los equipos diseñados para trabajo en ambientes hostiles deben cumplir con ciertos estándares que aseguren su robustez y permitan saber hasta dónde pueden llegar en su utilización. Para saber si un equipo es el adecuado para una aplicación que funcionará bajo condiciones extremas, es necesario revisar sus especificaciones mecánicas, donde generalmente se encuentra grados IP, NEMA o IEC.

Definición IP (Ingress Protection).

El sistema de clasificación IP proporciona un medio de clasificar el grado de protección de sólidos (como polvo) y líquidos (como agua) que el equipo eléctrico y gabinetes deben reunir. El sistema es reconocido en la mayoría de los países y está incluido en varios estándares, incluyendo el IEC 60529.

Los números IP son frecuentemente indicados en gabinetes, conectores, etc. El tercer dígito, referente a la protección contra impactos mecánicos es generalmente omitido.

Tabla 7. Referencia Números IP

	Primer Numero- Protección contra solidos		Segundo Numero- Protección contra líquidos		Tercer Numero - Protección contra impactos mecánicos (generalmente omitido)
0	Sin protección	0	Sin protección	0	Sin protección
1	Protegido contra objetos solidos de más de 50 mm	1	Protegido contra gotas de agua que caigan verticalmente.	1	Protegido contra impactos de 0.223 joule
2	Protegido contra objetos solidos de más de 12 mm	2	Protegido contra rocíos directos a hasta 15° de la vertical	2	Protegido contra impactos de 0.375 joule
3	Protegido contra objetos solidos de más de 2.5 mm	3	Protegido contra rocíos directos a hasta 60° de la vertical	3	Protegido contra impactos de 0.5 joule
4	Protegido contra objetos solidos de más de 1mm	4	Protegido contra rocíos directos de todas las direcciones- entrada limitada permitida.	4	Protegido contra impactos de 2.0 joule

5	Protegido contra polvo-entrada limitada permitida	5	Protegido contra chorros de agua a baja presión de todas las direcciones- entrada limitada permitida.	5	Protegido contra impactos de 6.0 joule
6	Totalmente protegido contra polvo	6	Protegido contra fuertes chorros de agua de todas las direcciones- entrada limitada permitida	6	Protegido contra impactos de 20.0 joule
7		7	Protegido contra los efectos de la inmersión de 15 cm- 1m.	7	
8		8	Protegido contra largos periodos de inmersión bajo presión.	8	

Fuente: IEC 60529.

Definición NEMA (National Electrical Manufacturers Association).

Este es un conjunto de estándares creado, como su nombre lo indica, por la Asociación nacional de Fabricantes Eléctricos (E.U.). Los estándares más comúnmente encontrados en las especificaciones de los equipos son los siguientes:

NEMA 4. Sellado contra el agua y polvo. Los gabinetes tipo 4 están diseñados especialmente para su uso en interiores y exteriores, protegiendo el equipo contra salpicaduras de agua, filtraciones de agua, agua que caiga sobre ellos y condensación externa severa. Son resistentes al granizo pero no a prueba de granizo (hielo). Deben tener ejes para conductos para conexión sellada contra agua a la entrada de los conductos y medios de montaje externos a la cavidad para el equipo.

NEMA 4X. Sellado contra agua y resistente a la corrosión. Los gabinetes tipo 4X tienen las mismas características que los tipo 4, además de ser resistentes a la corrosión.

NEMA 12. Uso industrial. Un gabinete diseñado para usarse en industrias en las que se desea excluir materiales tales como polvo, pelusa, fibras y filtraciones de aceite o líquido enfriador.

El resto de los tipos de NEMA pueden denominarse a grandes rasgos:

Tabla 8. Clasificación NEMA

Tipo 1	Para Propósitos Generales
Tipo 2	A prueba de Goteos
Tipo 3	Resistencia al Clima
Tipo 3 R	sellado contra la lluvia
Tipo 3 S	Sellado contra la lluvia Granizo o polvo
Tipo 5	Sellado contra polvo
Tipo 6	Sumergible
Tipo 6P	Contra entrada de agua durante sumersiones prolongadas a una profundidad limitada
Tipo 7 (A,B,C o D)	Locales peligrosos CLASE I
Tipo 8 (A,B,C o D)	Locales peligrosos CLASE I, aparatos sumergidos en aceite
Tipo 9 (E,F,G)	Locales Peligrosos CLASE II
Tipo 10	A prueba de Explosiones (para minas de carbón con gases)
Tipo 11	Resistente al ácido o gases corrosivos - sumergido en aceite
Tipo 13	A Prueba de Polvo

Fuente: NEMA

** Las letras que siguen al número indican el grupo o grupos particulares de locales peligrosos según se definen en el National Electrical Code para el que se diseñó el gabinete en cuestión. La designación de este tipo de NEMA está incompleta sin una o varias letras de sufijo.

Buenas Prácticas (Típicos)

Para la llegada eléctrica a los tableros se debe tener en cuenta el cumplimiento de la norma NTC 2050, donde no deben existir cables a la vista que representen peligro a las personas, tener en cuenta si es área Clasificada o vienen de ella los accesorios necesarios para el tipo de llegada de la acometida

Se debe garantizar que la superficie en la que se encuentra el tablero sea limpia y uniforme y si es el caso anclar el tablero para que no tenga riesgo de caída.

4.3. ACOMETIDAS ELÉCTRICAS Y CONEXIONADO DE EQUIPOS

En el sistema de cableado, la conexión de los equipos, la selección de conductores y protecciones, entre otras se deben realizar de acuerdo a la norma NTC 2050, cumpliendo con los estándares mínimos de Seguridad.

Las buenas prácticas en la construcción o la forma en que se mitiguen los riesgos en una instalación provisional garantizarán la seguridad de las personas, de los equipos y continuidad en los procesos.

Normas Aplicables

Tabla 9. Normatividad aplicable

ESTANDAR	NOMBRE	Fecha de Publicación
NTC 2050	Código Eléctrico Colombiano	1998
API RP 540	Electrical Installations in Petroleum Processing Plants	1999
NFPA 70	National Electric Code	2006
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas para Colombia	2008

Fuente: El Autor

Entregables de Ingeniería

Al ser una instalación provisional no está obligada a que tenga un certificado de Inspección RETIE, sin embargo debe existir un responsable eléctrico que efectúe un procedimiento escrito de control de Riesgos Eléctricos de la instalación y se responsabilice del cumplimiento del mismo.

El ingeniero de Petrominerales debe verificar que la construcción de las instalaciones eléctricas esté basada bajo el código eléctrico colombiano NTC 2050, a continuación se brinda algunas pautas para verificar la construcción de la instalación. Documentos de Respaldo: Procedimiento escrito de Control de Riesgos Eléctricos

❖ **Métodos de Alambrado (Cableado)**

En lugares considerados como peligrosos (Clasificados) se debe realizar el cableado eléctrico de los equipos teniendo en cuenta practicas sugeridas en las Secciones 500 a 505 de la norma Técnica Colombiana NTC 2050.

En la siguiente Tabla se muestra apartados de la sección de la norma.

Tabla 10. Aspectos Mandatorios de Cableado

OBLIGACION	NORMA
En lugares Clase I División 1, el alambrado se debe hacer en tubo conduit metálico rígido (Tipo Rigid) roscado NPT, tubo intermedio de acero (tipo IMC) roscado NPT o cables tipo MI con accesorios de terminación aprobados para estos lugares. Todas las cajas, accesorios y juntas de unión deben ser roscados para conectarlos	NTC 2050 501-4

a los tubos o terminaciones de los cables y deben ser a prueba de explosión. Las juntas roscadas deben tener por lo menos cinco hilos que queden completamente metidos. Los cables tipo MI se deben instalar y soportar de modo que se eviten esfuerzos de tensión en sus accesorios terminales.	
Cuando se utilice tubo rígido no metálico, se debe usar tubo tipo RIGID roscado NPT o IMC roscado NPT en los últimos 60 cm del tramo subterráneo hasta que salga de la tierra o hasta el punto de conexión con la canalización que vaya sobre el suelo se debe incluir un conductor de puesta a tierra de los equipos para dar continuidad eléctrica a las canalizaciones y para poner a tierra las partes metálicas no portadoras de corriente.	NTC 2050 501-4
Cuando sea necesario utilizar conexiones flexibles, como en los terminales de motores, se deben utilizar accesorios flexibles certificados para clase I	NTC 2050 501-4

Fuente: NTC 2050 sección 501-4

Para ampliar esta información remítase a la norma Técnica Colombiana NTC 2050 sección 501-4

Donde instalar sellos Cortafuego

Se utiliza para instalaciones eléctricas conduit en áreas clasificadas como peligrosas o de alto riesgo, sirve para prevenir el paso de gases de combustión en montajes eléctricos de un área a otra. De uso en instalación vertical y horizontal, con tapones en hierro de cuadrante externo. Los sellos cortafuegos previenen el paso de vapores y llamas de una sección del sistema o área peligrosa a otra sección no peligrosa y evitar así en caso de explosión que la llama que se genera en el envoltorio no se extienda a través de la tubería.

Ilustración 11. Sello Cortafuego



Fuente:
<http://www.electrovera.com/117-sellos-cortafuego.html>

En la siguiente Tabla se muestra apartes de la sección de la norma

Tabla 11. Aspectos Mandatorios de Sellos Cortafuegos

RECOMENDACIÓN	NORMA
En cada tramo que entre en un encerramiento para interruptores, interruptores automáticos, fusibles, relés, resistencias u otros equipos que puedan producir arco eléctrico, chispas o altas temperaturas en condiciones normales de funcionamiento. Los sellos cortafuegos se deben instalar a menos de 50 cm de dichos	NTC 2050 501-5

encerramientos. Los únicos encerramientos o accesorios permitidos entre el sello y el encerramiento son las uniones, acoples, reducciones, codos, codos con tapa y Conduletas a prueba de explosión, de tipo similar a los "L", "T", "X". Las Conduletas no deben ser de mayor diámetro que la tubería conduit.	
En todo tubo mayor o igual que 2" que entren en los encerramientos o accesorios que alberguen terminales, empalmes o derivaciones, a menos de 50 cm de dicho accesorio.	NTC 2050 501-5

Fuente: NTC 2050 sección 501-5

Para ampliar esta información remítase a la norma Técnica Colombiana NTC 2050 sección 501-5

Acometidas eléctricas

En esta sección se muestra dos de los métodos más utilizados para tendido de conductores y llegada a equipos, el Sistema de Bandeja Portacables y Bancos de Ductos.

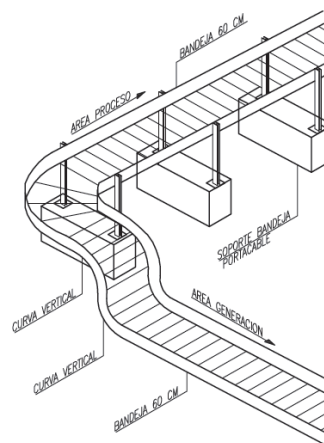
Sistema Portacables

El sistema de Bandeja Portacables es una solución rápida, de bajo costo, fácil montaje además sus características mecánicas lo convierten en una buena solución para proyectos de montaje rápido como un Well Testing.

Realizar una correcta instalación de este tipo de sistema se debe cumplir con normatividad vigente en Colombia como RETIE y NTC 2050

- ❖ Puesta a Tierra del Sistema de Bandeja: Al ser el Sistema Portacables un elemento metálico que soporta y transporta conductores eléctricos, es

Ilustración 12. Bandeja Portacables

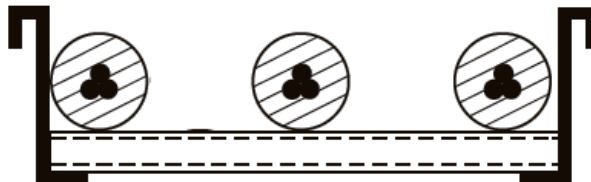


Fuente: PetroTiger

una medida sana y de seguridad para el personal y las instalaciones mismas donde van a estar instalados, se deben tener en cuenta las recomendaciones dadas para puenteo y puesta a tierra, especificadas en la sección 250 del "Código Eléctrico Colombiano" donde indica que todos los encerramientos y canalizaciones metálicas se deben poner a tierra en toda la extensión de la bandeja portacables asegurándose que se tenga un elemento de conexión física en cada tramo de bandeja instalado. El calibre de conductor de puesta a tierra en instalaciones de Well Testing debe ser de mínimo cable de cobre desnudo calibre 2/0.

- ❖ **Instalación:** Para información detallada al respecto, favor consultar al "Código Eléctrico Nacional" (Norma NTC 2050), sección 318, última edición o la normativa vigente y aplicativa a la zona donde se instalará el producto. Sin embargo con el ánimo de que el ingeniero tenga ciertas pautas al instalar los conductores eléctricos en el sistema portacables:
 - Cables monoconductores de 250 MCM o de mayor calibre deben instalarse en una sola capa, dejando entre cables adyacentes una distancia igual al diámetro del cable.

Ilustración 13. Tendido sobre bandeja Portacables conductor > a 250 MCM



Fuente. PetroTiger

- Para cables menores de 4/0 AWG se debe tener en cuenta:

Tabla 12. Área de llenado permisible en bandeja portacables

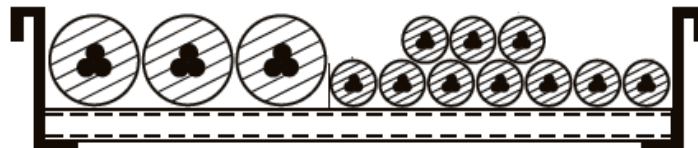
Ancho de la Bandeja (cm)	Área de Llenado permisible (cm)
10	30
20	60
30	90
40	120
50	150
60	180

Fuente: NTC 2050

La suma de las secciones transversales de todos los cables no debe superar la superficie máxima permisible indicada en la columna 1 de la tabla anterior.

- Los cables 4/0 AWG y mayores se deben instalar en una sola capa y no se deben colocar otros cables sobre ellos.

Ilustración 14. Tendido Bandeja Portacables 4/0 AWG y menores



Fuente. PetroTiger

Banco de Ductos

Cuando se decide construir un sistema de Banco de Ductos es importante tener en cuenta el esfuerzo mecánico al que estará sometido el Ducto, el tipo de suelo, si es directamente enterrado, de allí se selecciona el tipo de Conduit (RIGID, IMC, PVC) de acuerdo a la aplicación es importante analizar el costo de acuerdo al tiempo de la instalación (Cuando es provisional), la Norma NTC 2050 en el capítulo 3 da pautas y recomendaciones para la correcta construcción de los bancos de Ductos.

- ❖ Selección del tipo de aislamiento del conductor según la aplicación: De acuerdo al lugar de instalación, se debe seleccionar el aislamiento del conductor. Según la tabla 310-13 de la norma NTC 2050 se selecciona el aislamiento de acuerdo a la aplicación.

Tabla 13. Aplicaciones y aislamiento de los conductores

Nombre comercial	Letras de tipo	Temp. Max de funcionamiento	Aplicaciones previstas	Aislamiento	Espesor de aislamiento			Recubrimiento Externo
					mm ²	AWG O kcmil	Mm	
Termoplástico resistente al calor	THHN	90°C	Lugares secos y húmedos	Termoplástico resistente al calor y retardante a la llama	Desde 2,08 hasta 506,7	Desde 14 hasta 1000	0,38 hasta 1,78	Chaqueta de nylon o equivalente
Termoplástico resistente a la humedad y al calor	THHW	75°C y 90°C	Lugares mojados y lugares secos	Termoplástico retardante a la llama y resistente a la humedad y al calor	Desde 2,08 hasta 506,8	Desde 14 hasta 1000	1,14 hasta 2,80	Ninguno
Termoplástico resistente a la humedad y al calor	THHN	75°C	Lugares mojados y lugares secos	Termoplástico retardante a la llama y resistente a la humedad y al calor	Desde 2,08 hasta 506,9	Desde 14 hasta 1000	0,38 hasta 1,78	Chaqueta de nylon o equivalente
Plástico termoendurecible	XHH	90°C	Lugares secos y húmedos	Plástico termoendurecible y retardante a la llama	Desde 2,08 hasta 1013,4	Desde 14 hasta 2000	0,76 hasta 2,41	Ninguno
Plástico termoendurecible resistente a la humedad.	XHHW	90°C	Lugares mojados y lugares secos	Plástico termoendurecible y retardante a la llama	Desde 2,08 hasta 1013,4	Desde 14 hasta 2000	0,76 hasta 2,41	Ninguno

Fuente. NTC 2050

Para ampliar esta información remítase a la tabla 310-13 de la NTC 2050

- ❖ Porcentaje de área ocupada en conduit metálico y no metálico: Es importante que al elegir transportar el conductor a través de un ducto ya

sea metálico o no metálico, el conductor transportado no debe ocupar más de lo recomendado según la siguiente tabla.

Tabla 14. Porcentaje de la sección transversal en tubos conduit y tuberías, para el llenado de conductores.

Numero de conductores	1	2	mas de 2
Todos los tipos de conductores	53%	31%	40%

Fuente: Norma NTC 2050 Cap. 9

- ❖ Enterramiento de Conduit y cable directamente enterrado: De acuerdo al método de alambrado seleccionado los conductores subterráneos deben cumplir lo recomendado según la Tabla 15. En la Ilustración 15 se ilustra un ejemplo de Cable directamente enterrado.

Ilustración 15. Ejemplo de Cable Directamente Enterrado



Fuente. Norma NTC 2050

Tabla 15. Requisitos mínimos de enterramiento en instalaciones de 0V a 600V nominales (Distancias en cm).

TIPO DE METODO DE CABLEADO O CIRCUITO			
Ubicación del método de cableado o circuito	Cables / conductores directamente enterrados.	Tubo conduit metálico rígido o intermedio	Canalizaciones no metálicas aprobadas enterramiento directo sin cajón de concreto u otras canalizaciones
Todos los lugares no identificados a continuación	60	15	45
En zanjas por debajo de 5 cm. Concreto grueso o	45	15	45

equivalente.			
Bajo una edificación	0	0	0
Bajo un mínimo de 10 cm de espesor de baldosas de concreto para exteriores sin tráfico de vehículos y baldosas que no sobrepasen en más de 15 cm la instalación subterránea.	45	10	10
Bajo calles, carreteras, autopistas, avenidas, accesos vehiculares y estacionamientos.	60	60	60
Accesos vehiculares y estacionamientos exteriores a viviendas uni y bifamiliares y utilizados solo por sus habitantes.	45	45	45
Sobre o bajo pistas de carreteo de los aeropuertos, incluidos las zonas adyacentes cuando esté prohibido el paso.	45	45	45

Fuente: Norma NTC 2050 Tabla 300-5

Enterramiento se define como la distancia más corta medida entre un punto de la superficie superior de cualquier conductor, cable, conducto u otra canalización directamente enterrado y la superficie superior de la tierra, cubierta de concreto u otra cobertura similar.

Tabla 16. Pautas de la Norma Técnica Colombiana NTC 2050

RECOMENDACIÓN	NORMA
Para calcular el porcentaje de ocupación de tubería o conduit, hay que incluir los conductores de puesta a tierra o de conexión equipotencial de los equipos, cuando se instalen. En los cálculos se debe utilizar las dimensiones reales de dichos conductores, tanto si están aislados como desnudos.	NTC 2050 CAP. 9 APENDICE A

Cuando se calcula el número máximo de conductores permitidos en un conduit o tubería, todos de la misma sección transversal (área total de la sección transversal incluido el aislamiento), si los cálculos del número máximo de conductores permitido dan como resultado decimal 0,8 o superior, se debe tomar el número inmediato superior.	NTC 2050 CAP. 9 APENDICE A
Para calcular el porcentaje de ocupación del conduit, un cable multiconductor de 2 o más conductores se considera como un solo conductor. Para cables de sección transversal elíptica, el cálculo de la sección transversal se hace tomando el diámetro mayor de la elipse como diámetro de un círculo.	NTC 2050 CAP. 9 APENDICE A

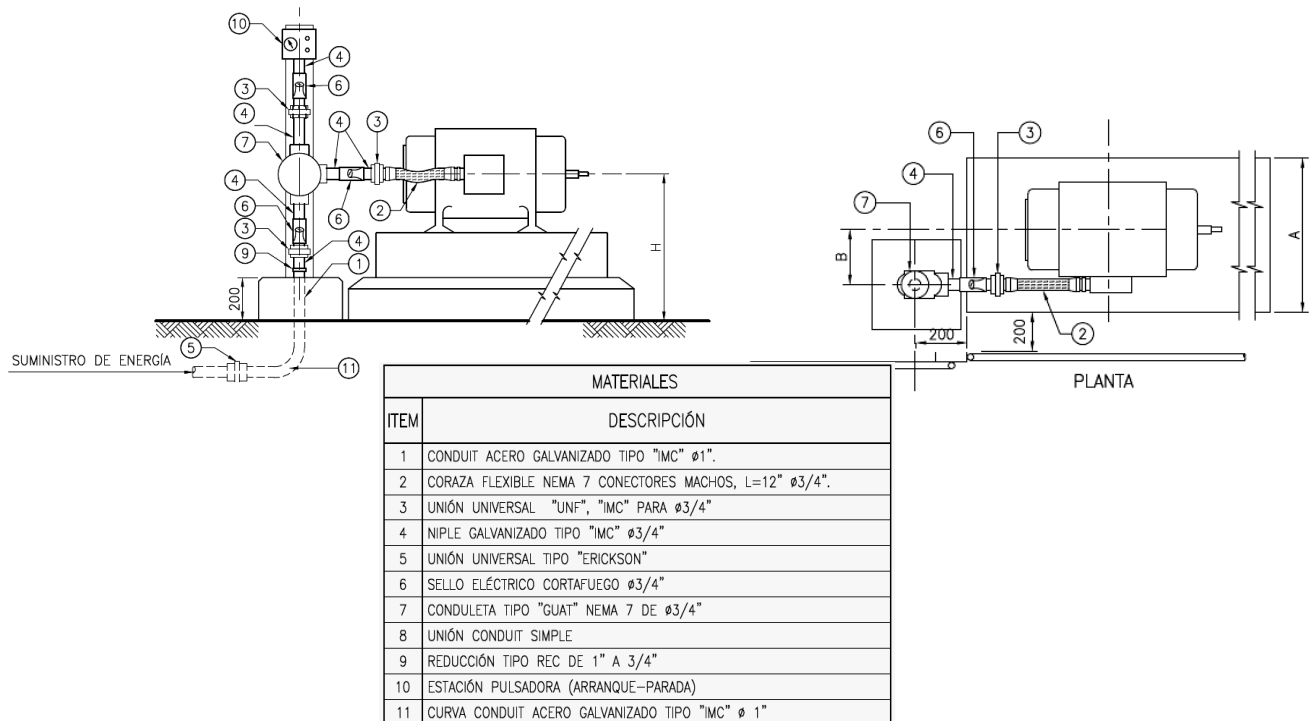
Fuente. NTC 2050 Capítulo 9

Conexión a equipos - Buenas Prácticas (Típicos)

Típico de Montaje

El montaje y conexionado de un motor en área clasificada debe cumplir todo lo referente a la NTC 2050 Cap. 5, los accesorios utilizados para tal fin deben ser en su totalidad aptos y aprobados para montaje en área Clasificada se deben instalar sellos cortafuegos y accesorios como lo muestra la Ilustración 16.

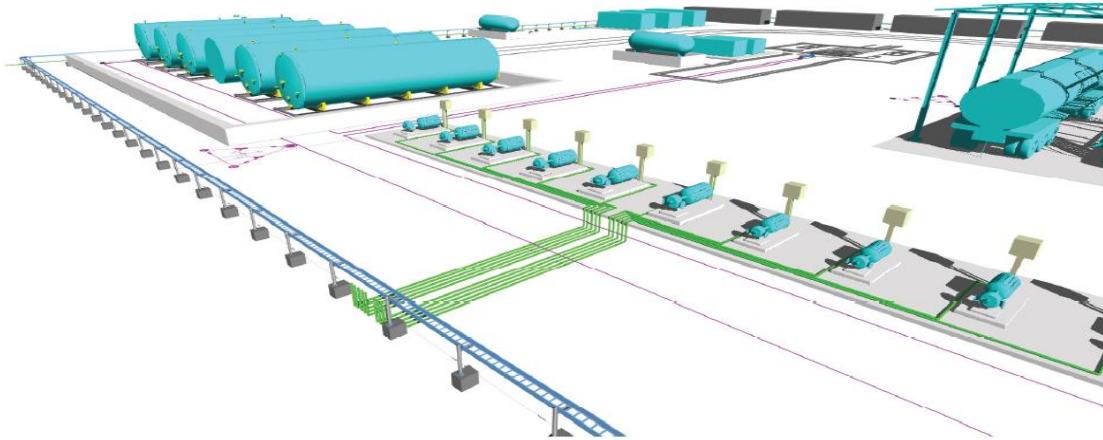
Ilustración 16. Montaje de Motor en Área Clasificada



Fuente. Petrominerales

En un Well Testing las acometidas eléctricas se deben instalar de tal forma que no generen Riesgo Eléctrico a las personas y tampoco a los equipos, es importante tener en cuenta el Crecimiento de la Facilidad al momento de seleccionar el método de cableado que empleemos (Banco de ductos, Bandeja portacables)

Ilustración 17. Planímetro Tubería Conduit IMC a la Vista



Fuente: Petrominerales

Esta distribución es referencial se utiliza Tubería Conduit IMC (Verde) para proteger los conductores, la salida de las Bombas y el paso por AREA CLASIFICADA se realiza con los sellos cortafuegos y accesorios propuestos en el típico de la Ilustración 17

4.4. PUESTAS A TIERRA

La seguridad eléctrica depende en gran medida del sistema de Puesta a Tierra el cual sirve para protección de persona, protección de equipos, y referencia para la tensión, es por esto que sin importar que la instalación sea provisional es de carácter obligatorio tener referenciado a tierra de los generadores y transformadores.

Todo elemento metálico deberá estar puesto a tierra para garantizar equipotencialización y evitar cualquier tensión de contacto que se pueda presentar y que sea un peligro para el ser humano.

Normas Aplicables

Tabla 17. Normatividad aplicable

ESTANDAR	NOMBRE	Fecha de Publicación
NTC 2050	Código Eléctrico Colombiano	1998

API RP 540	Electrical Installations in Petroleum Processing Plants	1999
NFPA 70	National Electric Code	2006
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas para Colombia	2008

Fuente: El Autor

Entregables de Ingeniería

El ingeniero de Petrominerales debe exigir un sistema de Puesta a Tierra que garantice la integridad de las personas, la puesta a tierra en Baja Tensión como es lo usual en una prueba de Well Testing debe cumplir con la siguiente tabla tomada de RETIE.

Tabla 18. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.

APLICACIÓN	Valores Máximos de Resistencia de Puesta a Tierra
Estructuras de Líneas de Transmisión o torrecillas metálicas de Distribución con cable de Guarda	20 Ω
Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión	1 Ω
Subestaciones de Media Tensión	10 Ω
Protección Contra Rayos	10 Ω
Neutro de Acometida en Baja Tensión	25 Ω

Fuente: Tabla 25 RETIE

Según la tabla anterior en baja tensión la aplicación de la puesta a tierra es “Neutro de acometida en baja tensión” por lo tanto el valor que se recomienda es de 25 Ω en la medida de resistencia de Puesta a Tierra.

Todo equipo metálico en la prueba debe estar aterrizado a este mismo sistema para garantizar Equipotencialización. Documentos de Respaldo: Prueba con teluometro de la resistividad de la puesta a tierra.

“Toda instalación eléctrica cubierta por el presente Reglamento, excepto donde se indique expresamente lo contrario, debe disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), de tal forma que cualquier punto del interior o exterior, normalmente accesible a personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidos a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla.” *RETIE 2008*.

El objetivo Básico del sistema de puesta a tierra es cuidar la integridad de las personas equipotencializando todo elemento metálico que ante una sobretensión,

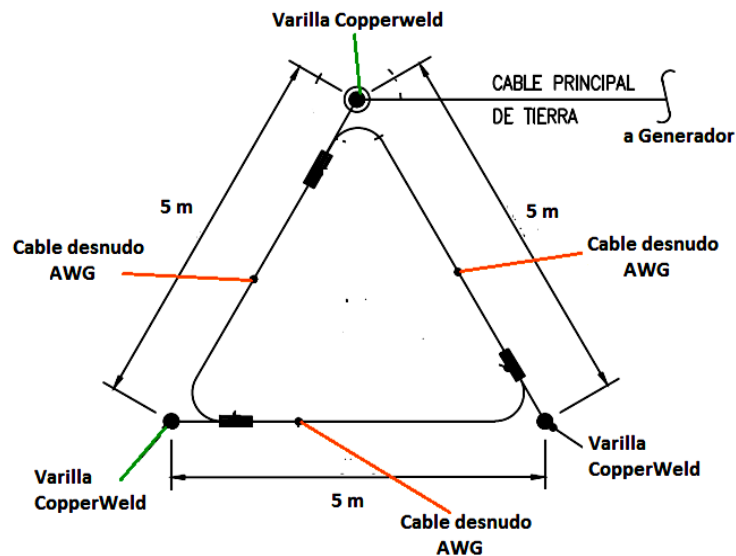
resultado de una falla o descarga, puedan presentar diferencias de tensión peligrosas para las personas.

Selección del Conductor de Puesta Tierra

El conductor de puesta a tierra debe estar en capacidad de dirigir las posibles corrientes de Falla que se generen en el sistema, el conductor seleccionado no debe ser menor a las especificaciones de la norma NTC 2050 Tabla 36-94. Todo elemento Metálico debe ser puesto a tierra para garantizar equipotencialidad de la instalación y brindar así protección de tensiones de contacto a las personas. Tanques, recipientes de proceso, motores, casetas, luminarias, postes metálicos etc. Deben estar puestos a la misma tierra de referencia. Por características de conducción y esfuerzo mecánico se recomienda el uso de Cable de Cobre Desnudo 2/0 AWG como mínimo para el conductor del electrodo de Puesta a Tierra.

A continuación se muestran conexiones típicas de puestas a tierra.

Ilustración 18. Puesta a tierra tipo TRIADA



Fuente: Petrominerales

Es importante calcular la corriente de cortocircuito de la instalación ya que basados en esta corriente se calcula el calibre del conductor de Puesta a Tierra. La forma y las distancias de la Puesta a Tierra dependen del diseñador.

4.5. SISTEMA DE ILUMINACIÓN PERIMETRAL

En una prueba de corto tiempo como un Well Testing no se acostumbra a generar un estudio de luminosidad y así mismo generar una planimetría para esta prueba,

sin embargo en Colombia todos los trabajos que se realicen se debe garantizar la intensidad luminosa en un sitio en específico de acuerdo a la tabla 410.1 del RETILAP además la API RP540 tabla 4Tda las pautas del nivel lumínico en diferentes zonas.

Si se va a utilizar la luminaria en área clasificada esta debe ser apta para esta zona respaldada con documentos donde se especifique Clase, División Temperatura y grupo.

Normas Aplicables

Tabla 19 Normatividad aplicable

ESTANDAR	NOMBRE	Fecha de Publicación
RETILAP	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas	2010
API RP 540	Electrical Installations in Petroleum Processing Plants	1999
NFPA 70	National Electric Code	2006
NTC 2050	Código Eléctrico Colombiano	1998
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas para Colombia	2008

Fuente: El Autor

Entregables de Ingeniería

Documento de Respaldo: Data Sheet de la luminaria y o equipos a instalar

Es importante que el método temporal que se utilice esté debidamente conectado según especificaciones del fabricante. Las luces con planta diesel tipo estadio tengan las distancias de seguridad debidamente delimitadas y que este equipo tenga su punto de referencia a tierra. Los trípodes no tengan cables a la vista según NTC 2050 y estén debidamente equipotencializadas la parte metálica con su conductor de Tierra.

Ilustración 19. Planta de Iluminación Tipo Estadio



Fuente: <http://maquinasaldia.com/plantaselectricas-y-de-iluminacion.php>

4.6. SISTEMA DE PROTECCIÓN ATMOSFÉRICA

Siempre que se hace un montaje o instalación se debe contemplar el Riesgo asociado a las descargas atmosféricas, es por esto que en una instalación provisional se debe contar como mínimo con un sistema de captación externo construido para dirigir la corriente de Rayo de forma segura a tierra, en el mundo existe una clara normalización de estos sistemas y en Colombia se encuentran regulados por la Norma Técnica Colombiana NTC 2050 1-2-3.

Normas Aplicables

Tabla 20. Normatividad aplicable

ESTANDAR	NOMBRE	Fecha de Publicación
NTC 4552-1,2,3	Protección contra descargas eléctricas Atmosféricas	2008
IEC 62305-3	Protection Against Lighting	2011
NFPA 70	National Electric Code	2006
NTC 2050	Código Eléctrico Colombiano	1998
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas para Colombia	2008

Fuente: El Autor

Entregables de Ingeniería

Siempre que se tome la decisión de contemplar un sistema de protección atmosférica se deben exigir los siguientes documentos:

Entregables

- Evaluación de Riesgo
- Planimetría SIPRA Externo

Colombia, por estar situada en la Zona de Confluencia Intertropical, presenta una de las mayores actividades de rayos del planeta; de allí la importancia de la protección contra dicho fenómeno.

El método sugerido por el Reglamento Técnico colombiano RETIE dice que basados en la Norma NTC 4552 se debe realizar.

- ❖ Evaluación del nivel de Riesgo basados en NTC 4552-2
- ❖ Diseño e implementación de un sistema de protección contra Rayos (SIPRA)
- ❖ Emplear un método reconocido para la ubicación de puntos de captación de acuerdo al área y la geometría de la estructura a proteger teniendo en cuenta el nivel NPR (Nivel de protección contra rayos) seleccionado.

La evaluación del nivel de Riesgo es muy importante cuando se va a diseñar un sistema de Protección Atmosférica partiendo de un nivel cerámico que varía según la geografía del país según NTC2050 4552-1 y siguiendo la metodología planteada en la Norma Técnica Colombiana NTC 4552-2 se evalúa el riesgo de:

- ❖ Pérdida de vida Humana
- ❖ Pérdida de Servicios Públicos
- ❖ Pérdida de Patrimonio Cultural
- ❖ Pérdida Económica

Esta evaluación arrojará como resultado si existe la necesidad de protección contra descargas atmosféricas, de resultar necesaria la evaluación dirá que Nivel de Protección contra Rayos (NPR) se debe implementar NPR 1, 2, 3,4.

Cada nivel de protección NPR dará recomendaciones y pautas para el diseño del sistema de Protección externa así como pautas en la selección de Equipos para protección interna.

De acuerdo al anexo D de la Norma Técnica Colombiana NTC 4552-3 “Donde la protección de los rayos es requerida por las autoridades competentes o como resultado de una evaluación de riesgo hecha de acuerdo a la NTC 4552-2, se debe adoptar por lo menos un SIPRA nivel II.”

Sistema de Protección Externa

La parte externa de un Sistema de Protección Contra Rayos tiene como objeto interceptar las descargas directas de rayos a la estructura, incluyendo las descargas laterales, y conducir la corriente del rayo desde el punto de impacto a la tierra.

La parte externa también tiene como objeto dispersar la corriente en tierra sin que se produzcan daños térmicos o mecánicos, chispas peligrosas que puedan dar lugar a incendios o explosiones o tensiones de toque y paso que pongan en riesgo la vida de las personas, los equipos y las instalaciones.

“Cualquier elemento metálico de la estructura que se encuentre expuesto al impacto del rayo, como antenas de televisión, chimeneas, techos, torres de comunicación y cualquier tubería que sobresalga, debe ser tratado como un terminal de captación siempre que se garantice su capacidad de conducción y continuidad eléctrica.” RETIE 18.3.1

El sistema de protección Externa debe incluir:

- ❖ Terminales de Captación
- ❖ Bajantes
- ❖ Sistema de Puesta a Tierra

Tabla 21. Características de las Terminales de Captación y Bajantes

Material	Configuración	Área Mínima (mm ²)	Diámetros Y Espesores Mínimos
Cobre	Cinta sólida	50	2 mm de grosor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Aluminio o aluminio recubierto de cobre	Cinta sólida	70	3 mm de grosor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
Aleación de aluminio 6201	Cinta sólida	50	2,5 mm de grosor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Acero galvanizado en caliente o acero recubierto de cobre	Cinta sólida	50	2,5 mm de grosor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro Espesor de la capa: 50 µm
Acero inoxidable	Cinta sólida	50	2,5 mm de grosor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	70	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Bronce	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Tubo	50	4 mm de grosor
	Varilla	200	16 mm de diámetro

Si aspectos térmicos y mecánicos son importantes, estas dimensiones se pueden aumentar a 60 mm² para cinta sólida y a 78 mm² para alambre.
 En las dimensiones de grosor, ancho y diámetro se admite una tolerancia de ±10%.
 No se deben utilizar terminales de captación o pararrayos con elementos radioactivos.

Fuente: Tabla 1 RETIE Artículo 18

Nota: Los terminales de captación no requieren certificación de producto, el constructor e inspector de la instalación verificarán el cumplimiento de los requisitos dimensionales.

Diseño de Protección Externa

Para el diseño del sistema de protección Externa y ubicación de las puntas de captación existen varios métodos geométricos que se utilizan para dar la mejor ubicación de las puntas de Captación.

- ❖ Método electro geométrico o de la esfera rodante: tiene su aplicación en el estudio del apantallamiento que proveen varillas verticales y conductores horizontales a estructuras y líneas de transmisión respectivamente. La filosofía del método consiste en definir unos volúmenes de protección, que

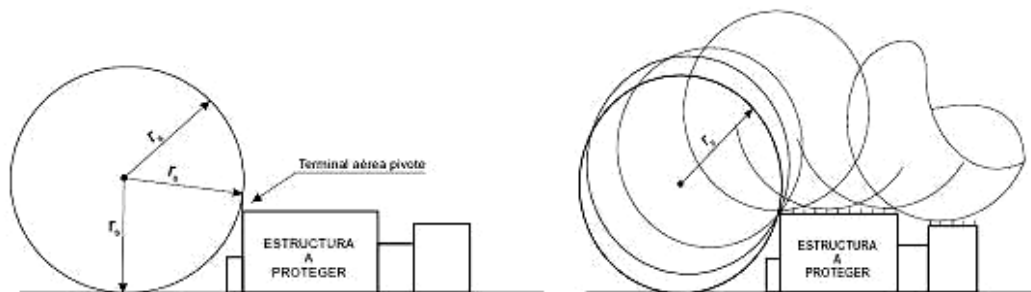
se pueden interpretar como carpas de un circo que protegen a quienes están dentro. Según la norma NTC 4552-1 anexo A Tabla 3 para Colombia la corriente pico promedio de retorno según estudios es de 43 KA Este valor pico nos sirve para calcular el radio de la esfera rodante para realizar el diseño y ubicación de los pararrayos de acuerdo a la estructura que queramos proteger. De acuerdo a la experiencia se definió que los valores pico de corriente de retorno pueden variar es por eso que se utiliza los valores típicos mínimos para calcular el radio de la esfera rodante. Dependiendo del nivel de protección de acuerdo con la NTC 4552-1, el radio de la esfera rodante se puede escoger a partir de la Tabla 6 de la NTC 4552-1.

Tabla 22. Valores mínimos de parámetros del rayo relativos al radio de la esfera rodante correspondientes a cada NPR.

Criterio de interceptación			NPR			
	Símbolo	Unidad	I	II	III	IV
Corriente pico mínima	I	kA	17	21	26	30
Radio esfera rodante	R	m	35	40	50	55

Fuente: Tabla 6 NTC 4552-1

Ilustración 20. Método Esfera Rodante sobre Tanque



Fuente: PetroTiger

El radio de la esfera rodante R se definió según Tabla 6 NTC4552-1

Estos niveles y corrientes están dados para que con el radio escogido cualquier corriente igual o superior a la escogida sea interceptada por el sistema de protección externo y no impacte directamente a la estructura.

- ❖ Método del ángulo de protección.
- ❖ Método del enmallado.

Cualquiera de estos es válido por la Norma Técnica Colombiana NTC 4552.

Sistema de Puesta a Tierra de Pararrayos

Según el Reglamento Técnico Colombiano RETIE la resistencia de puesta para sistemas de protección contra rayos será 10 Ω según la Tabla 23:

Tabla 23. Valores de referencia para Resistencia de puesta a tierra

APLICACIÓN	Valores Máximos de Resistencia de Puesta a Tierra
Estructuras de Líneas de Transmisión o torrecillas metálicas de Distribución con cable de Guarda	20 Ω
Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión	1 Ω
Subestaciones de Media Tensión	10 Ω
Protección Contra Rayos	10 Ω
Neutro de Acometida en Baja Tensión	25 Ω

Fuente: RETIE Artículo 15 Tabla 25

RETIE Artículo 15 tabla 25: “Para los sistemas de puesta a tierra de pararrayos es recomendable que estos estén integrados con todos los demás sistemas de puesta a tierra (Comunicaciones, Potencia) por medio de uniones que garanticen la equipotencialidad en todas las condiciones de operación.” NTC 4552-3 sec. 5.4

Tabla 24. Materiales, Configuraciones y dimensiones mínimas de los electrodos de puesta a tierra

Material	Configuración	Dimensiones mínimas			Comentarios
		Varilla [Ø mm]	Conductor	Placa [mm]	
Cobre	Trenzado ³	15 ⁸	50 mm ²	500 x 500 600 x 600	1,7 mm diámetro mín. de cada trenza 8 mm diámetro 2 mm espesor mín.
	Redondo sólido ³		50 mm ²		
	Cinta sólida ³		50 mm ²		
	Redondo sólido	20			
	Tubería				
	Placa sólida Placa cuadrículada				2mm espesor mín. del muro 2 mm espesor mín. 25 mm x 2 mm de sección Longitud mín. de la config. cuadrículada: 4,8 m
Acero	Redondo sólido galvanizado ^{1,2}	16 ⁹	10mm diám.	500 x 500 600 x 600	2 mm espesor mín. del muro 3 mm espesor mín.
	Tubería galvanizada ^{1,2}	25			
	Cinta sólida galvanizada ¹		90 mm ²		3 mm espesor mín.
	Placa sólida galvanizada ¹				30 mm x 3 mm de sección
	Placa cuadrículada galvanizada ¹	14			250 µm long. mín. radial
	Redondo sólido recubierto en cobre ⁴		10 mm diám.		Recubrimiento de cobre 99,9 %
	Redondo desnudo ⁵				Contenido de cobre
	Cinta sólida galvanizada o desnuda ^{5,6}		75 mm ²		3 mm espesor mín.
Trenzado galvanizado ^{5,6}		70 mm ²		Diámetro mín. de cada trenza: 1,7 mm	
Perfil cruzado galvanizado ¹	50 x 50 x 3				
Acero inoxidable ⁷	Lazo cerrado sólido	15	10 mm diám.		3 mm espesor mín.
	Cinta sólida		100 mm ²		
<p>1) El recubrimiento debe ser fino, continuo y libre de impurezas, con un espesor mínimo de 50 µm para una forma redonda y 70 µm para material plano.</p> <p>2) Los hilos deben ser elaborados a máquina antes de la galvanización.</p> <p>3) Puede además ser recubierto de estaño.</p> <p>4) El cobre debería ser unido intrínsecamente al acero.</p> <p>5) Únicamente permitido cuando esta completamente embebido en concreto.</p> <p>6) Únicamente permitido cuando esta correctamente conectado al menos cada 5 m con el reforzamiento de acero de los cimientos.</p> <p>7) Cromo ≥ 16 %, níquel ≥ 5 %, molibdeno ≥ 2 %, carbón ≤ 0,08 %</p> <p>8) En algunos países es permitido 12 mm</p> <p>9) La puesta a tierra en punta es usada en algunos países para conectar la bajante al punto donde entra al terreno.</p>					

Fuente: Tabla 8 NTC 4552-3

4.7. UBICACIÓN PUNTAS CAPTADORAS PARA TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

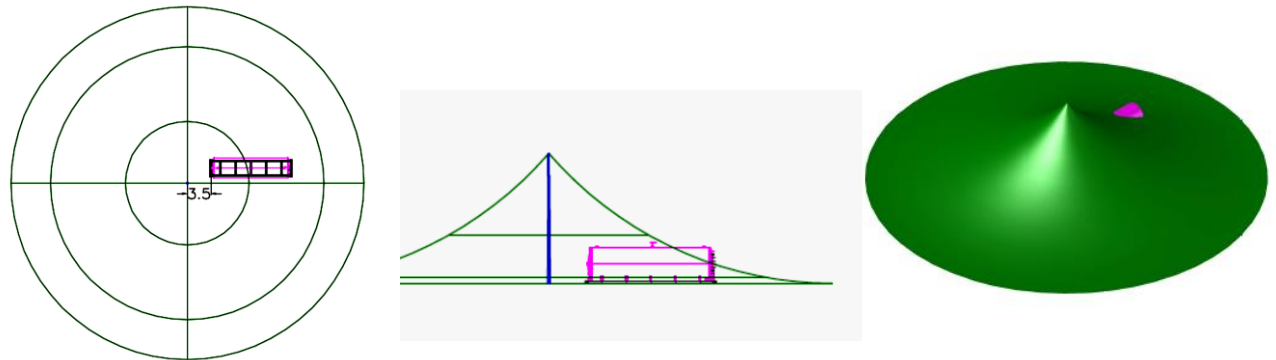
Teniendo en cuenta las dimensiones de los tanques de almacenamiento Horizontales de 500 BIs, se realizó análisis con el método de esfera rodante considerando un radio de 35m (Caso más exigente)

La instalación de los pararrayos debe ser fuera del DIQUE por ser área clasificada, para este ejercicio se estima la altura de las puntas captadoras a 12m.

Diseño 1

1 pararrayos 12m de altura, radio esfera rodante 35m

Ilustración 21. Apantallamiento Diseño 1



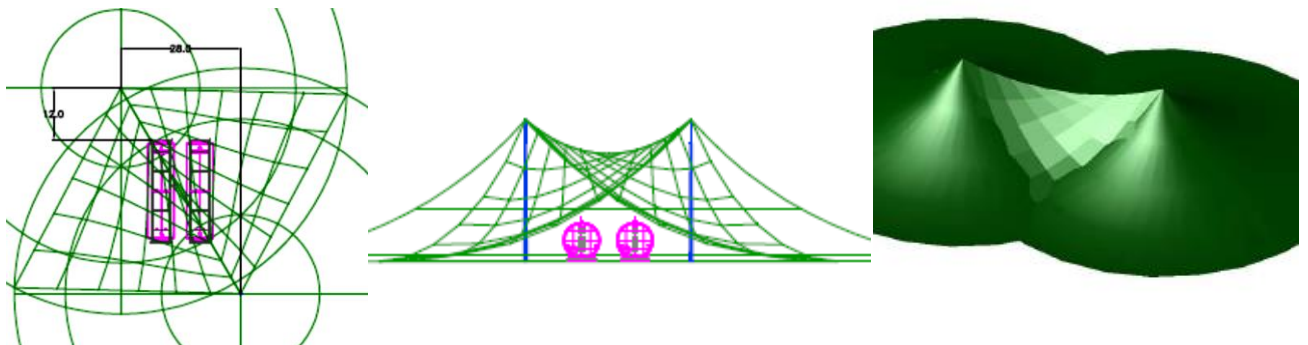
Fuente: PetroTiger

Después de realizar el ejercicio una sola punta de captación con estas características no ofrece apantallamiento ni protección a ningún tanque, se utilizan dimensiones de tanque estándar horizontales con capacidad de 500 Bls. Solo aplica para las geometrías y distancias referidas

Diseño 2

2 pararrayos 12m de altura, radio esfera rodante 35m

Ilustración 22. Apantallamiento Diseño 2



Fuente: PetroTiger

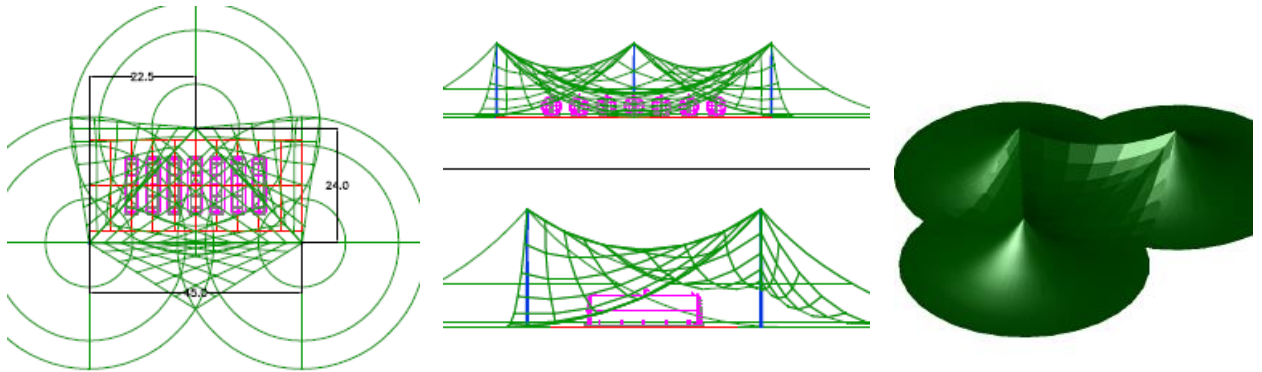
Después de realizar el ejercicio con dos puntas de captación ofrecen apantallamiento hasta 2 tanques en la configuración mostrada. Se utilizan

dimensiones de tanque estándar horizontales con capacidad de 500 Bls. Solo aplica para las geometrías y distancias referidas

Diseño 3

3 pararrayos 12m de altura radio esfera rodante 35m

Ilustración 23. Apantallamiento Diseño 3



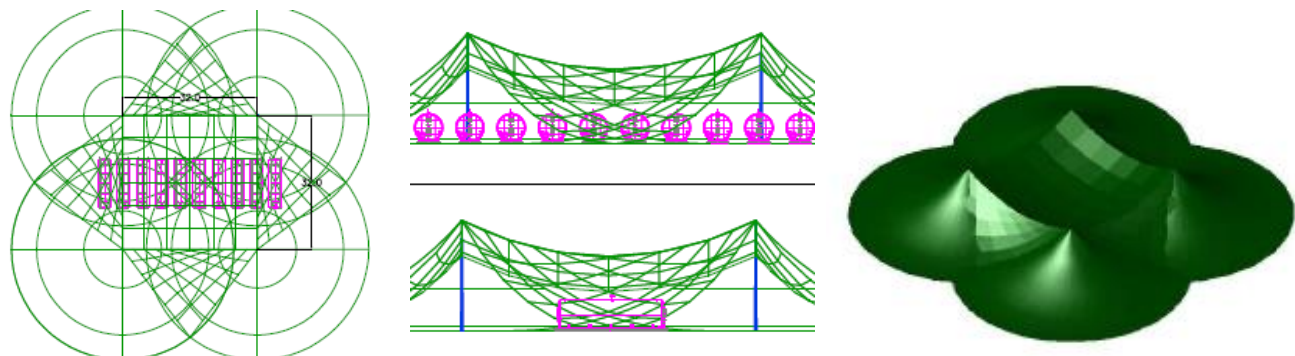
Fuente: PetroTiger

Después de realizar el ejercicio con tres puntas de captación ofrecen apantallamiento hasta 7 tanques en la configuración mostrada. Se utilizan dimensiones de tanque estándar horizontales con capacidad de 500 Bls. Solo aplica para las geometrías y distancias referidas

Diseño 4

4 pararrayos 12m de altura, radio esfera rodante 35m

Ilustración 24. Apantallamiento Diseño 4



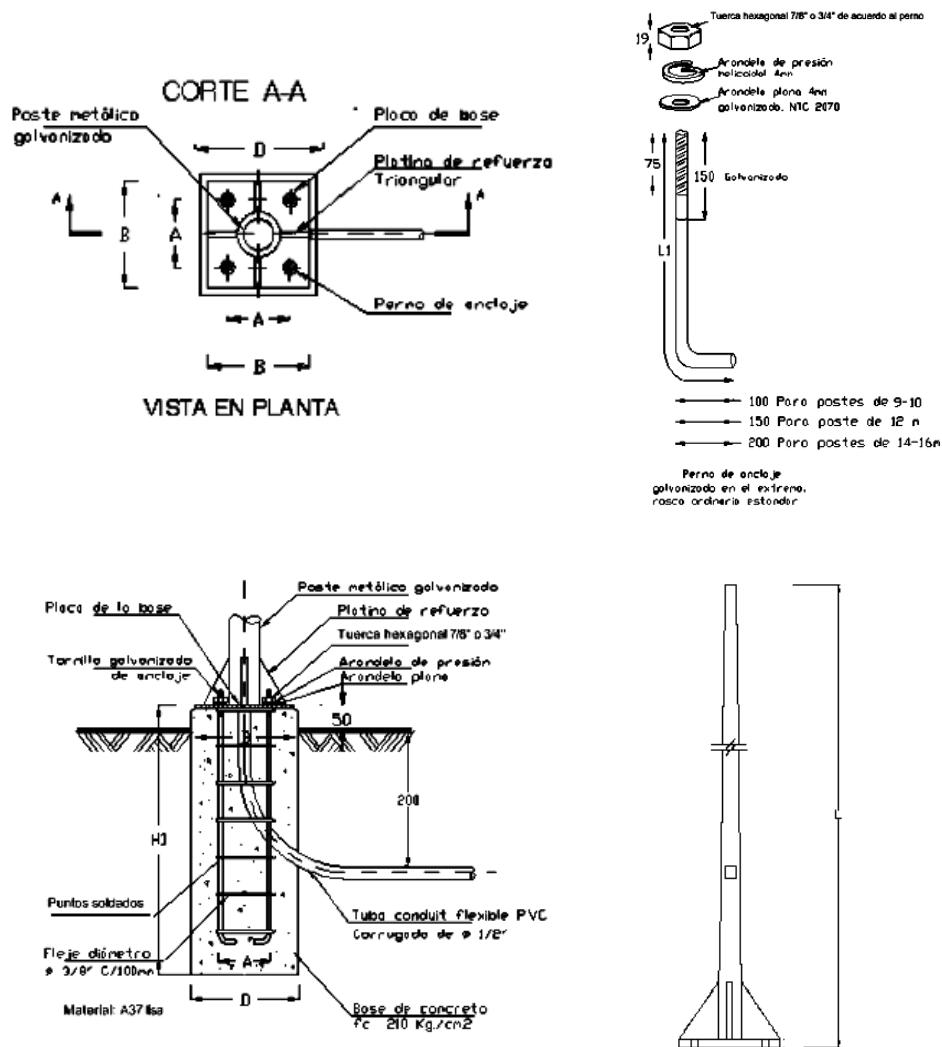
Fuente: PetroTiger

Después de realizar el ejercicio con cuatro puntas de captación ofrecen apantallamiento hasta 10 tanques en la configuración mostrada. Se utilizan dimensiones de tanque estándar horizontales con capacidad de 500 Bls. Solo aplica para las geometrías y distancias referidas

Montaje Postes Metálicos

Se pueden Utilizar postes metálicos en la construcción del pararrayos siempre que se garantiza equipotencialidad

Ilustración 25. Detalles Instalación Postes



Fuente: CODENSA ET-204

Tabla 25. Dimensiones Base Placa

Descripción	Longitud (mm)	Diámetro De La Cima (mm)	Diámetro De La Base (mm)	Espesor De Lámina (mm)	Placa De La Base			Diámetro De Los Huecos (mm)
					Espesor (mm)	Lado (mm)	Distacia Entre Huecos (mm)	
					"C"	"B"	"A"	
Poste metálico 9 m	9000	127	190	3	12	400	300	22
Poste metálico 10 m	10000	127	190	3	12	400	300	22
Poste metálico 12 m	12000	127	195	3	12	400	300	22
Poste metálico 14 m	14000	127	250	3	19	500	400	24
Poste metálico 16 m	16000	140	250	4	19	500	400	24
Poste metálico 16 m con canasta	16000	185	276	4	19	500	400	24

Fuente: Tabla Especificaciones Técnicas Poste Metálicos CODENSA ET 204

Tabla 26. Pernos de Anclaje Poste Metálicos base concreto

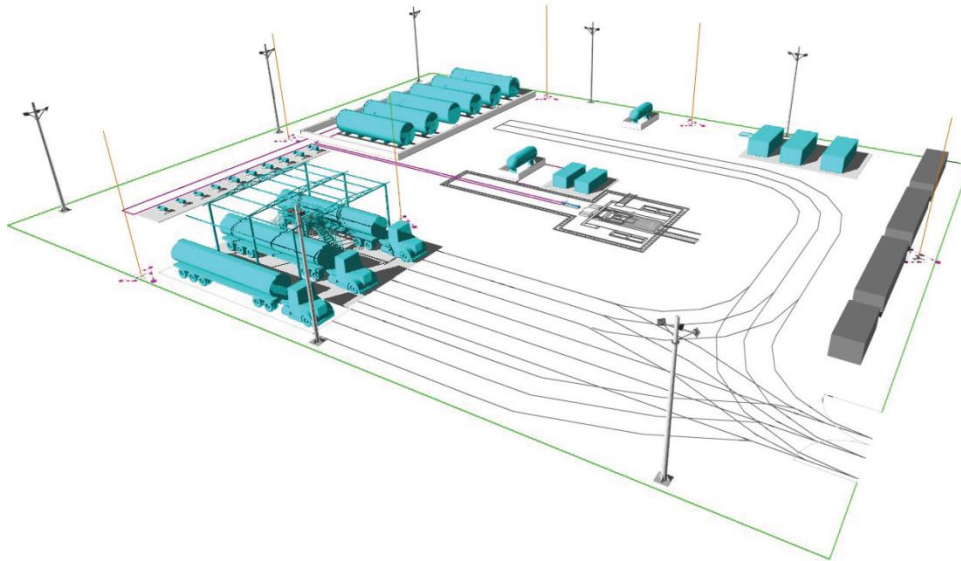
Descripción	Longitud (mm)	Diámetro De La Cima (mm)	Diámetro De La Base (mm)	Espesor De Lámina (mm)	Placa De La Base			Diámetro De Los Huecos (mm)
					Espesor (mm)	Lado (mm)	Distacia Entre Huecos (mm)	
					"C"	"B"	"A"	
Poste metálico 9 m	9000	127	190	3	12	400	300	22
Poste metálico 10 m	10000	127	190	3	12	400	300	22
Poste metálico 12 m	12000	127	195	3	12	400	300	22
Poste metálico 14 m	14000	127	250	3	19	500	400	24
Poste metálico 16 m	16000	140	250	4	19	500	400	24
Poste metálico 16 m con canasta	16000	185	276	4	19	500	400	24

Fuente: Tabla Especificaciones Técnicas poste metálicos CODENSA ET 204

Distribución de Puntas de Captación

De acuerdo a los esquemas propuestos una distribución de las puntas de captación aproximada es como se muestra en la ilustración siguiente.

Ilustración 26. Sistema de Protección Atmosférica



Fuente: PetroTiger

Puntas de Captación

Ilustración 27. Puntas De Captación



Punta de Captación TIPO FRANKLIN Aceptado por RETIE 2008. Imagen Ilustrativa



Punta de Captación TIPO PDC Aceptado por RETIE 2008. Imagen Ilustrativa



Existen Puntas de captación radioactivas en varias presentaciones, la **instalación** de éstas está **PROHIBIDA** por el RETIE

Fuentes: PetroTiger, <http://www.directindustry.es/prod/cpt-cirprotec/pararrayosde-punta-simple-franklin-18092-385435.html>, http://galeria.vulka.es/foto/pararrayos-ingesco-pdc_185946.html

4.8. ESTIMACIÓN DE CARGAS & DIAGRAMA UNIFILAR

En toda instalación eléctrica se debe estimar el consumo total de carga, calcular el conductor para alimentación de equipos, y se debe desarrollar un diagrama unifilar donde se conozcan como mínimo: carga, protección, cable y distancia.

Normas Aplicables

Tabla 27. Normatividad aplicable

ESTANDAR	NOMBRE	Fecha de Publicación
NFPA 70	National Electric Code	2006
NTC 2050	Código Eléctrico Colombiano	1998
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas para Colombia	2008

Fuente: El Autor

Entregables de Ingeniería

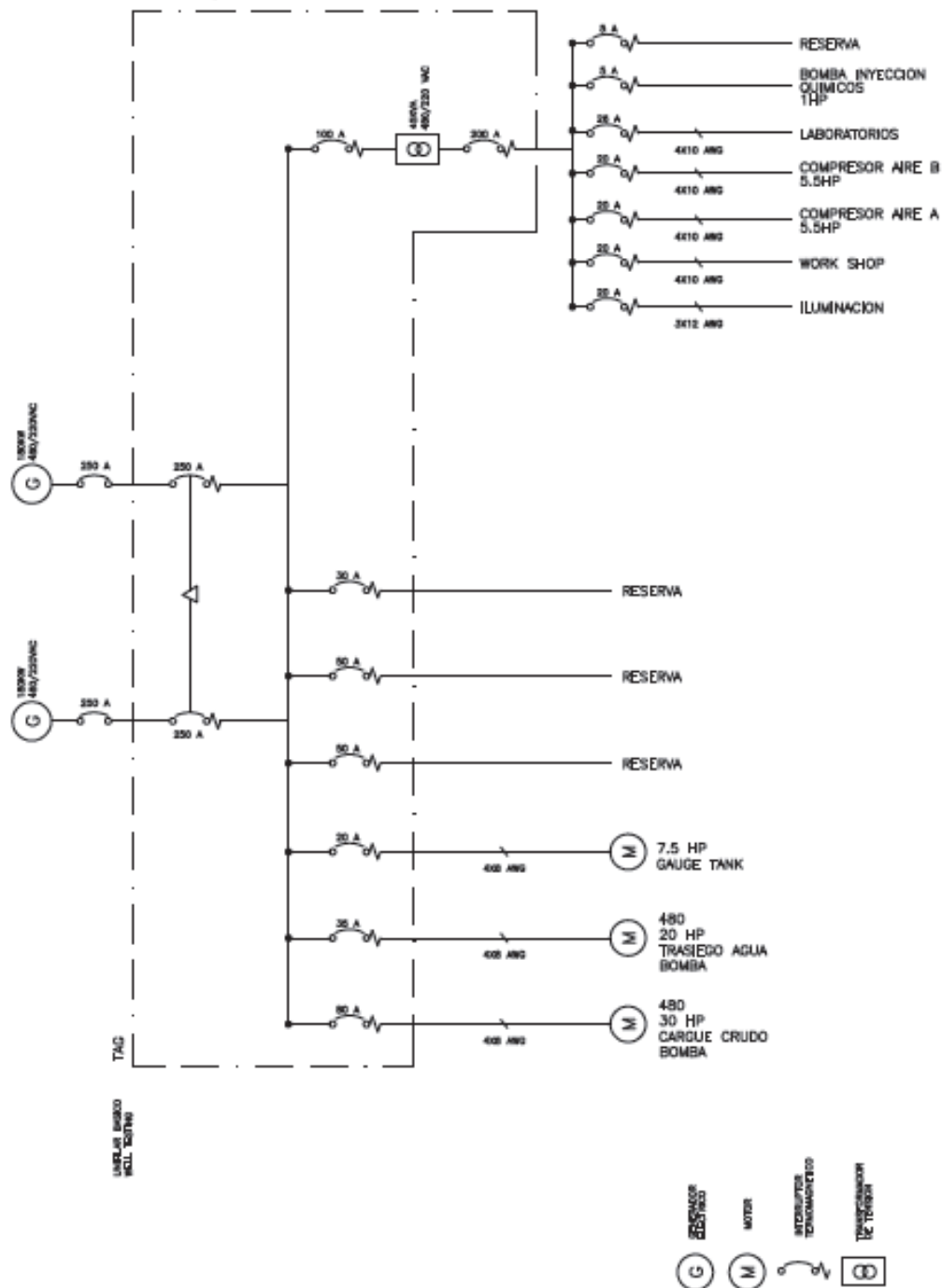
Documento Respaldo.

- ❖ Diagrama Unifilar de la instalación
- ❖ Calculo de los conductores
- ❖ Data Sheet de los conductores Eléctricos (Certificado RETIE)
- ❖ Data Sheet de los equipos eléctricos (Tableros, Protecciones)

A continuación un Diagrama Unifilar Típico en un SET de Well Testing, no se debe tomar como referencia, la imagen es netamente ilustrativa. Todo tablero eléctrico debe llevar un Diagrama Unifilar en el que este la información básica del sistema. Todo tablero eléctrico debe llevar directorios de circuitos que es el que relaciona cada Breaker con un equipo en campo.

Nota: El siguiente de Diagrama es Ilustrativo los valores de las protecciones y Calibres de Conductores deben ser ajustados por el responsable eléctrico de cada proyecto.

Ilustración 28. Diagrama Unifilar



Fuente: PetroTiger

Diagrama Unifilar Típico para una prueba de WELL TESTING, estos valores son referenciales y el diseñador debe validar el dimensionamiento de las Protecciones y conductores según la necesidad.

4.9. AREAS CLASIFICADAS

La mayoría de los procesos industriales del ámbito petrolero o petroquímico son de alto grado de complejidad y criticidad. Por ello, se amerita que las instalaciones posean sistemas de instrumentación complejos con alto rendimiento y eficiencia, considerando en todo momento la confiabilidad y la seguridad de los procesos.

Los equipos de instrumentación, monitoreo y control necesitan en gran medida de energía eléctrica y teniendo en cuenta que muchas veces la ubicación de estos equipos es directamente sobre los equipos de proceso se debe realizar un análisis del lugar para la óptima instalación de equipos que se alimenten de energía eléctrica.

La decisión de clasificar un área o una ubicación específica se basa en la probabilidad de que puedan estar presentes vapores inflamables. Las posibles fuentes de liberación de gases y vapores inflamables pueden ser rejillas, bridas, desagües, juntas de bombas y de compresores, válvulas de control, techos flotantes.

En los puntos mencionados previamente se debe analizar si la frecuencia de escapes en estos puntos es tan pequeña y a tan bajas velocidades que siempre que tengan suficiente aireación se puede considerar el área como no clasificada. Igualmente si se consideran como áreas clasificadas, el siguiente paso será designarla como que clase es y especificar el tipo de división que aplica.

Normas Aplicables

Tabla 28. Normatividad aplicable

ESTANDAR	NOMBRE	Fecha de Publicación
NFPA 497	Recommended Practice for the classification of flammable liquids, gases, or vapours and of hazardous (Classified) locations for electrical installations in chemical process areas	2012
NFPA 70	National Electric Code	2011
API RP 500	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone O, Zone 1, and Zone 2	1997
NTC 2050	Código Eléctrico Colombiano	1998
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas para Colombia	2008

Fuente: El Autor

Entregables de Ingeniería

El Ingeniero de Petrominerales podrá exigir una planimetría de Áreas Clasificadas, que servirá como apoyo en la validación de las instalaciones eléctricas, además de ser indispensable en la seguridad de la estación.

Documento Respaldo: Planimetría de Áreas Clasificadas

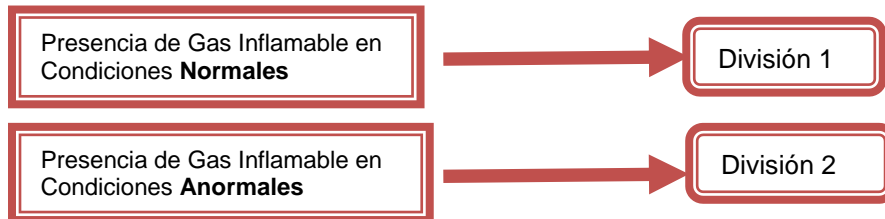
Condiciones Básicas para generar fuego o explosión (Basado en la Norma API RP 500 (1997))

Para que exista fuego o explosión accidentales derivados de una instalación eléctrica se deben cumplir estas 3 condiciones básicas:

❖ Presencia de Gas Inflamable:

En la clasificación de una ubicación en particular es importante tener en cuenta la probabilidad de presencia de gas inflamable, la decisión para la clasificación se basa principalmente en si la mezcla inflamable está presente en condiciones normales o condiciones Anormales (Incluyendo Desaloje del Equipo)

Ilustración 29. Clasificación Área Según Presencia de Gas Inflamable



Fuente: API RP 500

❖ Presencia de Oxígeno

Debe existir presencia de Oxígeno en las cantidades y proporciones necesarias para que la mezcla se torne en una atmósfera Explosiva, esta condición es importante en el momento de definir los límites del área clasificada, se debe tener en cuenta las características físicas de la sustancia liberada, la presión de funcionamiento y el efecto natural de los gases de dispersarse por la atmósfera.

❖ Punto de Ignición.

En estas aplicaciones se asume que la fuente potencial de ignición es eléctrica sea por temperatura o alguna falla que genera arco eléctrico.

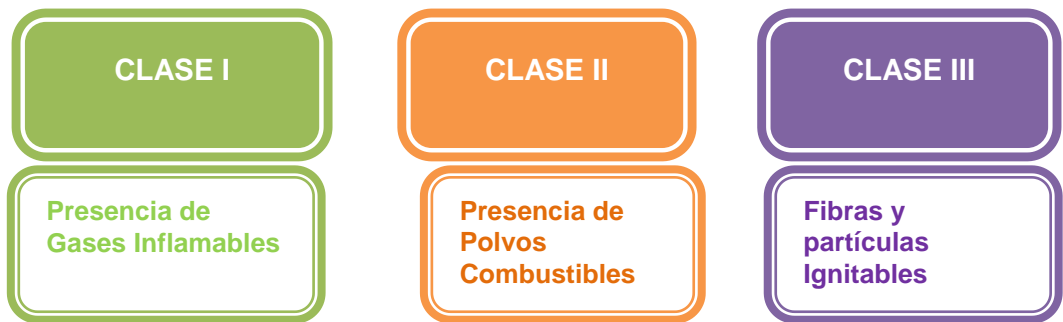
Criterios de Clasificación

Criterios de Clasificación Basados en API RP 500 Sección 6 y NFPA 70 Artículo 500. Todos los lugares y áreas se deben considerar de forma independiente para determinar su clasificación.

Clasificación por clases

Las áreas se clasifican por clases dependiendo de las propiedades del elemento inflamable presente

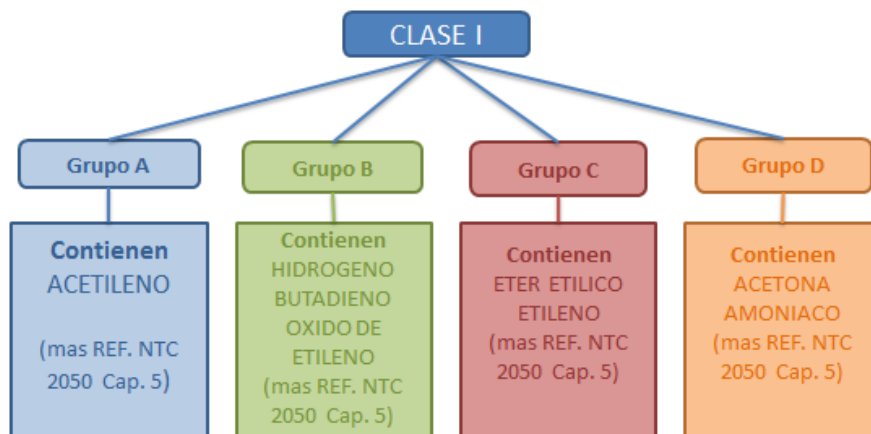
Ilustración 30. Clasificación Área Según Tipo Material Inflamable



Fuente: API RP 500

Los derivados del petróleo se ubican directamente en CLASE I por generar gases y vapores Inflamables al ambiente.

Ilustración 31. Clasificación por grupos de las Atmosferas CLASE I



Fuente. NTC 2050 Cap.5

Clasificación por Divisiones

Se clasifica por divisiones de acuerdo a la frecuencia de gases o vapores presentes en el lugar a evaluar, es por esto que la selección de la división representa directamente el riesgo asociado al lugar en estudio, se debe tener en cuenta el grado o nivel de ventilación del área.

Para este ejercicio se referencia CLASE I División I y Clase I División II

Ilustración 32. Clasificación por Divisiones



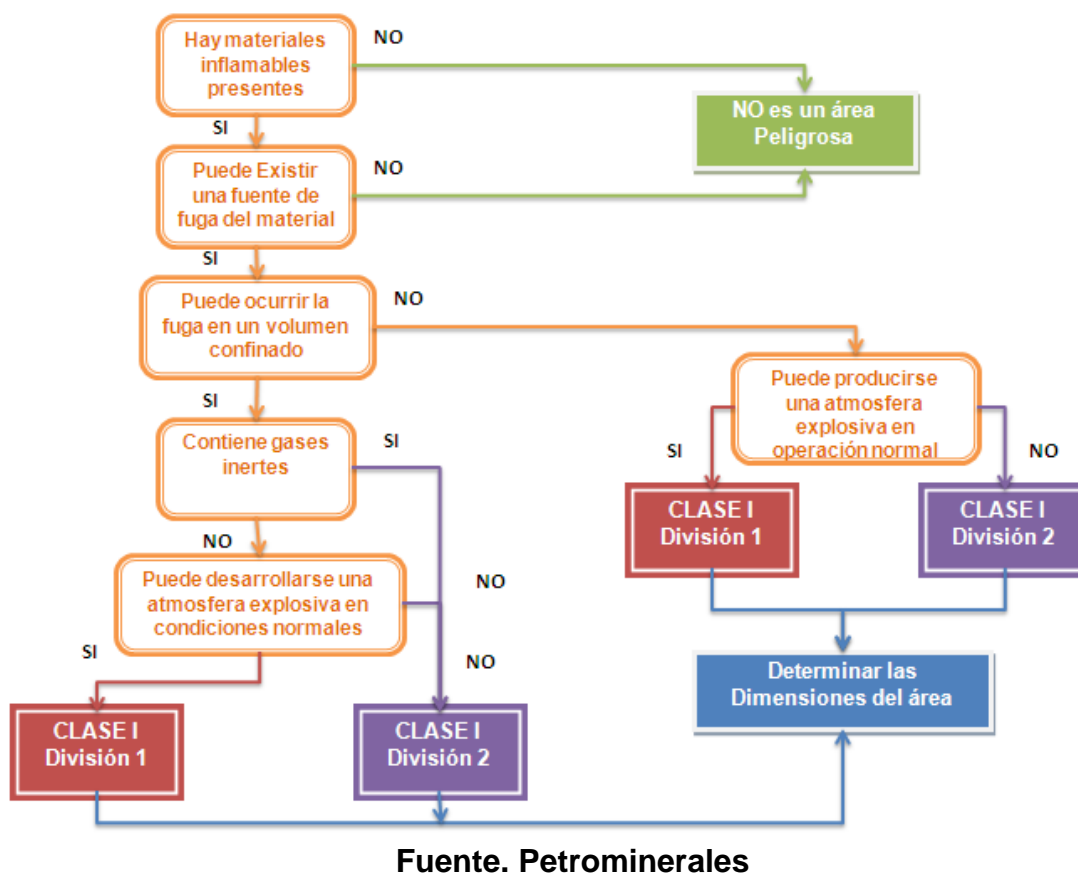
Fuente: NTC 2050 Sec. 500-7

Metodología para la clasificación

Esta metodología se puede utilizar para garantizar el estudio individual de las diferentes zonas de la facilidad.

PASO 1: Determinar la necesidad de clasificación. La necesidad de clasificación se ilustra a continuación

Ilustración 33. Metodología Necesidad de clasificación



Esta es una aproximación referencial no debe ser utilizada sin respaldo de las normas apropiadas

PASO 2: Obtener información del Sitio: Una vez determinada la necesidad de clasificación en este paso se recopila información de flujo, temperatura, presión y variables que intervengan en el proceso.

Tabla 29. Listado de Variables y sus rangos para determinar su extensión

Variables	Unidades	Bajo	Moderado	Alto
Tamaño (V)	Gal	<5000	5000-25000	>25000
Presión (P)	Psi	<100	100-500	>500
Tasa de Flujo	Gpm	<100	100-500	>500

Fuente: NFPA 497 TABLA 5.7.4

PÁSO 3: Seleccionar el Diagrama adecuado para la Clasificación: Basado en los típicos y ejemplos de la norma NFPA 497 y API RP500 se realiza un análisis y seleccionamos el típico que aplique.

PÁSO 4: Determinar la extensión del área clasificada: Basado en el paso anterior y con las distancias definidas se genera planimetría de área clasificada, la cual se debe utilizar para la selección de equipos y accesorios que apliquen de acuerdo al área de influencia

Accesorios utilizados en áreas clasificadas

Para elegir un accesorio para área clasificada es importante tener en cuenta Tipo de protección, Grupo, División y temperatura; El accesorio debe contar además de su rotulado físico con certificado RETIE respaldado con certificado del laboratorio aprobador UL, CSA ETC.

La selección de estos equipos debe ser basada en la planimetría entregada por el diseñador y esta selección debe ser realizada por una persona idónea y con las competencias para esta tarea.

4.10. RESUMEN DE ENTREGABLES

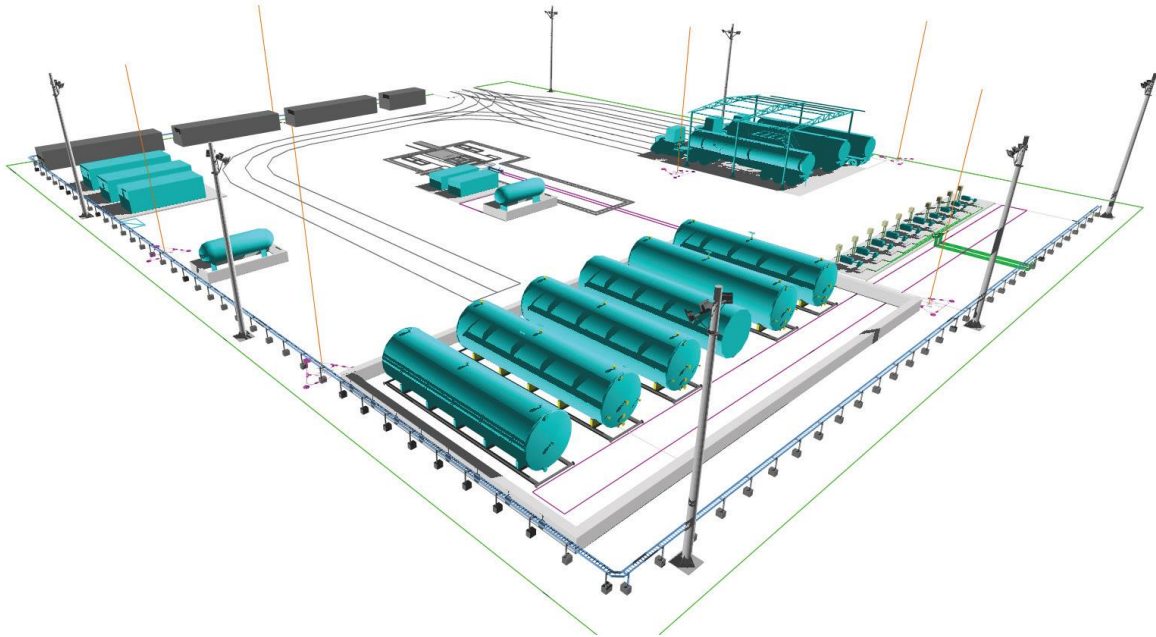
Tabla 30. Resumen de Entregables

Descripción	Entregables
Generadores, Sistema de Transferencia y Distribución	Listado de cargas
	Data Sheet de Generadores
	Certificado de Construcción del Cofre (ONAC)
	Diagrama Unifilar Actualizado
Acometidas Eléctricas y conexión de Equipos	Procedimiento Escrito de control de Riesgos Eléctricos
Puestas a Tierra	Prueba con teluometro de la resistividad de la puesta a tierra
Sistema de Iluminación Perimetral	Data Sheet de la luminaria y / o equipos a instalar
Sistema de Protección Atmosférica	Evaluación de Riesgo
	Planimetría SIPRA Externo
Estimación de Cargas & Diagrama Unifilar	Diagrama Unifilar de la instalación
	Cálculo de los conductores
	Data Sheet de los conductores Eléctricos (Certificado RETIE)
	Data Sheet de los equipos eléctricos (Tableros, Protecciones)
Áreas Clasificadas	Planimetría de Áreas Clasificadas

Fuente: El Autor

DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA Y CONEXIONADO GENERAL

Ilustración 34. Planimetría Distribución Eléctrica



Fuente: Petrominerales

De acuerdo a las pautas expuestas en este documento, para el sistema de cableado y distribución de equipos eléctricos se debe tener en cuenta:

- ❖ Se deben conservar todas las distancias entre equipos eléctricos teniendo en cuenta las AREAS CLASIFICADAS
- ❖ En Área clasificada la acometida de las bombas y equipos Eléctricos deben cumplir con lo que recomienda la Norma NTC 2050 Sección 500, el diseñador es libre de realizar la acometida con el Método de cableado que prefiera (Ductos IMC - RGD, Cable diseñado para tal fin como tipo MC para Área Clasificada etc.) siempre y cuando cumpla con lo exigido en el RETIE.
- ❖ El cableado debe ir como mínimo en tubería IMC cuando es a la vista y su distribución no debe representar ningún tipo de Riesgo a la operación.
- ❖ El Sistema de Protección Atmosférica debe ser eficiente y debe garantizar el apantallamiento a los equipos de proceso.

NORMATIVIDAD APLICABLE

Tabla 31. Resumen Normatividad Aplicable

Estándar	Nombre	Fecha de Publicación
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas para Colombia	2008
NTC 2050	Código Eléctrico Colombiano	1998
NTC 4552 1-2-3	Protección contra descargas Eléctricas Atmosféricas	2008
NFPA 70	National Electric Code	2011
NFPA 497	Recommended Practice for the classification of flammable liquids, gases, or vapours and of hazardous (Classified) locations for electrical installations in chemical process areas	2012
NFPA 72	National Fire Alarm Code	2013
NFPA 780	Standard for Installation of lightning Protection Systems	2004
API RP 500	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone O, Zone 1, and Zone 2	1997
IEEE Std 81	IEEE. Guide for measuring earth resistivity, ground impedance and earth surface potentials of a ground system. 42p.	1983
IEEE-Std 142	Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems	2007

Fuente: El Autor.

5. CONSTRUCCIÓN MECÁNICA E INSTRUMENTACIÓN PARA PRUEBAS DE WELL TESTING

5.1. CONSTRUCCIÓN MECÁNICA PARA PRUEBAS DE WELL TESTING

5.1.1. NORMATIVIDAD APLICABLE

Tabla 32. Resumen Normatividad Aplicable

ESTANDAR	NOMBRE	Fecha de Publicación
Decreto 0283 de 1990	Por el cual se reglamenta el almacenamiento, manejo, transporte, distribución de combustibles líquidos derivados del Petróleo y el transporte por Carro tanques de Petróleo Crudo.	1990
ASME Section VIII Div. 1	Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1: Rules for Construction of Pressure Vessels	2010
ASME B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings NPS ½ Through NPS 24 Metric/Inch Standard	2009
ASME B16.11	Forged fittings socket welding and threaded.	
ASME B16.20	Metallic gaskets for pipe flanges, ring, joint, spiral wound and jacketed	
ASME B16.47	Large diameter steel flanges NPS. 2660	
ASME B31.3	Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping	
API 5L	Specification for Line Pipe – FORTY-FOURTH EDITION; Incorporating Errata: January 2009, Addendum 1: February 2009, Addendum 2: April 2010; Addendum 3: July 2011 Effective Date: January 1, 2012; ISO 3183:2007 Adoption	2007
API 6 ^a	Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment – Twentieth Edition; Incorporating ERRATA 1: JANUARY 2011, ERRATA 2: NOVEMBER 2011, ADDENDUM 1: NOVEMBER 2011; ISO 10423:2009 Adoption- ADDENDUM 1: November 2011 is Annex O replacement	2010
API SPECIFICATION 12J	Specification for Oil and Gas Separators	2009
API SPECIFICATION 12F	Specification for Shop Welded Tanks for Storage of Production	2009

	Liquids	
API 16C	Specification for Choke and Kill Systems - First Edition	1993
API 537	Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service - SECOND EDITION	2008
API 610	Centrifugal Pump for Petroleum Heavy Duty Chemical and Gas Industry Services.	2011
API STANDARD 675	Positive Displacement Pumps—Controlled Volume for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services	2012
API STANDARD 676	Positive Displacement Pumps—Rotary	2009
UL 142	Steel Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids	2007
ECP-GTP-F-38-NIP-42-02	Normas de Ingeniería de Producción, Montaje Mecánico de Recipientes a Presión. ECOPETROL	2003
ECP-GTP-F-38-NIP-47-01	Normas de Ingeniería de Producción, Especificación Técnica para el Montaje de Bombas Centrifugas. ECOPETROL	2003
ECP-GTP-F-38-NIP-47-02	Normas de Ingeniería de Producción, Especificación Técnica para Montaje de Bombas Rotativas de Desplazamiento Positivo. ECOPETROL	2003
UL 142	Steel Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids	2007
NSR-10	Normas colombianas de diseño y construcción sismo resistente	2010
RES-1409_2012	Seguridad para protección contra caídas de trabajo en alturas	2012
NTC 161	Barras - y rollos - lisos y corrugados de acero al carbono	N/A
NTC 321	Ingeniería civil y arquitectura. Cemento Portland. Especificaciones químicas	N/A

Fuente: El Autor

5.1.2. Rango de Presiones de Trabajo

La Siguiete Tabla se consolida a partir de las indicaciones presentadas en la norma ASME B16.5-2013 Pipe Flanges and Flanged Fittings, para los materiales designados allí como Grupo 1.1, los cuales abarcan la mayoría de los accesorios hechos en Acero al Carbón utilizados en las actividades de Well Testing. Para otros materiales, remitirse a la norma indicada.

Tabla 33. Presión Máxima Permitida

Temperatura (°F)	Presión (lb)						
	150	300	400	600	900	1500	2500
-20 to 100	285	740	990	1480	2220	3705	6170
200	260	675	900	1350	2025	3375	5625
300	230	655	875	1315	1970	3280	5470
400	200	635	845	1270	1900	3170	5280
500	170	600	800	1200	1795	2995	4990
600	140	550	730	1095	1640	2735	4560
650	125	535	715	1075	1610	2685	4475
700	110	535	710	1065	1600	2665	4440
750	95	505	670	1010	1510	2520	4200
800	80	410	550	825	1235	2060	3430
850	65	270	355	535	805	1340	2230
900	50	170	230	345	515	860	1430
950	35	105	140	205	310	515	860
1000	20	50	70	105	155	260	430
Presión de Prueba Hidrostática	450	1125	1500	2225	3350	5575	9275

Fuente. ANSI B16.5

5.1.3. ESPECIFICACION DE EQUIPOS

5.1.3.1. Data Header

NORMATIVIDAD APLICABLE

Tabla 34. Resumen Normatividad Aplicable

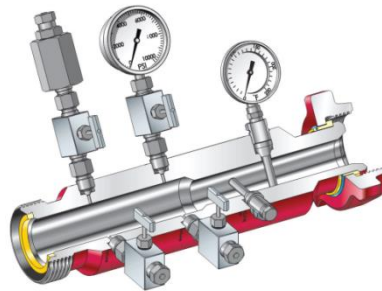
Estándar	Nombre	Fecha de Publicación
API SPEC 6A	Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment	2010
API SPEC 16C	Specification for Choke and Kill Systems	1993
NACE MR 01-75	Metals for Sulfide Stress Cracking and Stress corrosion Cracking Resistance in Sour Oilfield Environments	2003
API SPEC 5B	Specification for Threading, Gauging and Thread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads	2008
ASME Section IX	Qualification Standard For Welding And Brazing Procedures, Welders, Brazers, And Welding And Brazing Operators Welding And Brazing Qualifications	2011

Fuente: El Autor

DESCRIPCION DATA HEADER

Es un tramo de tubería corto conectado aguas arriba del Choke Manifold, el cual sirve para proporcionar facilidades de instalación de medidores de presión, termopozo y puertos de muestreo o de inyección adicionales. El Data Header permite la conexión de equipos de monitoreo de presión y temperatura, así como equipos de muestreo o de inyección. La especificación del Data Header debe estar acorde a las diferentes condiciones del pozo (presiones, temperaturas y caudales) y a las conexiones disponibles tales como uniones de martillo y bridas. El cuerpo de este accesorio debe estar construido del mismo rating de presión que la cabeza del pozo y el Choke Manifold. Las normas aplicables para la especificación del cuerpo del accesorio son API 6A o API 16C. Las salidas Roscadas (Threadolets), deben ser diseñadas, construidas y aprobadas con los parámetros de la norma API 5B: "Specification for Threading, Gauging, and Thread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads (US Customary Units)"

Ilustración 35. Esquema de Data Header



Fuente: www.Weatherford.com

CARACTERÍSTICAS DATA HEADER

El ingeniero de Petrominerales debe verificar como mínimo los siguientes parámetros:

Tabla 35. Características Técnicas De Data Header

Característica	Cumple
Incluye un puerto de manómetro, un para termopozo, y varios puertos de muestreo o de inyección	
Construido con el mismo ID y Rating del Choke Manifold, válvula de seguridad en superficie ESDV, o la tubería	
Conexiones concuerdan con las del Choke Manifold, válvula de seguridad en superficie ESDV, o la tubería	
Cumple con API-6A (PSL-2 o -3, PR2) y H2S (NACE MR 01-75)	

Fuente: **El Autor**

REQUISITOS DATA HEADER

Los requerimientos específicos a validar por el ingeniero de Petrominerales son:

Tabla 36. Requerimientos Documentales De Data Header

Requerimiento	Cumple
Certificado de conformidad	
Certificados de materiales	
Certificados de soldaduras	
Certificados de pruebas no destructivas	
Dossier de fabricación	
Registro de pruebas medición de corrosión	
Registro actividades de mantenimiento realizadas	

Fuente: El Autor

5.1.3.2. Choke Manifold

NORMATIVIDAD APLICABLE

Tabla 37. Resumen Normatividad Aplicable

Estándar	Nombre	Fecha de Publicación
API SPEC 6 ^a	Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment	2010
API SPEC 16C	Specification for Choke and Kill Systems	1993
NACE MR 01-75	Metals for Sulfide Stress Cracking and Stress corrosion Cracking Resistance in Sour Oilfield Environments	2003
API SPEC 5B	Specification for Threading, Gauging and Thread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads	2008
ASME Section IX	Qualification Standard For Welding And Brazing Procedures, Welders, Brazers, And Welding And Brazing Operators Welding And Brazing Qualifications	2011

Fuente: El Autor

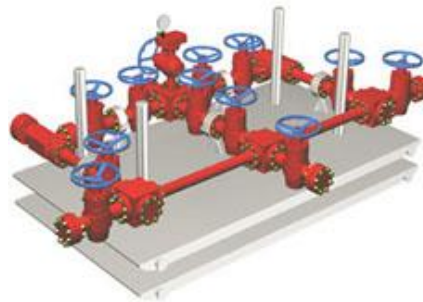
DESCRIPCION CHOKE MANIFOLD

Choke Manifold se encuentra normalmente en la plataforma del taladro, proporciona el control de flujo de forma variable del fluido producido, y ofrece la

capacidad de cierre aguas arriba de los equipos de proceso y medición durante las operaciones de prueba. El flujo en el Choke Manifold puede pasar por un estrangulador (Choke) ajustable y se utiliza para el ajuste del flujo hasta conseguir un flujo estable. El lado opuesto del Choke Manifold tiene un estrangulador (Choke) positivo fijo que proporcionan un flujo preciso para controlar velocidades de flujo predeterminadas en condiciones estables. Una derivación (By Pass) de paso completo (Full Bore) se incorpora a través del centro del Choke Manifold y se puede utilizar para el estrangulamiento aguas abajo en condiciones de flujo abierto. Tiene la característica de ser resistente a la erosión por las altas velocidades producidas después del estrangulamiento, además su diseño facilita los trabajos de mantenimiento sin sacar el equipo de línea. Se recomienda que se instale lo más cerca posible al Árbol de Navidad en Pozo.

El equipo debe ser diseñado, fabricado y probado bajo los parámetros del estándar API 16C: "Specification for Choke and Kill Systems - First Edition". La selección de materiales, de acuerdo a la presión de trabajo, se efectuará conforme a la tabla 4.5.3 del API 16C. Aunque la norma API 6A, especifique presiones de prueba de 1.5 veces la presión de trabajo y no mayores de 20.000 psi, las pruebas hidrostática se deben ejecutar de acuerdo a la Tabla 6.4.5 del API 16C.

Ilustración 36. Esquema de Choke Manifold



Fuente: <http://www.cnruishi.com/en/340.html>

CARACTERÍSTICAS CHOKE MANIFOLD

El ingeniero de Petrominerales debe verificar como mínimo los siguientes parámetros:

Tabla 38. Características Técnicas de Choke Manifold

Característica	Cumple
Ensamblado con chokes fijos, ajustable y de By-Pass	
El tamaño y especificación de los chokes de acuerdo a las características proyectadas de operación	
Verificación de placa de identificación	
Válvulas de corte especificadas de acuerdo a la compatibilidad de los chokes (rating y conexiones)Válvulas de corte especificadas de acuerdo a la compatibilidad de los chokes (rating y conexiones)	
Construido con el mismo ID y rating de la válvula de seguridad en superficie ESDV, la tubería, o como se requiera según el proceso estipulado	
Conexiones concuerdan con la válvula de seguridad en superficie ESDV, o la tubería (brida o unión de golpe)	
Cumple con API-6A (PSL-2 o -3, PR2) y H2S (NACE MR 01- 75)	
Montado sobre Skid (Patín) petrolero	
Set de herramientas para ajuste y ensamble	
Set de accesorios para interconexión (empaques y espárragos)	

Fuente: El Autor

REQUISITOS CHOKE MANIFOLD

Los requerimientos específicos a validar por el ingeniero de Petrominerales son:

Tabla 39. Requerimientos Documentales De Data Header

Requerimiento	Cumple
Certificado de conformidad	
Certificados de materiales	
Certificados de soldaduras	
Certificados de pruebas no destructivas	
Dossier de fabricación	
Registro de pruebas medición de corrosión	
Registro actividades de mantenimiento realizadas	

Fuente: El Autor

5.1.3.3. Separador de prueba / producción

NORMATIVIDAD APLICABLE

Tabla 40. Resumen Normatividad Aplicable

Estándar	Nombre	Fecha de Publicación
ASME Section II	Section II A Ferrous Material Specifications (Beginning To Sa-450) Materials	2011
ASME Section VIII Div. 1	Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1: Rules for Construction of Pressure Vessels	2011
ASME Section IX	Qualification Standard For Welding And Brazing Procedures, Welders, Brazers, And Welding And Brazing Operators Welding And Brazing Qualifications	2011
ASME B31.3	Process Piping	2012
ASME B2.1	Standard for Pipe Threads	1983
ASME B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings	2013
ASME B16.21	Non-Metallic Gaskets for pipe Flanges	2011
ASME B16.25	Butt-welding Ends	2012
ASME B16.47	Pipe Flanges and Flanged Fittings	2011
API 12J	Specification for Oil and Gas Separators	2009
API RP 540	Electrical Installations in Petroleum Processing Plants	1999
API RP 520	Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries	2011
API STD 526	Flanged Steel Pressure Relief Valves	2009
API STD 527	Seat Tightness of Pressure Relief Valves.	1991
API RP 551	Process Measurement Instrumentation	1993
API RP 552	Transmission Systems	1994
API RP 553	Refinery Valves and Accessories for Control and Safety Instrumented Systems	2013
API RP 554	Process Instrumentation and Control	2007

Fuente: El Autor

DESCRIPCIÓN SEPARADOR DE PRUEBA / PRODUCCIÓN

Separador trifásico es un recipiente a presión equipado diseñado para separar de manera eficiente petróleo, gas y agua para las pruebas de pozos en tierra y mar. El separador trifásico puede funcionar como una unidad independiente o en

combinación con el tanque de compensación, reduciendo de la dependencia en el proceso de las mediciones de flujo de alta calidad.

El separador trifásico consiste típicamente en un recipiente, un sistema de medida del caudal de aceite con medidores duales, un sistema de medida del caudal de gas, varios puntos de muestreo para cada fase de efluente, y dos válvulas de seguridad para proteger el recipiente de cualquier sobrepresión. La mayoría de los separadores también están equipados para medir el caudal de agua. Para proporcionar mediciones precisas, el separador trifásico está equipado con reguladores neumáticos que mantienen una presión constante y un nivel de líquido constante en el interior del recipiente por medio de válvulas de control sobre las salidas de gas y petróleo.

El separador trifásico está equipado con una placa deflectora, placas coalescentes, un rompedor de espuma, un rompedor de vórtice, una placa de rebosadero, y un extractor de niebla. Estos componentes reducen el riesgo de arrastre (líquido en la tubería de gas o gas en la línea de líquido) que pudiera afectar la exactitud de medición de caudal.

CARACTERÍSTICAS SEPARADOR DE PRUEBA / PRODUCCIÓN

El ingeniero de Petrominerales debe verificar como mínimo los siguientes parámetros:

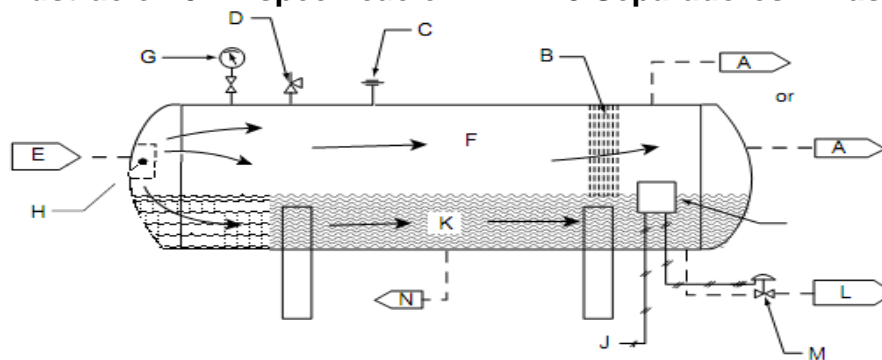
Tabla 41. Características Técnicas de Separador de Prueba / Producción

Característica	Cumple
Rating de presión de acuerdo al diseño del proceso (ANSI Pressure Class)	
Condiciones de caudal de fluidos acordes a lo requerido en el proceso	
Líneas de entrada de fluido con válvulas de corte y By-pass a línea de salida de crudo	
Línea de salida de crudo, con cuadro de control (LCV y Bypass), cuadro de medición (turbina y By-Pass), filtrado y válvulas cheque y corte	
Línea de salida de agua, con cuadro de control (LCV y By-Pass), cuadro de medición (turbina y By Pass), filtrado y válvulas cheque y corte	
Línea de Salida de Gas, con cuadro de control (PCV y By-Pass), cuadro de medición (platina de orificio), y válvulas cheque y corte	
Controladores de nivel para las secciones y líneas de crudo y agua	
Controlador de presión para la línea de gas	

Indicadores tipo Pemberthy para visualización de Interface (tipo Transparent) y nivel total (tipo Reflex)	
Interruptores/alarmas por alto y bajo nivel	
Interruptores/Alarmas por alta y baja presión	
Válvulas de Seguridad por Alivio de Presión	
Deflector interno para entrada de fluido	
Baffle interno o rebosadero a altura determinada por el proceso	
Demister o extractor de niebla en salida de gas	
Rompedor de vórtice en las salidas de Crudo y Agua	
Boquillas y aperturas de acuerdo a ASME Section VIII, División 1	
Materiales según ASME Section VIII, División 1	
Cálculos y diseño según API 12 J	
Soportes y Skid tipo petrolero	
Verificación de Dossier y su correspondencia con equipo, requerimiento de materiales, soldaduras y otros.	
Registro de Pruebas Medición de Corrosión	
Registro Actividades de Mantenimiento Realizadas	

Fuente: El Autor

Ilustración 37. Especificación API 12J Separadores Trifásicos Horizontales



- A. Gas Outlet
- B. Mist Extractor Section
- C. Safety Head
- D. Relief Valve
- E. Inlet
- F. Secondary Separation Section
- G. Pressure Gauge
- H. Primary Separation Section
- I. Liquid Level Control
- J. Instrument Gas Supply
- K. Liquid Collection Section
- L. Liquid Outlet
- M. Control Valve
- N. Drain

Fuente: API 12J

REQUISITOS SEPARADOR DE PRUEBA / PRODUCCIÓN

Los requerimientos específicos a validar por el ingeniero de Petrominerales son:

Tabla 42. Requerimientos Documentales de Separador De Prueba / Producción

Requerimiento	Cumple
Hoja de datos	
Dossier de diseño con: <ul style="list-style-type: none">• Planos 'As-built'• Memorias de cálculo, incluyendo las de válvulas y elementos de control• Procedimientos y mapa de soldaduras• Reportes de inspección radiográfica y mapa de rayos-X• Reportes y protocolos de pruebas e inspecciones• Certificaciones de materiales, accesorios e instrumentos y controles• Listado y catálogos de instrumentos y controles• Certificación y calibración de instrumentos y controles• Manuales de operación y mantenimiento	
Certificados de ensayos no destructivos	
Especificación de preparación de superficie y pintura	
Lista de repuestos	
Certificado de conformidad con código/estándar fabricación	
Certificados de calidad	
Registro de trazabilidad de materiales	
Certificados MTR	
Certificados y procedimientos de pruebas hidrostáticas	
Certificados y procedimientos de pruebas de presión	
Certificado Welder Performance Qualification	
Registros WPS and PQR	
Registro de pruebas medición de corrosión	
Registro actividades de mantenimiento realizadas	

Fuente: El Autor

5.1.3.4. Scrubber

NORMATIVIDAD APLICABLE

Tabla 43. Resumen Normatividad Aplicable

Estándar	Nombre	Fecha de Publicación
ASME Section II	Section II A Ferrous Material Specifications (Beginning To Sa-450) Materials	2011

ASME Section VIII Div. 1	Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1: Rules for Construction of Pressure Vessels	2011
ASME Section IX	Qualification Standard For Welding And Brazing Procedures, Welders, Brazers, And Welding And Brazing Operators Welding And Brazing Qualifications	2011
ASME B31.3	Process Piping	2012
ASME B2.1	Standard for Pipe Threads	1983
ASME B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings	2013
ASME B16.21	Non-Metallic Gaskets for pipe Flanges	2011
ASME B16.25	Butt-welding Ends	2012
ASME B16.47	Pipe Flanges and Flanged Fittings	2011
API 12J	Specification for Oil and Gas Separators	2009
API RP 540	Electrical Installations in Petroleum Processing Plants	1999
API RP 520	Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries	2011
API STD 526	Flanged Steel Pressure Relief Valves	2009
API STD 527	Seat Tightness of Pressure Relief Valves.	1991
API RP 551	Process Measurement Instrumentation	1993
API RP 552	Transmission Systems	1994
API RP 553	Refinery Valves and Accessories for Control and Safety Instrumented Systems	2013
API RP 554	Process Instrumentation and Control	2007

Fuente: El Autor

DESCRIPCION SCRUBBER

Consiste en un separador bifásico a presión diseñado para retirar el porcentaje renuente de crudo y agua contenido en el gas producido.

El scrubber consiste típicamente en un recipiente, un sistema de medida y regulación del caudal de gas, una válvula de seguridad para proteger el recipiente de cualquier sobrepresión. Tiene un sistema de control de nivel para regular el contenido de crudo/agua en el recipiente. Igualmente cuenta con sistemas de monitoreo de presión, temperatura y nivel. Está equipado con una placa deflectora, un rompedor de vórtice y un extractor de niebla. Estos componentes reducen el riesgo de arrastre (líquido en la tubería de gas) que pudiera afectar la finalidad del equipo.

CARACTERÍSTICAS SCRUBBER

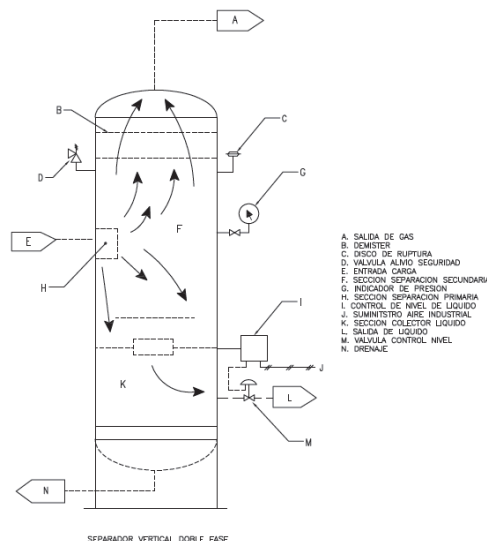
El ingeniero de Petrominerales debe verificar como mínimo los siguientes parámetros:

Tabla 44. Características Técnicas del Scrubber

Característica	Cumple
Rating de presión de acuerdo al diseño del proceso (ANSI)	
Condiciones de caudal de fluidos acordes a lo requerido en el proceso	
Líneas de entrada de fluido (gas) con válvulas de corte y By-pass a línea de salida de crudo	
Línea de salida de fluido condensado, con cuadro de control (LCV y Bypass), cuadro de medición (turbina y By-Pass), filtrado y válvulas cheque y corte	
Línea de salida de gas, con cuadro de control (PCV y By-Pass), cuadro de medición (platina de orificio), y válvulas cheque y corte	
Controladores de nivel para las secciones y líneas de fluido condensado	
Controlador de presión para la línea de gas	
Indicadores tipo Pemberthy para visualización nivel total de condensado (tipo Reflex)	
Interruptores/alarmas por alto y bajo nivel	
Interruptores/Alarmas por alta y baja presión	
Válvulas de Seguridad por Alivio de Presión	
Deflector interno para entrada de fluido	
Demister o extractor de niebla en salida de gas	
Rompedor de vórtice en las salidas de fluido condensado	
Boquillas y aperturas de acuerdo a ASME Section VIII, División 1	
Materiales según ASME Section VIII, División 1	
Cálculos y diseño según API 12 J	
Soportes y Skid tipo petrolero	
Verificación de Dossier y su correspondencia con equipo, requerimiento de materiales, soldaduras y otros.	
Registro de Pruebas Medición de Corrosión	
Registro Actividades de Mantenimiento Realizadas	

Fuente: El Autor

Ilustración 38. Especificación API 12J para Separadores Bifásicos Verticales



Fuente: API 12J

REQUISITOS SCRUBBER

Los requerimientos específicos a validar por el ingeniero de Petrominerales son:

Tabla 45. Requerimientos Documentales del Scrubber

Requerimiento	Cumple
Hoja de datos	
Dossier de diseño con: <ul style="list-style-type: none"> • Planos 'As-built' • Memorias de cálculo, incluyendo las de válvulas y elementos de control • Procedimientos y mapa de soldaduras • Reportes de inspección radiográfica y mapa de rayos-X • Reportes y protocolos de pruebas e inspecciones • Certificaciones de materiales, accesorios e instrumentos y controles • Listado y catálogos de instrumentos y controles • Certificación y calibración de instrumentos y controles • Manuales de operación y mantenimiento 	
Certificados de ensayos no destructivos	
Especificación de preparación de superficie y pintura	
Lista de repuestos	
Certificado de conformidad con código/estándar fabricación	
Certificados de calidad	
Registro de trazabilidad de materiales	
Certificados MTR	
Certificados y procedimientos de pruebas hidrostáticas	

Certificados y procedimientos de pruebas de presión	
Certificado Welder Performance Qualification	
Registros WPS and PQR	
Registro de pruebas medición de corrosión	
Registro actividades de mantenimiento realizadas	

Fuente: El Autor

5.1.3.5. K.O. Drum

NORMATIVIDAD APLICABLE

Tabla 46. Resumen Normatividad Aplicable

Estándar	Nombre	Fecha de Publicación
ASME Section II	Section II A Ferrous Material Specifications (Beginning To Sa-450) Materials	2011
ASME Section VIII Div. 1	Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1: Rules for Construction of Pressure Vessels	2011
ASME Section IX	Qualification Standard For Welding And Brazing Procedures, Welders, Brazers, And Welding And Brazing Operators Welding And Brazing Qualifications	2011
ASME B31.3	Process Piping	2012
ASME B2.1	Standard for Pipe Threads	1983
ASME B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings	2013
ASME B16.21	Non-Metallic Gaskets for pipe Flanges	2011
ASME B16.25	Butt-welding Ends	2012
ASME B16.47	Pipe Flanges and Flanged Fittings	2011
API 12J	Specification for Oil and Gas Separators	2009
API RP 540	Electrical Installations in Petroleum Processing Plants	1999
API RP 520	Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries	2011
API STD 526	Flanged Steel Pressure Relief Valves	2009
API STD 527	Seat Tightness of Pressure Relief Valves.	1991
API RP 551	Process Measurement Instrumentation	1993

API RP 552	Transmission Systems	1994
API RP 553	Refinery Valves and Accessories for Control and Safety Instrumented Systems	2013
API RP 554	Process Instrumentation and Control	2007

Fuente: El Autor

DESCRIPCION K.O. DRUM

Separador bifásico a presión equipado diseñado para retirar el porcentaje renuente de crudo y agua contenido en el gas destinado para quema y provenientes de venteos de emergencia y contingencia. Debe ser diseñado de acuerdo al tiempo de retención requerido por contingencia de líquido y gas en una emergencia. Igualmente actúa como amortiguador de disparos de alta presión, que pudieran afectar en normal funcionamiento de la Tea.

El K.O. Drum consiste típicamente en un recipiente, un sistema de control de nivel para regular el contenido de crudo/ agua en el recipiente. Igualmente cuenta con sistemas de monitoreo de presión y nivel. Está equipado un rompedor de vórtice. Por lo general se usa una bomba para la evacuación de los líquidos contenidos, ya que la presión de trabajo es muy baja.

CARACTERÍSTICAS K.O. DRUM

El ingeniero de Petrominerales debe verificar como mínimo los siguientes parámetros:

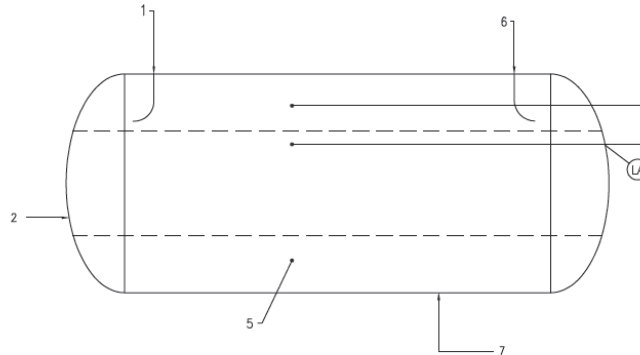
Tabla 47. Características Técnicas del K.O. Drum

Característica	Cumple
Rating de presión de acuerdo al diseño del proceso (ANSI Pressure Class)	
Condiciones de caudal de fluidos acordes a lo requerido en el proceso	
Línea de salida de fluido condensado, con válvulas cheque y corte	
Línea de salida de gas, con válvulas cheque y corte	
Indicadores tipo Pemberthy para visualización nivel total de condensado (tipo Reflex)	
Interruptores/alarmas por alto y bajo nivel	
Rompedor de vórtice en las salidas de fluido condensado	
Boquillas y aperturas de acuerdo a ASME Section VIII, División 1	
Materiales según ASME Section VIII, División 1	
Cálculos y diseño según API 12 J	

Soportes y Skid tipo petrolero	
Verificación de Dossier y su correspondencia con equipo, requerimiento de materiales, soldaduras y otros.	
Registro de Pruebas Medición de Corrosión	
Registro Actividades de Mantenimiento Realizadas	

Fuente: El Autor

Ilustración 39. Especificación para K.O. Drum



DONDE

1. ALVIOS PROVENIENTES DE VALVULAS DE SEGURIDAD EN LIQUIDO Y GASES
2. INSTRUMENTO DE NIVEL INDICADOR DE VOLUMEN MAXIMO
3. ESPACIO MINIMO PARA VELOCIDAD DE ARRASTRE
4. RETENCION LIQUIDO PARA VALVULAS DE ALIVIO DE SEGURIDAD Y OTROS ALVIOS DE EMERGENCIA
5. LIQUIDO DE DECANTACION Y DRENAJE
6. HAGA TEA
7. BOMBEO DE VACIADO

Fuente: API 12J

REQUISITOS KO DRUM

Los requerimientos específicos a validar por el ingeniero de Petrominerales son:

Tabla 48. Requerimientos Documentales del KO Drum

Requerimiento	Cumple
Hoja de datos	
Dossier de diseño con: <ul style="list-style-type: none"> • Planos 'As-built' • Memorias de cálculo, incluyendo las de válvulas y elementos de control • Procedimientos y mapa de soldaduras • Reportes de inspección radiográfica y mapa de rayos-X • Reportes y protocolos de pruebas e inspecciones • Certificaciones de materiales, accesorios e instrumentos y controles • Listado y catálogos de instrumentos y controles • Certificación y calibración de instrumentos y controles • Manuales de operación y mantenimiento 	

Certificados de ensayos no destructivos	
Especificación de preparación de superficie y pintura	
Lista de repuestos	
Certificado de conformidad con código/estándar fabricación	
Certificados de calidad	
Registro de trazabilidad de materiales	
Certificados MTR	
Certificados y procedimientos de pruebas hidrostáticas	
Certificados y procedimientos de pruebas de presión	
Certificado Welder Performance Qualification	
Registros WPS and PQR	
Registro de pruebas medición de corrosión	
Registro actividades de mantenimiento realizadas	

Fuente: El Autor

5.1.3.6. Bota de gas

NORMATIVIDAD APLICABLE

Tabla 49. Resumen Normatividad Aplicable

Estándar	Nombre	Fecha de Publicación
ASME Section II	Section II A Ferrous Material Specifications (Beginning To Sa-450) Materials	2011
ASME Section VIII Div. 1	Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1: Rules for Construction of Pressure Vessels	2011
ASME Section IX	Qualification Standard For Welding And Brazing Procedures, Welders, Brazers, And Welding And Brazing Operators Welding And Brazing Qualifications	2011
ASME B31.3	Process Piping	2012
ASME B2.1	Standard for Pipe Threads	1983
ASME B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings	2013
ASME B16.21	Non-Metallic Gaskets for pipe Flanges	2011
ASME B16.25	Butt-welding Ends	2012
ASME B16.47	Pipe Flanges and Flanged Fittings	2011
API 12J	Specification for Oil and Gas Separators	2009
API RP 554	Process Instrumentation and Control	2007

Fuente: El Autor

DESCRIPCION BOTA DE GAS

Recipiente atmosférico, que permite liberar un crudo/emulsión del gas disuelto en él por el cambio de presiones. Como internos tiene un tubo por donde sube el fluido y rebosa regresando al fondo donde es enviado generalmente a un Gun Barrel. Al llegar a la parte superior se encuentra con unas placas deflectoras donde se choca el gas liberado haciendo que las gotas de líquidos arrastradas se regresen. Ésta Línea está conectada con la línea de venteo en el Gun Barrel

CARACTERÍSTICAS BOTA DE GAS

El ingeniero de Petrominerales debe verificar como mínimo los siguientes parámetros:

Tabla 50. Características Técnicas de la Bota de Gas

Característica	Cumple
Rating de presión de acuerdo al diseño del proceso (ANSI Pressure Class)	
Condiciones de caudal de fluidos acordes a lo requerido en el proceso	
Línea de entrada y salida de crudo	
Línea de venteo	
Placas Deflectoras	
Boquillas y aperturas de acuerdo a ASME Section VIII, División 1	
Materiales según ASME Section VIII, División 1	
Cálculos y diseño según API 12 J	
Soportes y Skid tipo petrolero	
Verificación de Dossier y su correspondencia con equipo, requerimiento de materiales, soldaduras y otros.	
Registro de Pruebas Medición de Corrosión	
Registro Actividades de Mantenimiento Realizadas	

Fuente: El Autor

REQUISITOS BOTA DE GAS

Los requerimientos específicos a validar por el ingeniero de Petrominerales son:

Tabla 51. Requerimientos Documentales de la Bota de Gas

Requerimiento	Cumple
Hoja de datos	
Dossier de diseño con: <ul style="list-style-type: none"> • Planos 'As-built' • Memorias de cálculo, incluyendo las de válvulas y elementos de control • Procedimientos y mapa de soldaduras • Reportes de inspección radiográfica y mapa de rayos-X • Reportes y protocolos de pruebas e inspecciones • Certificaciones de materiales, accesorios e instrumentos y controles • Listado y catálogos de instrumentos y controles • Certificación y calibración de instrumentos y controles • Manuales de operación y mantenimiento 	
Certificados de ensayos no destructivos	
Especificación de preparación de superficie y pintura	
Lista de repuestos	
Certificado de conformidad con código/estándar fabricación	
Certificados de calidad	
Registro de trazabilidad de materiales	
Certificados MTR	
Certificados y procedimientos de pruebas hidrostáticas	
Certificados y procedimientos de pruebas de presión	
Certificado Welder Performance Qualification	
Registros WPS and PQR	
Registro de pruebas medición de corrosión	
Registro actividades de mantenimiento realizadas	

Fuente: El Autor

5.1.3.7. Gun Barrel

NORMATIVIDAD APLICABLE

Tabla 52. Resumen Normatividad Aplicable

Estándar	Nombre	Fecha de Publicación
ASME Section II	Section II A Ferrous Material Specifications (Beginning To Sa-450) Materials	2011
ASME Section VIII Div. 1	Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1: Rules for Construction of Pressure Vessels	2011

ASME Section IX	Qualification Standard For Welding And Brazing Procedures, Welders, Brazers, And Welding And Brazing Operators Welding And Brazing Qualifications	2011
ASME B31.3	Process Piping	2012
ASME B2.1	Standard for Pipe Threads	1983
ASME B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings	2013
ASME B16.21	Non-Metallic Gaskets for pipe Flanges	2011
ASME B16.25	Butt-welding Ends	2012
ASME B16.47	Pipe Flanges and Flanged Fittings	2011
API 12J	Specification for Oil and Gas Separators	2009
API RP 540	Electrical Installations in Petroleum Processing Plants	1999
API RP 520	Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries	2011
API STD 526	Flanged Steel Pressure Relief Valves	2009
API STD 527	Seat Tightness of Pressure Relief Valves.	1991
API RP 551	Process Measurement Instrumentation	1993
API RP 552	Transmission Systems	1994
API RP 553	Refinery Valves and Accessories for Control and Safety Instrumented Systems	2013
API RP 554	Process Instrumentation and Control	2007

Fuente: El Autor

DESCRIPCIÓN GUN BARREL

Recipiente atmosférico que mediante un tiempo de residencia de alrededor de 8 horas permite romper la emulsión agua-crudo. Como internos consta de un distribuidor del fluido dentro del recipiente. Luego suben las gotas de crudo a través de un lecho de agua hasta llegar a un rebose, donde el crudo sale por gravedad a los tanques de almacenamiento. El agua separada es retirada por un lazo de control de nivel interfase. Este equipo tiene una línea de salida de gas generalmente de 2" que va conectada con la línea de salida de gas de la bota.

CARACTERÍSTICAS GUN BARREL

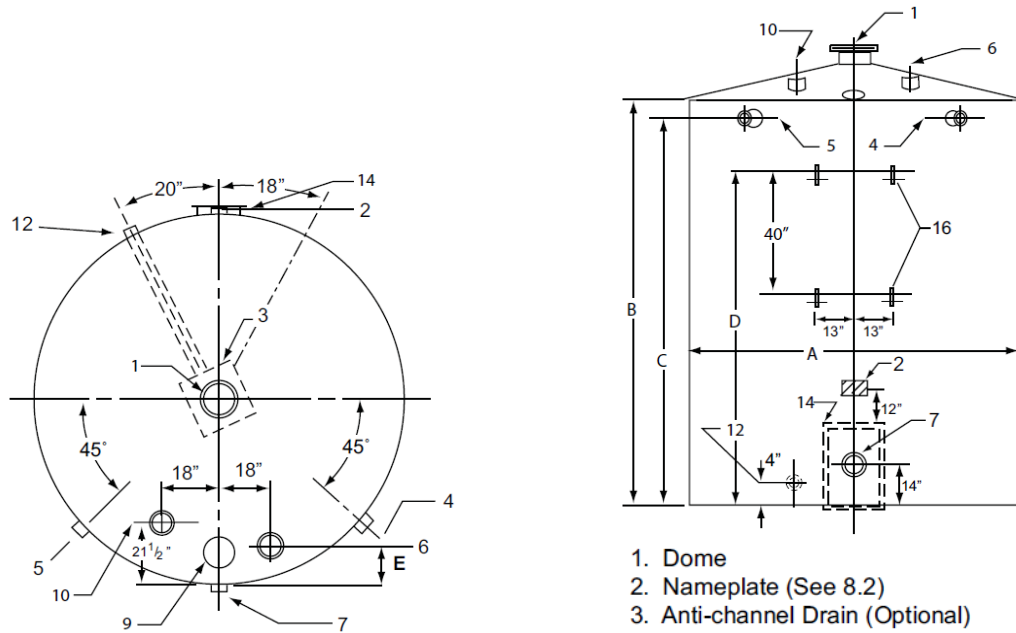
El ingeniero de Petrominerales debe verificar como mínimo los siguientes parámetros:

Tabla 53. Características Técnicas del Gun Barrel

Característica	Cumple
Rating de presión de acuerdo al diseño del proceso	
Condiciones de caudal de fluidos acordes a lo requerido en el proceso	
Líneas de entrada de crudo con válvula de corte y cheque, By pass opcional a la línea de salida de crudo.	
Línea de salida de crudo, con válvulas de corte	
Línea de salida de agua con cuadro de control (LCV y by pass).	
Controladores de nivel de interfase	
Líneas de Venteo	
Serpentín de calentamiento	
Difusor de producto de entrada	
Escotilla y tubo de aquietamiento de medición.	
Toma muestras distribuidos a lo largo del equipo	
Monitoreo de Temperatura y nivel.	
Boquillas y aperturas de acuerdo a ASME Section VIII, División 1.	
Materiales según ASME Section VIII, División 1	
Cálculos y diseño según API 12 J	
Soportes y Skid tipo petrolero	
Verificación de Dossier y su correspondencia con equipo, requerimiento de materiales, soldaduras y otros.	
Registro de Pruebas Medición de Corrosión	
Registro Actividades de Mantenimiento Realizadas	

Fuente: El Autor

Ilustración 40. Especificación 12F para Tanques Verticales y Gun Barrel



- 7. Pipe-line Connection (C-6)
- 8. Shell Plate
- 9. Thief-hatch Cutout
- 10. Vent-line Connection (C-3)
- 11. Lugs
- 12. Drain-line Connection (C-7)

- 1. Dome
- 2. Nameplate (See 8.2)
- 3. Anti-channel Drain (Optional)
- 4. Overflow Line Connection (C-4)
- 5. Overflow Line Connection (C-5)
- 6. Fill-line Line Connection (C-2)

- 13. 9/16 in. Diameter Bolt Holes
- 14. 24 in. x 36 in. Cleanout
- 15. Tank
- 16. Walkway Bracket Lugs
- 17. 10 3/8 in. B.C. 16 9/16 in. Holes
- 18. Outside Edge of Tank
- 19. 8-in. Hole

Fuente. API 12F

REQUISITOS GUN BARREL

Los requerimientos específicos a validar por el ingeniero de Petrominerales son:

Tabla 54. Requerimientos Documentales del Gun Barrel

Requerimiento	Cumple
Hoja de datos	
Dossier de diseño con: <ul style="list-style-type: none"> • Planos 'As-built' • Memorias de cálculo, incluyendo las de válvulas elementos control • Procedimientos y mapa de soldaduras • Reportes de inspección radiográfica y mapa de rayos-X • Reportes y protocolos de pruebas e inspecciones • Certificaciones de materiales, accesorios e instrumentos y controles • Listado y catálogos de instrumentos y controles • Certificación y calibración de instrumentos y controles • Manuales de operación y mantenimiento 	
Certificados de ensayos no destructivos	
Especificación de preparación de superficie y pintura	
Lista de repuestos	
Certificado de conformidad con código/estándar fabricación	
Certificados de calidad	
Registro de trazabilidad de materiales	
Certificados MTR	
Certificados y procedimientos de pruebas hidrostáticas	
Certificados y procedimientos de pruebas de presión	
Certificado Welder Performance Qualification	
Registros WPS and PQR	
Registro de pruebas medición de corrosión	
Registro actividades de mantenimiento realizadas	

Fuente: El Autor

5.1.3.8. Tanque de almacenamiento Horizontal cilíndrico

NORMATIVIDAD APLICABLE

Tabla 55. Resumen Normatividad Aplicable

Estándar	Nombre	Fecha de Publicación
ASME Section II	Section II A Ferrous Material Specifications (Beginning To Sa-450) Materials	2011
ASME Section VIII Div. 1	Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1: Rules for Construction of Pressure Vessels	2011

ASME Section IX	Qualification Standard For Welding And Brazing Procedures, Welders, Brazers, And Welding And Brazing Operators Welding And Brazing Qualifications	2011
ASME B31.3	Process Piping	2012
ASME B2.1	Standard for Pipe Threads	1983
ASME B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings	2013
ASME B16.21	Non-Metallic Gaskets for pipe Flanges	2011
ASME B16.25	Butt-welding Ends	2012
ASME B16.47	Pipe Flanges and Flanged Fittings	2011
API RP 520	Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries	2011
API STD 526	Flanged Steel Pressure Relief Valves	2009
API RP 551	Process Measurement Instrumentation	1993
UL 142	Steel Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids	2007

Fuente: El Autor

DESCRIPCIÓN TANQUE DE ALMACENAMIENTO HORIZONTAL CILÍNDRICO

Recipiente atmosférico que permite el almacenamiento de líquidos producidos (Agua o Crudo). En caso de ser requerido, puede tener instalado en el interior un serpentín para calefacción del líquido almacenado con vapor. Para las actividades de Well Testing por lo general se usan tanques con capacidad de 500 Bls dispuestos horizontalmente.

CARACTERÍSTICAS TANQUE DE ALMACENAMIENTO HORIZONTAL CILÍNDRICO

El ingeniero de Petrominerales debe verificar como mínimo los siguientes parámetros:

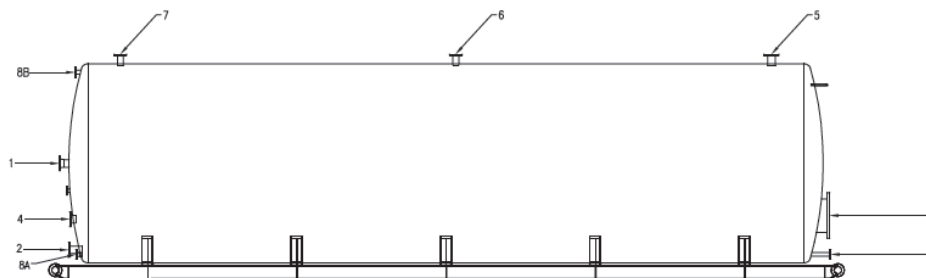
Tabla 56. Características Técnicas de Tanques de Almacenamiento Horizontal Cilíndrico

Característica	Cumple
Rangos de Presión y Temperatura de Acuerdo al diseño del proceso	
Condición de volumen acorde a lo requerido en el proceso.	
Líneas de entrada de crudo con válvula de corte y cheque.	
Línea de salida de crudo, válvulas de corte.	

Línea de Venteo - Cuello de ganso (Agua) o Válvula de alivio PVV (Crudo o Nafta).	
Escotilla y tubo de aquietamiento de medición.	
Monitoreo de nivel - Indicador lateral.	
Boquillas y aperturas de acuerdo a ASME Section VIII, División 1.	
Materiales según ASME Section VIII, División 1.	
Cálculos y diseño según API 12F y UL-142.	
Soportes y Skid tipo petrolero	
Verificación de Dossier y su correspondencia con equipo, requerimiento de materiales, soldaduras y otros.	
Registro de Pruebas Medición de Corrosión	
Registro Actividades de Mantenimiento Realizadas	

Fuente: El Autor

Ilustración 41. Esquema Tanque Almacenamiento Vertical.



1. ENTRADA DE LIQUIDO Y GASES
2. SALIDA DE CRUDO
3. DRENAJE
4. CONEXION VAPOR (TANQUE CON SERPENTIN)
5. BOQUILLA/ESCOTILLA CON MEDICION
6. VENTEO/CUELLO GANZO (AGUA)
7. VALVULA ALIVIO (CRUDO/DERIVADOS)
8. A/B INDICADOR DE NIVEL
9. MANHOLE

Fuente. API 12F

REQUISITOS TANQUE ALMACENAMIENTO VERTICAL.

Los requerimientos específicos a validar por el ingeniero de Petrominerales son:

Tabla 57. Requerimientos Documentales Tanque Almacenamiento Vertical.

Requerimiento	Cumple
Hoja de datos	
Dossier de diseño con: <ul style="list-style-type: none"> • Planos 'As-built' • Memorias de cálculo, incluyendo las de válvulas elementos de control • Procedimientos y mapa de soldaduras • Reportes de inspección radiográfica y mapa de rayos-X • Reportes y protocolos de pruebas e inspecciones • Certificaciones de materiales, accesorios e instrumentos y controles • Listado y catálogos de instrumentos y controles • Certificación y calibración de instrumentos y controles • Manuales de operación y mantenimiento 	
Certificados de ensayos no destructivos	
Especificación de preparación de superficie y pintura	
Lista de repuestos	
Certificado de conformidad con código/estándar fabricación	
Certificados de calidad	
Registro de trazabilidad de materiales	
Certificados MTR	
Certificados y procedimientos de pruebas hidrostáticas	
Certificados y procedimientos de pruebas de presión	
Certificado Welder Performance Qualification	
Registros WPS and PQR	
Registro de pruebas medición de corrosión	
Registro actividades de mantenimiento realizadas	

Fuente: El Autor

5.1.3.9. Bombas

NORMATIVIDAD APLICABLE

Tabla 58. Resumen Normatividad Aplicable

Estándar	Nombre	Fecha de Publicación
ASME B73.1	Specification for Horizontal End Suction Centrifugal Pumps for Chemical Process.	2001
API STD 610	Centrifugal Pump for Petroleum Heavy Duty Chemical and Gas Industry Services	2010

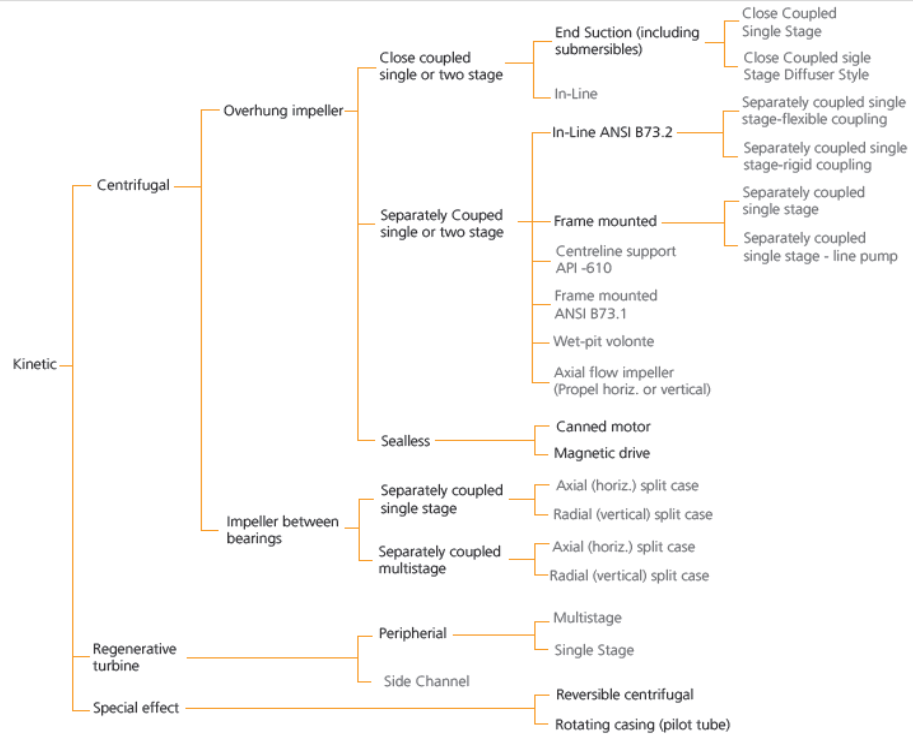
API STD 676	Positive Displacements Pump Rotary.	2009
API STD 674	674 Positive Displacements for Reciprocating Pumps.	2010
ASME B31.3	Process Piping.	2012
ASME B2.1	Standard for Pipe Threads.	1983
ASME B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings.	2013
ASME B16.21	Non-Metallic Gaskets for pipe Flanges.	2011
ASME B16.25	Butt-welding Ends.	2012
ASME B16.47	Pipe Flanges and Flanged Fittings.	2011
API RP 551	Process Measurement Instrumentation.	1993
NFPA 70	National Electrical Code (NEC).	2011
ANSI/HI 1.1 - 1.2	Kinetic Pump Types.	2008
ANSI/HI 2.1 - 2.2	Vertical Pump Types.	2008
ANSI/HI 3.1 - 3.5	Rotary Pump Types.	2008
ANSI/HI 4.1-4.6	Sealless, Magnetically Driven Rotary Pumps for Nomenclature, Definitions, Application, Operation	2010
ANSI/HI 5.1 - 5.6	Sealless Centrifugal Pump Type.	2010
ANSI/HI 6.1 - 6.5	Reciprocating Power Pump Type.	2000
ANSI/HI 7.1–7.5	Controlled-Volume Metering Pumps.	2006
ANSI/HI 8.1 - 8.5	Direct Acting (Steam) Pump Type.	2000
ANSI/HI 9.1–9.5	General Guidelines.	2000
ANSI/HI 10.1-10.5	Air-Operated Pumps for Nomenclature, Definitions, Application, and Operation.	2010

Fuente: El Autor

5.1.3.9.1. GENERALIDADES DE BOMBAS CENTRÍFUGAS

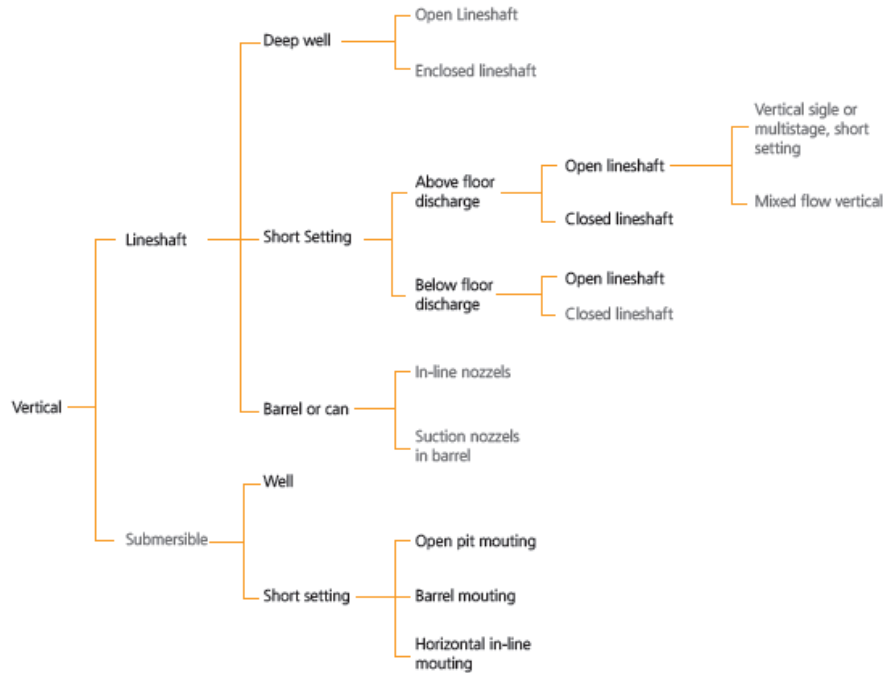
Las bombas centrífugas típicamente cumplen con la B73.1M de ANSI/ASME o con la Norma 610 del API. Se puede considerar el uso de bombas que cumplan con normas de grupos comerciales específicos. Para el servicio de hidrocarburos no asfálticos, los componentes de contención de presión de una bomba instalados durante una construcción nueva o para reemplazo, no deben construirse de hierro fundido. A las bombas se les debe seleccionar con base en las especificaciones del desempeño, compatibilidad con la aplicación del servicio, durabilidad y requerimientos del mantenimiento previsto. A la bomba y al motor seleccionado se les debe revisar para asegurarse que el caballaje del motor sea el adecuado para todos los puntos de desempeño sobre la totalidad del rango de la operación, no sólo para un punto del diseño. Las placas de identificación de la bomba y del motor, así como de los instrumentos, deben protegerse y no deben retirarse, sobrepintarse ni dañarse de otra forma.

Ilustración 42. Tipos De Bombas de Tipo Cinéticas



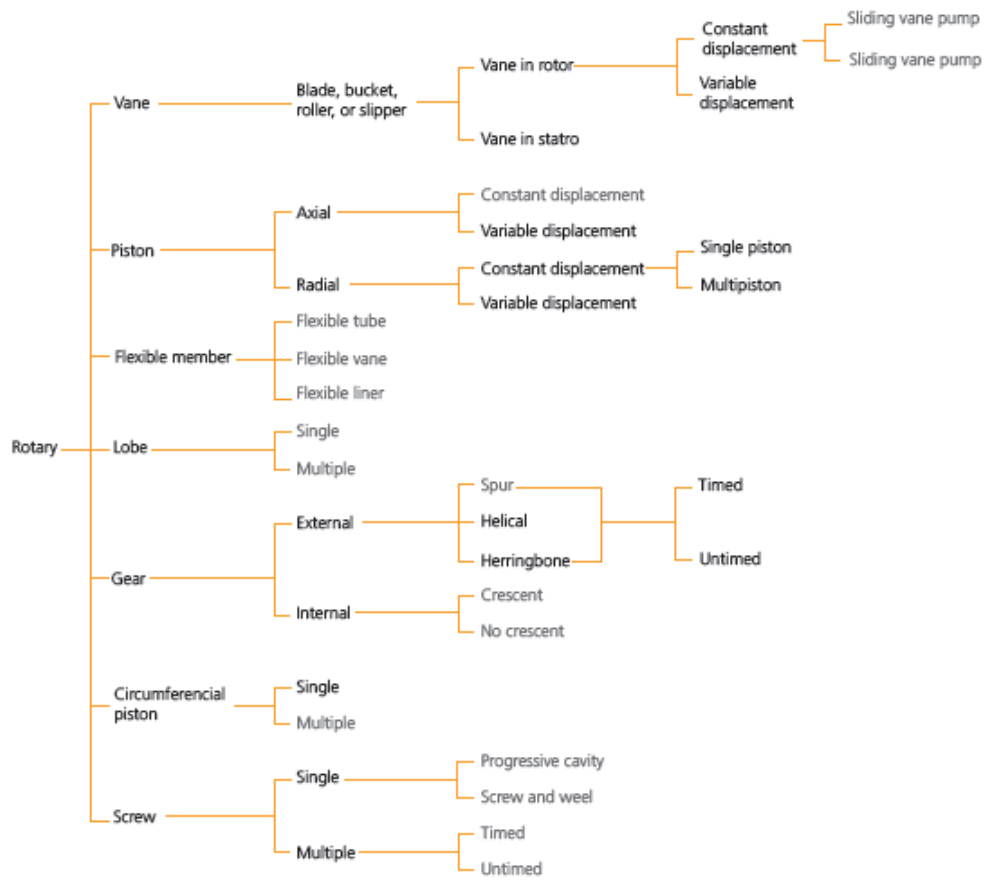
Fuente: pump.org

Ilustración 43. Tipos De Bombas Verticales



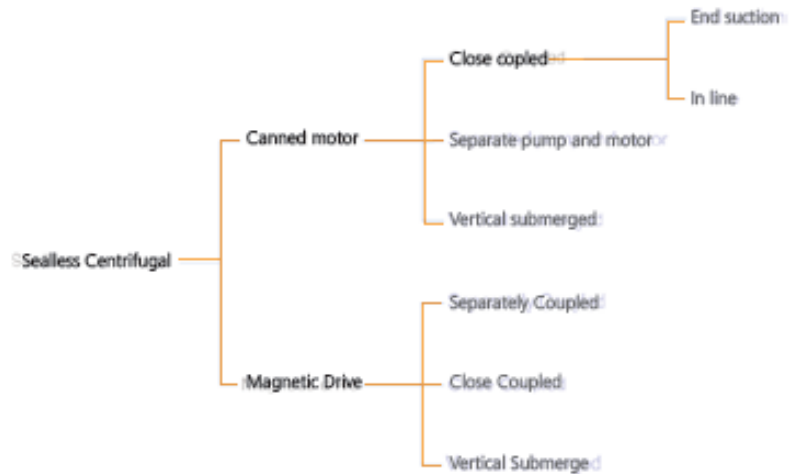
Fuente: pump.org

Ilustración 44. Tipos De Bombas Rotatorias



Fuente: pump.org

Ilustración 45. Tipos De Bombas Centrifugas Sin Sello



Fuente: pump.org

Ilustración 46. Tipos De Bombas Acción Directa

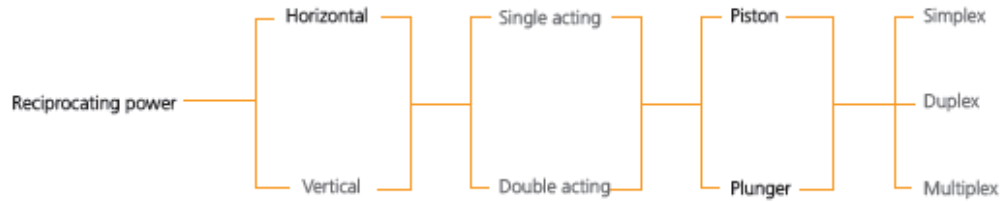
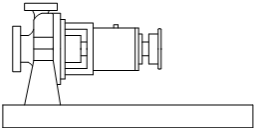
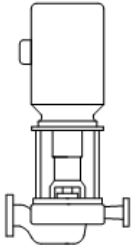


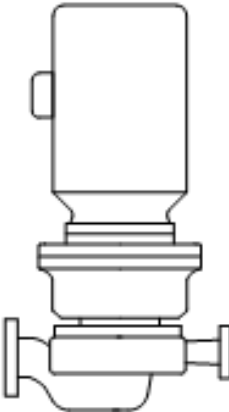
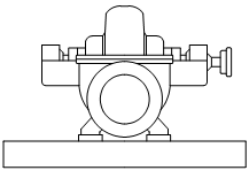
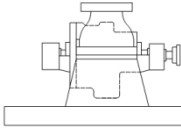
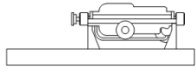
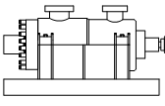

Figura 7.15- Tipos De Bombas Reciprocantes (Fuente: pump.org)

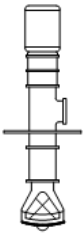
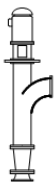



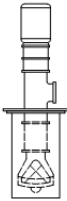


Fuente: pump.org

Tabla 59. Clasificación De Bombas Según API 610

<p>Bomba tipo OH2 Bombas radiales de una etapa, montadas en línea central. Tienen una carcasa de cojinete único para absorber todas las fuerzas impuestas sobre el eje de la bomba y mantener la posición del rotor durante el funcionamiento. Las bombas están montadas sobre una placa de base y se acopla de manera flexible a sus conductores</p>		<p>Bomba tipo OH3 Bombas radiales de una etapa, vertical, en línea, con soportes de rodamientos separados. Tienen una carcasa del cojinete integral con la bomba para absorber todas las cargas de la bomba. El conductor se monta generalmente sobre un soporte integral a la bomba. Las bombas y sus conductores están acoplados de manera flexible.</p>	
--	---	---	---

<p>Bomba tipo OH6 Bombas radiales de alta velocidad, integral, engranajes de una sola etapa. Estas bombas tienen una caja de cambios de velocidad creciente integral con la bomba. El impulsor se monta directamente en el eje de salida del reductor. No hay acoplamiento entre la caja de cambios y la bomba, sin embargo, la caja de cambios está acoplada de manera flexible a su conductor. Las bombas pueden estar orientadas vertical u horizontalmente.</p>		<p>Bomba tipo BB1 Bomba entre los cojinetes partida axialmente, una o dos etapas</p>	
<p>Bomba tipo BB2 Bomba entre los cojinetes partida radialmente, una o dos etapas</p>		<p>Bomba tipo BB3 Bomba entre los cojinetes partida axialmente, Multietapas</p>	
<p>Bomba tipo BB5 Haga doble carcasa, partida radialmente, en varias etapas, bombas entre los cojinetes (bombas de barril)</p>		<p>Bomba tipo VS1 Pozo húmedo, verticalmente suspendido de 1 solo difusor carcasa de bombas con descarga través de la columna</p>	

<p>Bomba tipo VS2 Pozo húmedo, verticalmente suspendido, de una sola carcasa de bombas de voluta con descarga a través de la columna</p>		<p>Bomba tipo VS3 Pozo húmedo, verticalmente suspendido de un solo carcasa, bombas de flujo axial con descarga a través de la columna</p>	
<p>Bomba tipo VS4 Bomba de sumidero suspendida verticalmente, de una sola carcasa, voluta, impulsadas por línea de eje</p>		<p>Bomba tipo VS5 Bomba de sumidero vertical en suspensión, colector de aceite en voladizo</p>	
<p>Bomba tipo VS6 Las bombas de doble carcasa, difusores, verticalmente suspendido</p>		<p>Bomba tipo VS7 Doble carcasa, bombas de voluta, verticalmente suspendido</p>	

Fuente. API 610

5.1.3.9.2. GENERALIDADES DE BOMBAS ROTATORIAS DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Regidas por el *API STANDAR 676 Positive Displacements Pump Rotary*. Las Bombas de desplazamiento positivo tienen una cavidad de expansión en el lado de succión y una cavidad de la disminución en la descarga. Los flujos de líquido en las bombas como la cavidad en el lado de succión se expande y el líquido fluye fuera de la descarga como los colapsos cavidad. El volumen es constante dado a cada ciclo de funcionamiento. Las bombas de desplazamiento positivo se pueden dividir en dos clases principales:

- ❖ Alternativo
- ❖ Rotatorio El principio de desplazamiento positivo se aplica se aplica si la bomba es una:

- Bomba de pistón rotativo
- Bomba de cavidad progresiva
- Bomba de engranajes rotatoria
- Bomba de pistones
- Bomba de diafragma
- Bomba de tornillo
- Bomba de engranajes
- Bomba de paletas
- Bomba regenerativa (periférica)
- Peristáltica

Bombas de desplazamiento positivo, a diferencia Bombas de desplazamiento positivo, a diferencia de una bombas centrífugas o Roto-dinámica, producirán el mismo flujo a una velocidad determinada (RPM) sin importar la presión de descarga.

Las bombas de desplazamiento positivo son “máquinas de flujo constante”. Una bomba de desplazamiento positivo no debe ser operado con una válvula cerrada en el lado de descarga de la bomba, ya que no tiene cabeza de cierre, como bombas centrífugas. Una bomba de desplazamiento positivo operan con una válvula de descarga cerrada, continuará produciendo flujo hasta que la presión en la línea de descarga se incrementa hasta que las ráfagas de línea o la bomba está gravemente dañado - o ambos.

Por tanto, una válvula de alivio o de seguridad en el lado de descarga de la bomba de desplazamiento positivo es absolutamente necesario. La válvula de alivio puede ser interno o externo. El fabricante de la bomba normalmente tiene la opción de proveer alivio interno o las válvulas de seguridad. La válvula interna sólo se puede utilizar como medida de seguridad. Se recomienda una válvula de alivio externa instalada en la tubería de descarga con una línea de regreso a la línea de succión o tanque de alimentación.

5.1.3.9.3. GENERALIDADES BOMBAS RECIPROCANTES

Regidas por el API STANDAR 674 Positive Displacements for Reciprocating Pumps.

Bombas Reciprocante típicas son:

- ❖ Las bombas de émbolo buzo comprenden de un cilindro con un émbolo de movimiento alternativo en ella. En la cabeza del cilindro se montan las válvulas de succión y descarga. En la carrera de aspiración se retrae el émbolo y las válvulas de succión se abre provocando la succión del líquido en el cilindro. En la carrera de avance del émbolo empuja el líquido de la válvula de descarga.

Con un solo cilindro del flujo de fluido varía entre el máximo flujo cuando el émbolo se mueve a través de las posiciones intermedias, y el flujo de cero cuando el émbolo está en las posiciones finales. Una gran cantidad de energía se desperdicia cuando se acelera el líquido en el sistema de tuberías. Vibración y “golpes de ariete” puede ser un problema grave. En general, los problemas se compensan mediante el uso de dos o más cilindros que no trabajan en fase entre sí.

- ❖ Las bombas de diafragma: En las bombas de diafragma de émbolo presuriza el aceite hidráulico que se utiliza para flexionar un diafragma en el cilindro de bombeo. Las válvulas de diafragma se utilizan para bombear fluidos peligrosos y tóxicos.

5.1.3.9.4. GENERALIDADES DE INSTALACIÓN DE BOMBAS

Los sistemas de tuberías en las ubicaciones de las bombas deben diseñarse para que permitan el retiro y el mantenimiento de las bombas. En ubicaciones con bombas múltiples, cada una de las bombas debe contar con válvulas de aislamiento y válvulas de retención. Cuando se utilicen válvulas de retención, la válvula de retención debe diseñarse de forma tal que no golpee durante el ciclado alternativo de la bomba.

Las bombas de desplazamiento positivo deben utilizar un sistema de alivio de presión y pueden requerir de amortiguadores de pulsaciones. Al sistema de tubería se le debe diseñar para evitar el ligado, desalineado y el desgaste del sello de la bomba, así como para evitar limitaciones estructurales excedentes de la carcasa de la bomba.

Se prefieren técnicas de diseño de tuberías adecuadas, así como el anclaje de tuberías y bombas y análisis de tensiones por sobre de las conexiones flexibles hacia la bomba. Si a una bomba se le instala dentro de un área contenida, el motor debe ser de una clase compatible con el del medio ambiente. Se debe considerar la contención de goteos y de los derrames alrededor de la bomba. A la bomba se le debe ubicar fuera de la contención secundaria o protegerse en contra de la exposición al fuego.

5.1.3.9.5. GENERALIDADES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El operador debe mantener un expediente de datos para cada bomba, el cual debe incluir la marca y el modelo de la bomba, número de serie, marca y modelo del motor, caudal, clasificación de la presión, curvas de la bomba, datos dimensionales (bomba, motor, flecha, etapas) sello y datos del material de desgaste. La información del diseño debe ser fácilmente accesible y se le debe actualizar para que incluya cualquier cambio en el servicio, uso o especificaciones de la bomba. Los cambios en el servicio deben dar inicio a una revisión de los datos de la bomba, a fin de asegurarse que el diseño existente sea apropiado para

el nuevo servicio. En la 29 CFR 1910.119 de OSHA, se pueden encontrar los requerimientos para los datos del equipo y la gestión de los cambios.

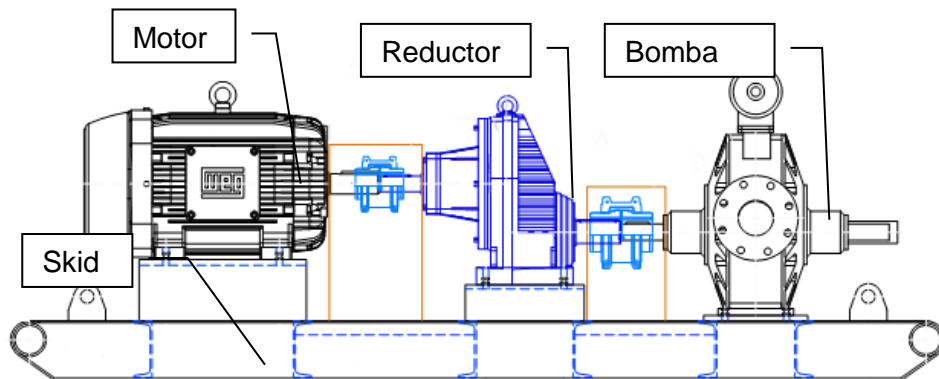
La siguiente tabla muestra el buen desempeño de las bombas según las condiciones operativas.

Tabla 60. Selección De Las Bombas Según Su Aplicación

TIPO	Alto flujo-alta y baja presión)	Flujo y presiones medias	Bajo flujo alta presión	Fluidos alta viscosidad	Presencia de gas	Presencia de sólidos
Centrifugas	✓				✓	
Tornillo	✓			✓	✓	✓
Paletas	✓	✓		✓		
Reciprocante			✓	✓		

Fuente: El Autor. Resumen recomendaciones API 610, 676,674

Ilustración 47. Típico de Skid Bomba



Fuente: El Autor.

5.1.3.10. Teas

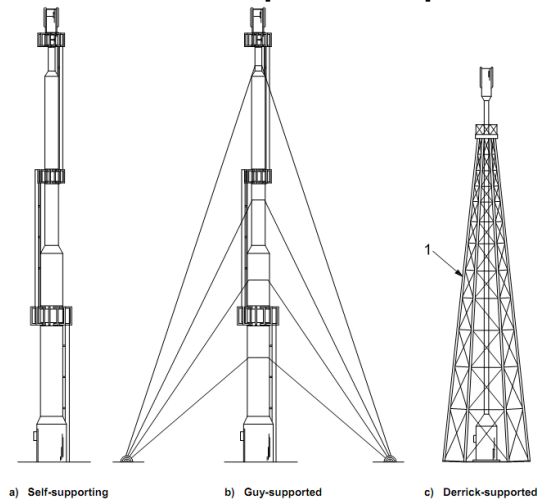
Realiza la quema de los fluidos producidos por venteos de seguridad en los recipientes de proceso y el gas que no se consume.

Dependiendo de las características del proceso se debe dimensionar la tea siguiendo la norma API 521/ISO 23251, Petroleum and natural gas industries—Pressure-relieving and depressuring systems.

De acuerdo al volumen permitido de quema, se debe determinar la instalación de un sistema de ignición automático que permita asegurar una flama que realice la quema sin exponer a los operadores en dicha función.

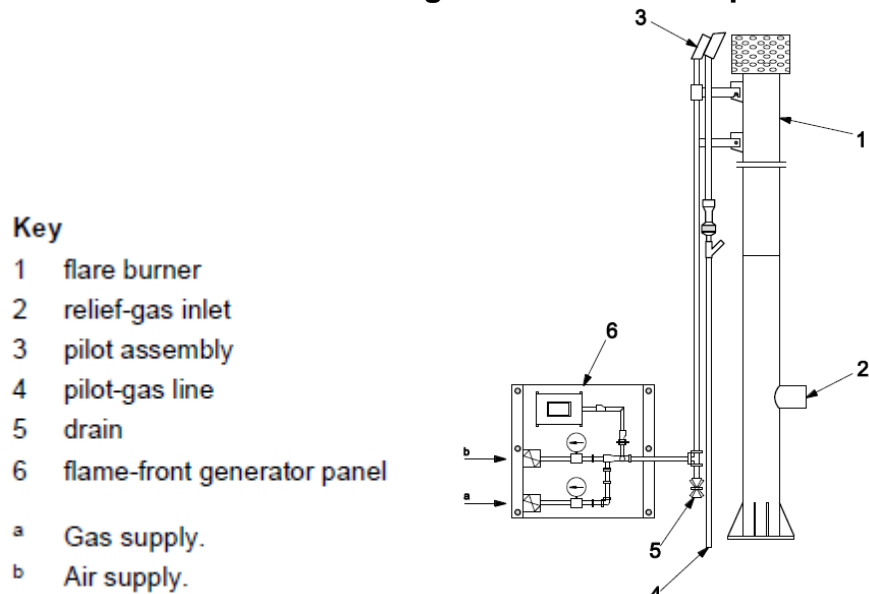
Para las operaciones de Well Testing se recomienda dirigir los vapores producidos en los tanques de almacenamiento por medio de un cabezal hacia un lugar seguro con un Flame Arrester. Si la producción de vapores es alta se recomienda diseñar un sistema dedicado de venteo y quemado para este caso.

Ilustración 48. Disposición típica Teas



Fuente: API 521/ISO 23251

Ilustración 49. Sistema de Ignición Automática para Tea



Fuente: API 521/ISO 23251

REQUISITOS TEA

Los requerimientos específicos a validar por el ingeniero de Petrominerales son:

Tabla 61. Requerimientos Documentales de Tea

Descripción	Entregables	Obligatorio
DOSIER GENERAL PARA EQUIPOS A PRESION Y ACCESORIOS COMO DATAHEADER Y CHOKE	Weld Procedure Qualification Record. Welder Qualification Record. Material Test Records: <ul style="list-style-type: none"> • Chemical Analysis • Tensile Test (QTC) • Impact Test (QTC, as required) • Hardness Test (QTC). NDE Personnel qualification Records. NDE Records: <ul style="list-style-type: none"> • Surface NDE Records. • Full Penetration Fabrication. • Weld Volumetric NDE Records. • Repair Weld NDE Records. Hardness Test Records. Welding Process Records. <ul style="list-style-type: none"> • Welder Identification. • Weld Procedures. • Filler Materials. • Post-Weld Heat Treatments. Heat Treatment Records. <ul style="list-style-type: none"> • Actual Temperature • Actual Times at Temperature. Volumetric NDE Records. Hydrostatic Pressure Test Records. Critical Dimensions.	X
SEPARADORES	Plano mecánico del equipo y detalle de todos sus internos	X
	Información de toda la instrumentación instalada: Data Sheet, típico de instalación, manual de operación y mantenimiento del proveedor.	X
	Hoja de datos del recipiente, (Data Sheet).	X
	Planos detallados y de partes del recipiente.	X

TANQUES	Plano mecánico del equipo y detalle de todos sus internos	X
	Información de toda la instrumentación instalada: Data Sheet, típico de instalación, manual de operación y mantenimiento del proveedor.	X
	Hoja de datos del recipiente, (Data Sheet).	X
	Planos detallados y de partes del recipiente.	X
TEA	Plano mecánico del equipo	X
	Hoja de datos	X
	Dossier de Fabricación	X

Fuente: El Autor.

5.1.3.11. Tubería

Para el conexionado se considera que la tubería debe ser de golpe, la Tabla 59 adjunta es una guía para su selección, en ellas se presentan para los aceros normales y para un ANSI determinado su variación con la temperatura.

TUBERIA DE GOLPE

En la Ilustración 53 se presenta las diferentes uniones de la tubería de golpe de acuerdo al rango de presión que maneja

Ilustración 50. Uniones de Tubería de Golpe



Figure 100
1,000 psi cold working pressure



Figure 200
2,000 psi cold working pressure



Figure 206
2,000 psi cold working pressure



Figure 207
2,000 psi cold working pressure



Figure 211
2,000 psi cold working pressure



Figure 400
4,000 psi cold working pressure through 4-inch sizes; 2,500 psi cold working pressure, 5 through 12-inch sizes



Figure 602
6,000 psi cold working pressure



Figure 1002
10,000 psi cold working pressure through 4-inch sizes; 7,500 psi cold working pressure, 5 and 6-inch sizes



Figure 1003
Misaligning union
10,000 psi cold working pressure, 2 and 3-inch sizes; 7,500 psi cold working







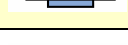
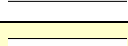
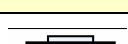







Figure 1502
15,000 psi cold working pressure



Figure 2002
20,000 psi cold working pressure

Fuente: FMC Technologies

Tabla 62. Características y Clasificación de Tuberías de Golpe. Fuente: FMC Technologies

Figure Number	Assembly Color key Standard Service	Pressure rating Psi, bar				Nominal Pipe Sizes, inches											
		Standard		Sour gas		1 25	1¼ 32	1½ 40	2 50	2½ 65	3 80	4 100	5 125	6 150	8 200	10 250	12 300
		Cold Working	Teel	Cold Working	Test												
100		1,000 69	1,500 103	NA	NA				✓	✓	✓	✓		✓	✓		
200		2,000 138	3,000 207	NA	NA	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓					
206		2,000 138	3,000 207	NA	NA	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	
207		2,000 138	3,000 207	NA	NA						✓	✓		✓	✓	✓	
211		2,000 138	3,000 207	NA	NA	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓					
400		2,500 172	3,750 259	2,500 172	3,750 259								✓	✓	✓	✓	✓
400		4,000 276	6,000 414	4,000 276	6,000 414				✓	✓	✓	✓					
600		6,000 414	9,000 621	NA	NA	✓		✓	✓	✓	✓	✓					
602		6,000 414	9,000 621	6,000 414	9,000 621	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓					
1002		10,000 690	15,000 1034	7,500 517	11,250 776	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓			
1003		10,000 690	15,000 1034	7,500 517	11,250 776				✓	✓	✓	✓	✓				
1502		15,000 1034	22,500 1551	10,000 690	15,000 1034	✓		✓	✓		✓	✓					
2002		20,000 1379	30,000 2068	NA	NA				✓	✓	✓						
2202		NA	NA	15,000 1034	22,500 1551				✓		✓						

PINTURAS Y RECUBRIMIENTOS DE TUBERIAS

Remitirse al procedimiento pertinente establecido por Petrominerales.

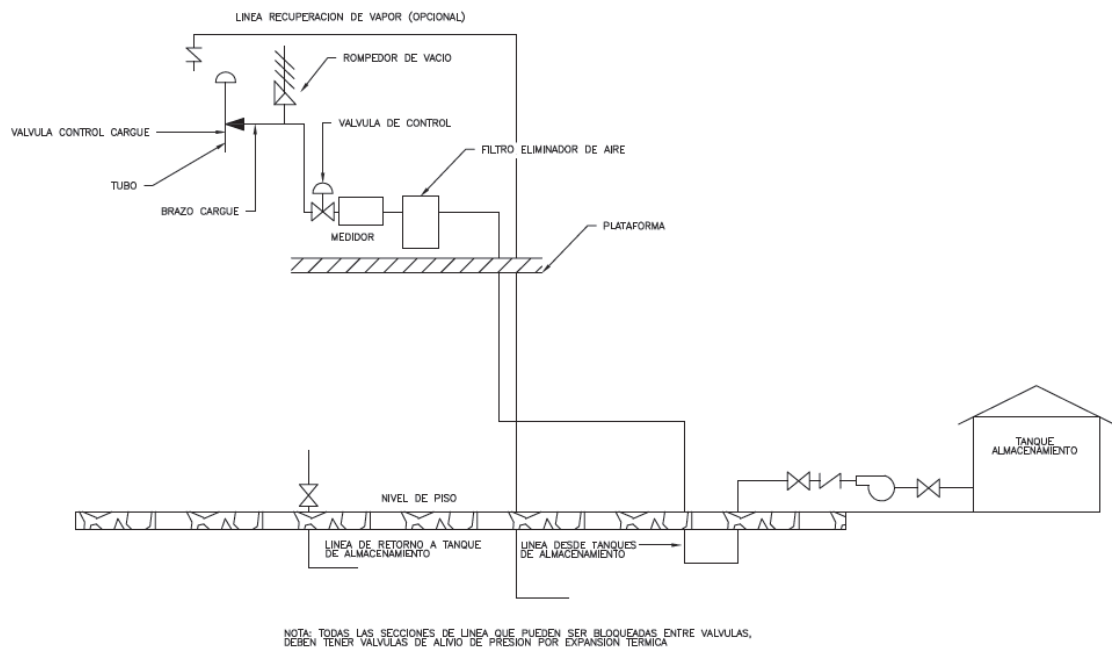
5.1.3.12. Cargaderos de Crudo y Agua

De común acuerdo con el contratista, Petrominerales propondrá montar un sistema de cargadero de Carrotanques según las descripciones indicadas a continuación:

- ❖ Cargadero Tipo 1
- ❖ Cargadero Tipo 2
- ❖ Cargadero Tipo 3

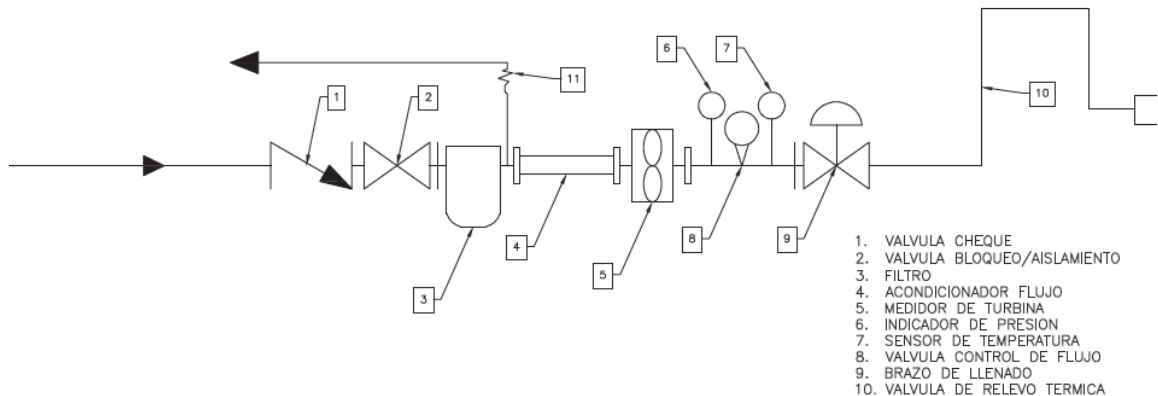
El cargadero deberá cumplir con lo indicado en la Resolución 1409 de 2012 en cual se establece el Reglamento de Seguridad para protección contra caídas en trabajo en alturas, además los elementos de protección deben cumplir con los estándares ANSI A10.14, Z359.1, OSHA 1910.66, 1926.500

Ilustración 51 Cargadero de posición superior de acuerdo a API MPMS 6.2



Fuente: API MPMS 6.2

Ilustración 52. Patín de medición dinámica cargaderos según API MPMS 6.2



Fuente: API MPMS 6.2

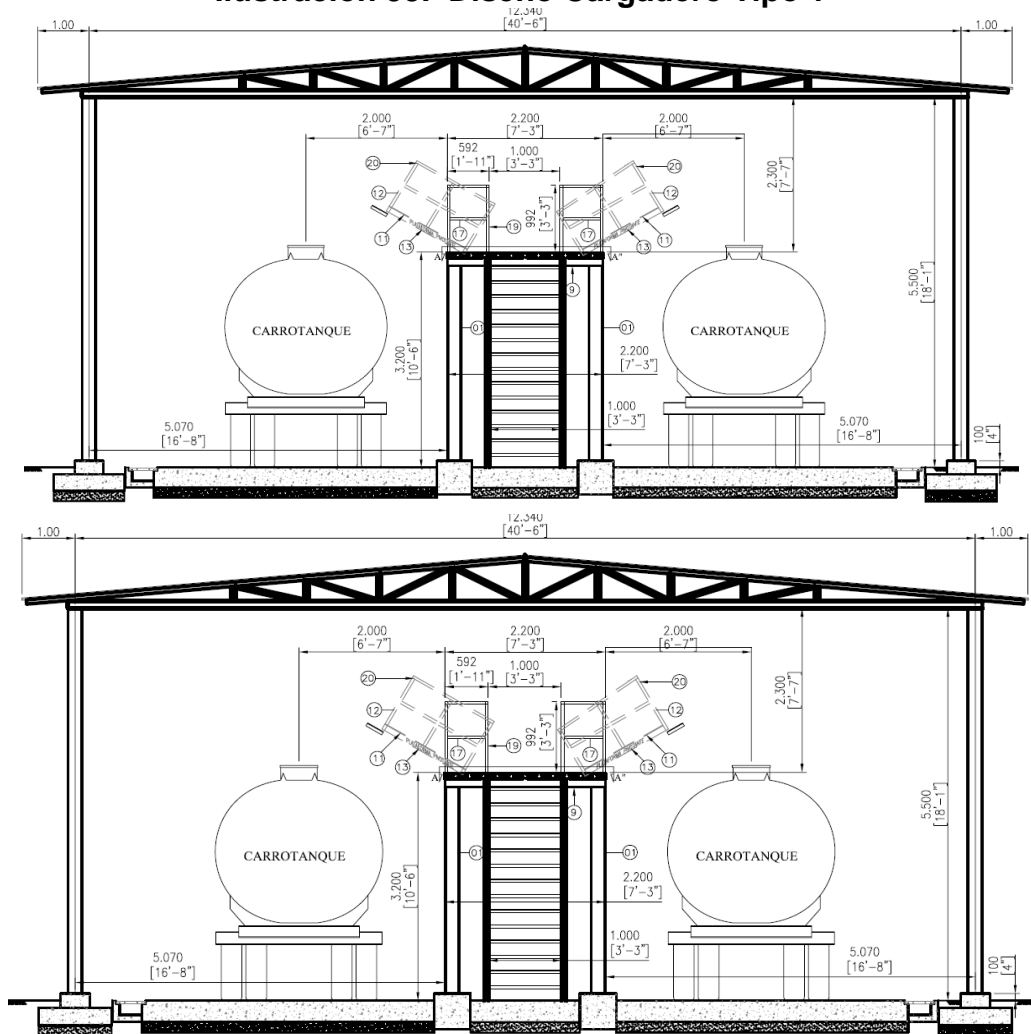
Cargadero Tipo 1

Cargadero para facilidades de llenado para 2 Carrotanques, con cubierta que abarca la totalidad del área ocupada por los tanques y doble escalera de acceso a plataforma de operación. Este cargadero tiene 2 estructuras de soporte independientes para la cubierta y para la plataforma de operación. Para el acceso entre la plataforma y los tanques, tiene 2 plataformas basculantes ajustables a las diversas alturas de los Carrotanques.

Las características y especificaciones generales, se resumen como:

- ❖ Material estructural: Acero estructural ASTM-A36.
- ❖ Líneas de vida: Dos en Viga IPE 220, en acero ASTM-A36.
- ❖ Plataforma de operación de 2.2 x 3 m en malla expandida
- ❖ Peldaños escaleras: De 250x1000 mm
- ❖ Fijación pernada. Bases en concreto especificadas por separado para cubierta, plataforma de operación y diques/plataformas de Carrotanques.
- ❖ Escalera basculante: Para acceso desde la plataforma a los Carrotanques, ancho de 70 cm, con barandas y peldaños giratorios, adaptándose a la inclinación de la pasarela.
- ❖ Limpieza estructuras: SSPC-SP10 chorro de arena grado metal casi blanco, con perfil de anclaje entre 1,5 y 3 mils.
- ❖ Anticorrosivo: Imprimante epoxico fosfato de zinc 137057 de SIKA, con película seca de 3 mils.
- ❖ Acabado: Esmalte Uretano SIKA serie 36, con película seca de 3 mils.
- ❖ Tejas: Termo acústica tipo CINDURIB.
- ❖ Fabricación: Bajo código AWS D1.1, con soldadores calificados.
- ❖ Canal, cunetas y bajantes de aguas lluvias Incluidos.
- ❖ Pernos: Calidad A-325 tipo 1
- ❖ Tuercas Calidad A-563 grado A
- ❖ Materiales eléctricos Clasificación Nema 7

Ilustración 53. Diseño Cargadero Tipo 1



Fuente: Petrominerales

Cargadero Tipo 2

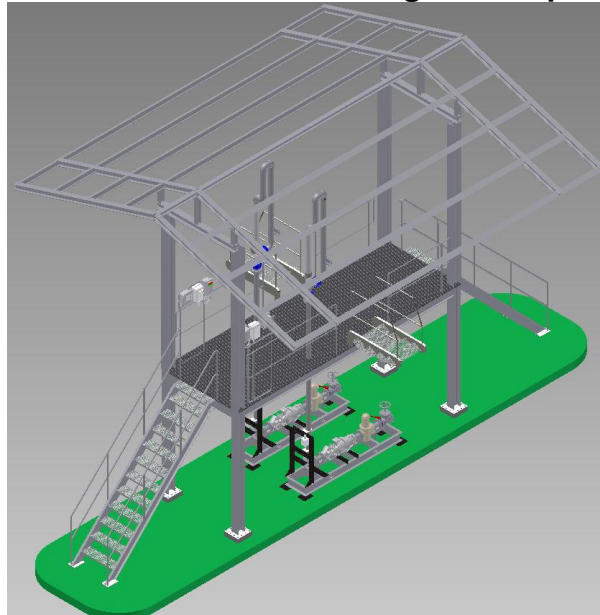
Cargadero con facilidad de llenado para 2 Carrotanques, con cubierta que abarca únicamente la plataforma de operación. Incluye tanto el suministro como instalación de columnas, vigas, correas, soldadura monolítica de todo el conjunto, estructura interna y cubierta.

Las características y especificaciones generales, se resumen como:

- ❖ Material estructural: Acero estructural ASTM-A36.
- ❖ Líneas de vida: Dos en Viga IPE 220, en acero ASTM-A36.
- ❖ Rejillas metálicas plataforma: Platinas de 1¼x1/8, Galvanizadas en caliente, elementos portantes cada 30 mm y amarres cada 100 mm. En tramos rectangulares. Cada tramo incluye cuatro grapas de fijación.

- ❖ Peldaños escaleras: De 270x800 mm, platinas de 1¼x1/8, Galvanizadas en Caliente, elementos portantes cada 30 mm y amarres cada 100 mm y reborde en lamina alfajor de 1/8”.
- ❖ Fijación pernada.
- ❖ Barandas: En Angulo. Altura de barandas 1,1m, apoyos cada 1,8 m y guarda pie en platina HR de 3/16
- ❖ Escalera basculante: Para acceso desde la plataforma a los Carrotanques, ancho de 70 cm, con barandas y peldaños giratorios, adaptándose a la inclinación de la pasarela.
- ❖ Limpieza estructuras: SSPC-SP10 chorro de arena grado metal casi blanco, con perfil de anclaje entre 1,5 y 3 mils.
- ❖ Anticorrosivo: Imprimante epoxico fosfato de zinc 137057 de SIKA, con película seca de 3 mils.
- ❖ Acabado: Esmalte Uretano SIKA serie 36, con película seca de 3 mils.
- ❖ Tejas: Termo acústica tipo CINDURIB.
- ❖ Fabricación: Bajo código AWS D1.1, con soldadores calificados.
- ❖ Canal y bajantes Incluidos.
- ❖ Pernos: Calidad A-325 tipo 1
- ❖ Tuercas Calidad A-563 grado A
- ❖ Materiales eléctricos Clasificación Nema 7
- ❖ Luminarias: 4 Lámparas 175 W NEMA 7, en cada plataforma para cargue de dos carros

Ilustración 54. Diseño Cargadero Tipo 2

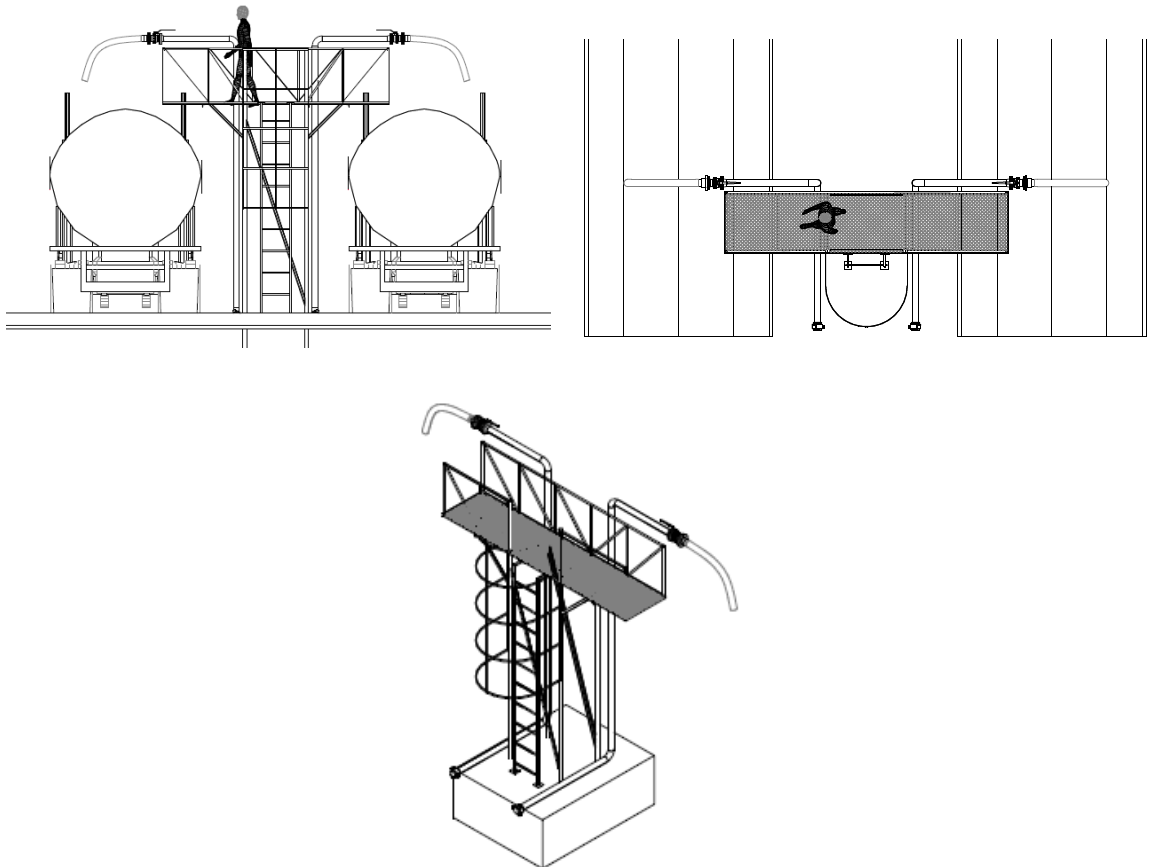


Fuente: Petrominerales

Cargadero Tipo 3

Cargadero con 2 islas de llenado sin cubierta. Ofrece una escalera vertical con protector de caídas y una plataforma de operación de 80 x 366 cm. Los conductos de llenado son tubos soldados en 3"-150# hasta la parte superior de la plataforma, una válvula de bola y manguera de 3" grafada para inserción en las escotillas de llenado de los Carrotanques. Incluye soporte civil en concreto. No incluye iluminación ni acceso a Carrotanques desde la plataforma de operación.

Ilustración 55. Diseño Cargadero Tipo 3



Fuente: Petrominerales

5.1.4. UBICACIÓN DE EQUIPOS DE SET DE WELL TESTING

NORMATIVIDAD APLICABLE

DECRETO 0283 DE ENERO 30 1990: Por el cual se reglamenta el almacenamiento, manejo, transporte, distribución de combustibles líquidos derivados del Petróleo y el transporte por Carrotanques de Petróleo Crudo.

CAPITULO II PLANTAS DE ABASTECIMIENTO

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, UBICACIÓN, DISEÑO Y PLANOS.

Artículo 7º : El funcionario que realice la visita de qué trata el artículo anterior, deberá estudiar cuidadosamente la documentación presentada por el interesado y verificar que los planos presentados corresponden a la realidad; además, deberá tener en cuenta criterios de racionalización de la distribución de combustibles en el país de acuerdo a las plantas de abastecimiento ya existentes en el área de influencia, con miras a que el Ministerio de Minas y Energía pueda determinar la saturación o inconveniencia: su localización respecto a poliductos, refinerías otras plantas de abastecimiento existentes en el área de influencia, así como también, distancias de los linderos de la planta proyectada a los linderos más próximos de sitios de alta densidad poblacional, tales como templos, escuelas, colegios, hospitales, clínicas Supermercados centros comerciales, teatros, polideportivos bibliotecas públicas, clubes sociales, edificios multifamiliares y establecimientos similares, las que deberán ser mínimo de cien (100) metros.

TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

Artículo 18. : La distribución de tanques y demás instalaciones de una planta de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo y su separación con respecto a propiedades adyacentes, deberá cumplir con las distancias mínimas indicadas en las Tablas 60 y 61.

MUROS DE RETENCIÓN.

Artículo 20.: Todo tanque o grupo de tanques que contengan productos de petróleo, deberán estar rodeados por un muro de retención impermeabilizado. Este deberá construirse en concreto, tierra apisonada e impermeabilizada u otro material adecuado. La altura mínima de dicho muro será de sesenta (60) cms. y la máxima será de dos (2) metros. Estos muros podrán protegerse con grama o pastos de poco crecimiento.

Artículo 21.: Si un recinto rodeado por un muro de retención contiene un solo tanque, su capacidad neta será por lo menos igual a la capacidad del tanque y se calculará, como si tal tanque no existiera. Esto último, teniendo en cuenta que en caso de máximo derrame del tanque, quedará en éste un nivel liquido Igual a la altura del muro de retención. Si el recinto de retención contiene dos o más tanques, su capacidad neta será por lo menos igual a la del tanque de mayor capacidad dentro del recinto, más el diez por ciento (10%) de la capacidad de los otros tanques.

Tabla 63. Distancia mínimas internas en plantas de abastecimiento y a propiedades adyacentes para el almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo Líquidos estables*(presión de operación menor de 2.48 Psi).

Tipo de Tanque	Protección	Distancia mínima desde la pared del tanque al lindero de la propiedad vecina que esta o puede estar sometida a construcción, incluyendo el lado opuesto de una vía publica	Distancia mínima desde la pared del tanque al lado más próximo de cualquier vía pública o del edificio importante más cercano de la misma propiedad	Distancia mínima desde la pared del tanque a equipo contra incendio, casas de bombas y demás equipos principales de la planta.	Distancia mínima entre tanques adyacentes, medida de pared a pared
Vertical con techo fijo, suelda débil	Sin protección	2 diámetros del tanque (mínimo 40 metros)	1/3 diámetro del tanque (mínimo 10 metros)	1 diámetro del tanque (mínimo 15 metros)	¼ suma de los diámetros de los tanques adyacentes (mínimo 2 metros)
	Tanque con protección de espumas o con gas inerte	½ diámetro del tanque (mínimo 10 metros)	1/6 diámetro del tanque (mínimo 5 metros)		
	Aéreas Expuestas protegidas	½ veces la tabla N° 61	Una vez la tabla N° 1		
Horizontal o vertical con válvula de alivio	Sin protección	2 veces la tabla N° 61	Una vez la tabla N° 1	1 diámetro del tanque (mínimo 15 metros)	¼ suma de los diámetros de los tanques adyacentes (mínimo 2 metros)
	Sistema de gas inerte o sistema de espuma en los tanques	½ veces la tabla N° 61	½ veces la tabla N° 1		

Fuente: Decreto 283 de 1990

Tabla 64. Distancias de Seguridad

CAPACIDAD DEL TANQUE EN BARRILES	Distancia mínima desde la pared del tanque al lindero de la propiedad vecina que esta o puede estar sometida a construcción, incluyendo el lado opuesto de una vía publica	Distancia mínima desde la pared del tanque al lado más próximo de cualquier vía pública o del edificio importante más cercano de la misma propiedad
	METROS	METROS
6,5 o menos	1.5	1.50
6,5 a 17,9	3	1.50
17,9 a 285,7	4.60	1.50
285,7 a 714,3	6.00	1.50
714,3 a 1190,5	9.00	3.00

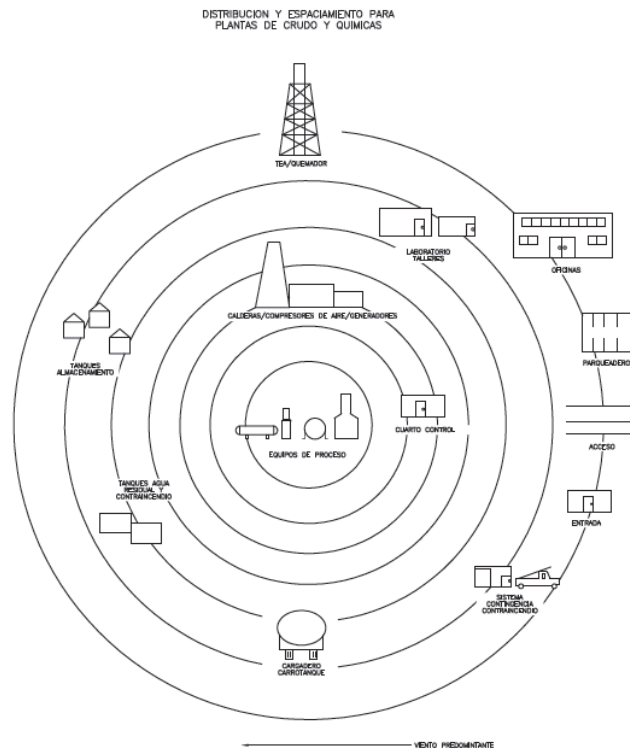
Fuente: Decreto 283 de 1990

RECOMENDACIONES GENERALES PARA UBICACIÓN DE LOS EQUIPOS

Para ubicación de los equipos en el área de trabajo, tener en cuenta lo siguiente:

- ❖ Descargar, desdoblar y ubicar una Geomembrana para la instalación de los generadores y tanques de almacenamiento con su respectivo dique.
- ❖ La distancia mínima entre el pozo y cualquier equipo que no sea intrínsecamente seguro o a prueba de explosión, debe ser de 30 metros.
- ❖ Es necesario la instalación de una tea para quemar el gas que se produce en el pozo, ya sea tea horizontal (foso) o una tea vertical. Lo recomendado es que la tea esté como mínimo a 60 metros de cualquier equipo de proceso para que de esta manera, cuando exista venteos en los tanques, no se corra riesgos de formación de nubes al nivel del suelo lo que ocasionaría una explosión.
- ❖ En las locaciones que no se pueda cumplir con las distancias recomendadas, los venteos de los tanques deberán ir dirigidos hacia la dirección contraria a la tea. Adicionalmente cuando por el tamaño de aire no pueden desalojar los vapores de hidrocarburos lo suficientemente rápido, se recomienda que la tea existente sea vertical.

Ilustración 56. Recomendación para ubicación de equipos



Fuente: IRI IM.2.5.2 Plant Layout and Spacing for Oil and Chemical Plants

Ilustración 57. Recomendación para distanciamiento de equipos

/	ÁREAS DE SERVICIOS																	
/	/	CENTROS DE CONTROL DE MOTORES Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS																
50	50	/	ÁREAS SERVICIOS UTILITARIOS															
50	50	100	50	TORRES DE ENFRIAMIENTO														
/	/	100	100	/	CUARTOS DE CONTROL													
100	100	100	100	100	100	100	ESTACIONES DE COMPRESORES											
100	100	100	100	100	30	30	CASAS DE BOMBAS GRANDES											
100	100	100	100	100	30	30	50	UNIDADES/EQUIPOS DE PROCESO DE REDO ALMOSADO O MAO										
200	100	100	100	100	200	50	50	100	100	UNIDADES/EQUIPOS DE PROCESO DE REDO ALMOSADO								
400	200	200	200	300	100	100	200	200	200	TANQUES ALMACENAMIENTO AMBIENTALES								
250	250	250	250	250	250	250	250	300	350	*	TANQUES ALMACENAMIENTO PRESURIZADOS							
350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	*	*	TANQUES ALMACENAMIENTO REFRIGERADOS					
350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	*	*	*	TANQUES ALMACENAMIENTO REFRIGERADOS				
300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	400	400	/	TANQUES ALMACENAMIENTO REFRIGERADOS			
200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	300	250	350	350	300	50	TANQUES ALMACENAMIENTO REFRIGERADOS		
50	50	50	50	50	50	200	200	200	300	300	350	350	350	300	200	/	TANQUES ALMACENAMIENTO REFRIGERADOS	
50	50	50	50	50	200	200	200	300	300	350	350	350	300	200	/	/	TANQUES ALMACENAMIENTO REFRIGERADOS	

1ft = 0.305m
 / = SIN REQUERIMIENTO ESPACIO
 * = ESPACIAMIENTO DADO EN TABLA SIGUIENTE

Fuente: IRI IM.2.5.2 Plant Layout and Spacing for Oil and Chemical Plants

EQUIPOS PRESURIZADOS

El dossier del equipo a instalar, debe incluir como mínimo los siguientes documentos:

- ❖ Plano mecánico del equipo y detalle de todos sus internos
- ❖ Información de toda la instrumentación instalada: Data Sheet, típico de instalación, manual de operación y mantenimiento del proveedor.
- ❖ Hoja de datos de cada recipiente, (Data Sheet).
- ❖ Planos detallados y de partes de cada recipiente.
- ❖ Certificados de calificación de procedimientos de soldadura empleados en la fabricación de los equipos.
- ❖ Certificados de calificación de soldadores, que efectuaron los trabajos de soldadura en los equipos durante la fabricación.
- ❖ Certificados de los materiales: origen, colada, composición química, propiedades físicas, tratamiento térmico si aplica.
- ❖ Si son equipos usados, Certificados periódicos de mantenimiento preventivo, correctivo e inspecciones.

TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Los tanques de Almacenamiento Horizontales Cilíndricos y Rectangulares hasta 1000 Barriles deben estar diseñados, construidos y probados bajo los parámetros de la norma UL-142 edición más reciente. Siempre y cuando la presión de operación sea la presión atmosférica. Si el sitio a instalar se encuentra dentro de una zona sísmica potencialmente alta, se debe analizar el caso específicamente a la luz de la norma API 12F.

Los tanques cilíndricos de proceso, tales como Gun Barrel, y Skimmer, deben ser diseñados, construidos y probados bajo los parámetros de la norma API 650 edición más reciente.

Los tanques rectangulares de proceso hasta 1000 Barriles, tales como: Gauge Tank, Separadores API o CPI, deben estar diseñados, construidos y probados con los parámetros de la norma UL-142 más reciente. Siempre y cuando la presión de operación sea la presión atmosférica

MONTAJE DE EQUIPOS PARA LOS CASOS 1 Y 2

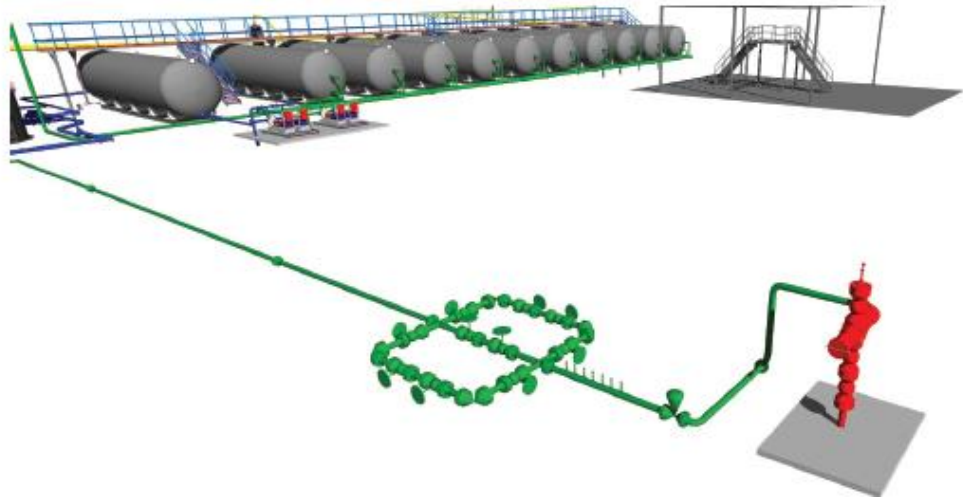
En el capítulo 1, Se planteó que Petrominerales ha definido para el desarrollo de este manual el análisis de dos casos típicos definidos como: normal y de alta presión.

CASO 1

Línea de Cabeza de Pozo al Choke Manifold

- ❖ Si se utiliza tubería de golpe:
 - Utilizar tubería con un rating de presión de 10000 # como mínimo o del mismo rating del árbol de navidad. La tubería más utilizada es la Figura 1502, para otra selección ver la Tabla 62
 - Unión de golpe y codos tipo targeted-tees, todos los bushing, nipples, tapones, válvulas de 1/2", liner o tubing, deber ser de rating 10000 # o del mismo rating de la cabeza de pozo.
 - La ESDV debe estar ubicada lo más cerca posible a la cabeza de pozo. cuando es necesario poner la ESDV en la cabeza de pozo se deberá utilizar un doble "studdadapter", (seguida de la Wing valve del árbol de navidad). Siempre el diámetro interno de los flanges de la ESDV deben ser iguales o la diferencia debe ser mínima con el diámetro interno de la tubería ubicada en esta línea, para evitar cambios súbitos de velocidad en esta línea.
- ❖ Si se utiliza tubería soldada:
 - Referirse al Piping Class de Petrominerales para la selección de la tubería y accesorios.

Ilustración 59. Diagrama Conexión Cabeza de Pozo y Choke Manifold



Fuente: Petrominerales

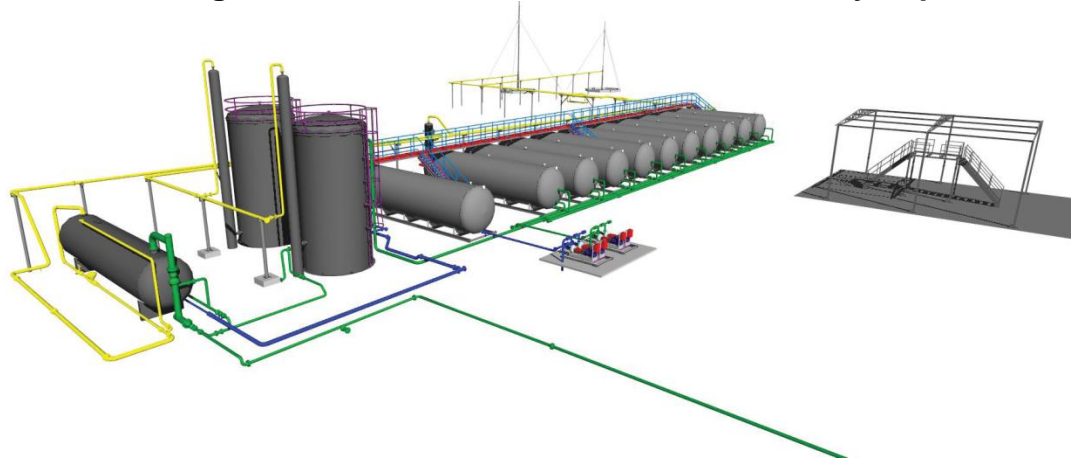
Línea entre el Choke Manifold y el separador

- ❖ Si se utiliza tubería de golpe:
 - En el caso de 10000# en cabeza de pozo puede requerirse instalar varios chokes. el segundo Choke mínimo debe ser de 5000#. la tubería entre el Choke de 10000# y 5000# debe ser Figura 1502 y de este Choke hasta la entrada del separador puede ser Figura 602 o una que

cumpla la condición de presión de operación según la Tabla 62 todas las válvulas a instalar en esta línea deben ser de tipo full bore.(es decir que el diámetro interno de la válvula sea igual al diámetro de la tubería)

- ❖ Si se utiliza tubería soldada:
 - Referirse al Piping Class de Petrominerales para la selección de la tubería y accesorios.

Ilustración 60. Diagrama de Conexión Entre Choke Manifold y Separador

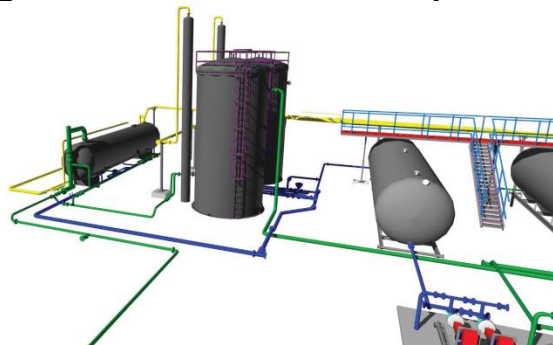


Fuente: Petrominerales

Línea de Salida al Separador

- ❖ Si se utiliza tubería de golpe:
 - La interconexión del skid del separador hacia los demás equipos de proceso pueden hacerse en tubería Figura 602 o una que supla la condición de operación de acuerdo a la Tabla 62.
- ❖ Si se utiliza tubería soldada:
 - Referirse al Piping Class de Petrominerales para la selección de la tubería y accesorios.

Ilustración 61. Diagrama de Conexión Entre Separador y Gun Barrel

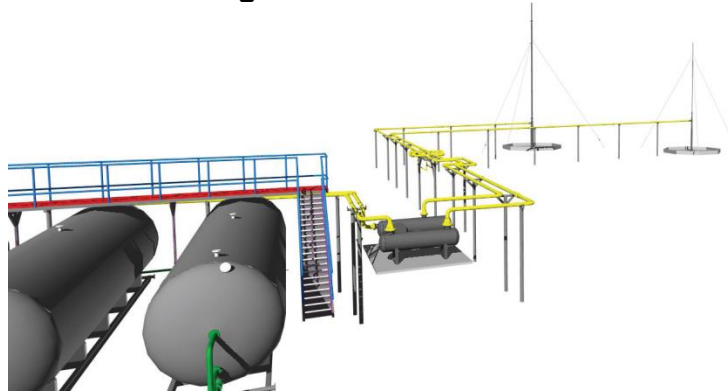


Fuente: Petrominerales

Línea a Sistema de Relevo, a Tanques, a Gun Barrel, a Bombas

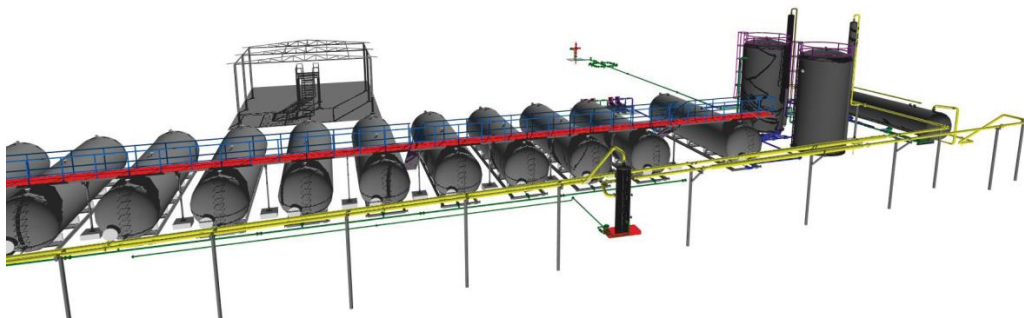
- ❖ Si es tubería de golpe:
 - Como estas líneas son de baja presión se puede utilizar Figura 602 o la que seleccione de acuerdo a la Tabla 62.
 - Se debe conocer la presión de descarga de la PSV hacia la Línea de Relevo con el fin de instalar pesos muertos que eviten el "serpenteo" de la línea en caso de un disparo de la válvula de seguridad.
 - Si en la locación existe una línea al quemadero, se debe conectar la línea de relevo a esta línea existente.
- ❖ Si se utiliza tubería soldada:
 - Como estas líneas son de baja presión generalmente se utiliza tubería Schedule 40, para mayor seguridad referirse al Piping Class de Petrominerales para la selección de la tubería y accesorios.

Ilustración 62. Diagrama de Conexión Tubería a Teas



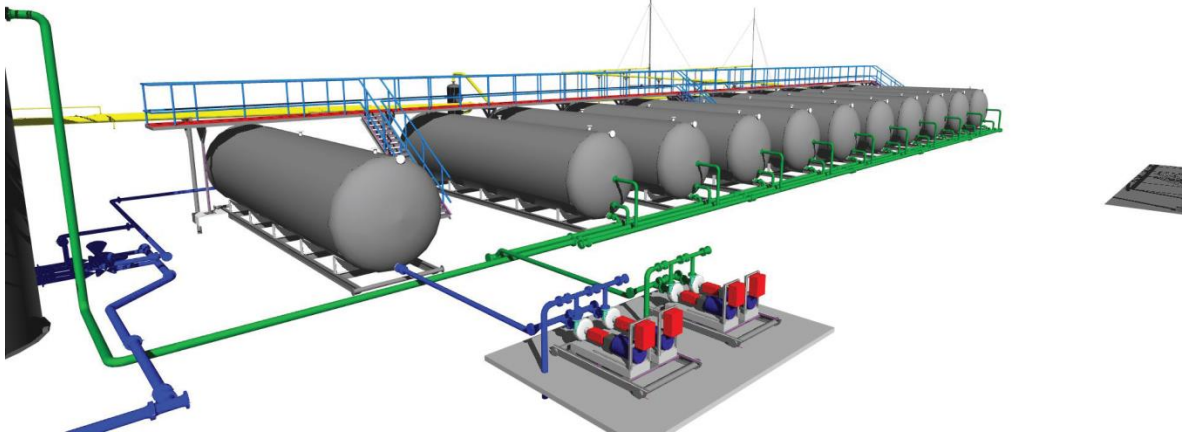
Fuente: Petrominerales

Ilustración 63. Diagrama de Conexión Tubería a Scrubber



Fuente: Petrominerales

Ilustración 64. Diagrama de Conexión Tubería a Tanques de Almacenamiento

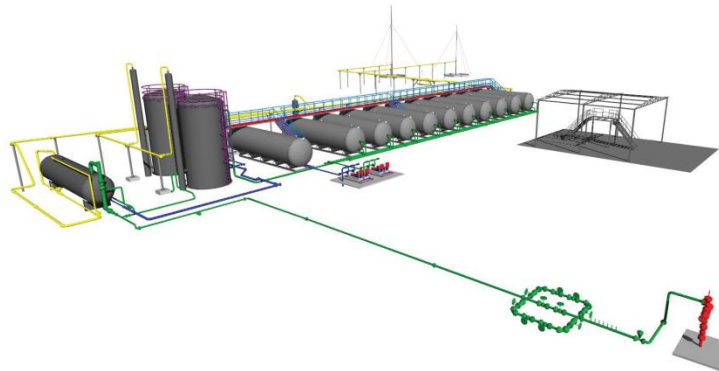


Fuente: Petrominerales

CASO 2.

No hay diferencia en la selección de la tubería entre los dos casos, Este caso iniciaría con tubería de 5000# y la selección del resto de tuberías serán las mismas consideradas en el caso 1.

Ilustración 65. Vista Panorámica de Facilidades de Well Testing



Fuente: Petrominerales

RECOMENDACIONES GENERALES PARA EL MONTAJE DE EQUIPOS DE WELL TESTING

- ❖ **Para la tubería**
 - Asegurar que toda la tubería y accesorios estén completamente inspeccionados.

- Verificar que los elementos de instrumentación, medidores de flujo y manómetros se encuentren inspeccionados e identificados con la etiqueta de calibración.
- Verificar que estén bien ubicados y operables los elementos de contingencia (extintores, camilla, fast tank, baldes, bomba neumática, kit de primeros auxilios, materiales absorbentes, pala plástica anti-chispa, botella de agua lava-ojos etc.)
- Una vez las uniones de golpe han sido ajustadas; los manómetros, sensores y registradores pueden ser instalados, luego de realizar la prueba hidrostática.
- Al golpear una llave de golpe con un mazo de bronce, el golpe debe ir dirigido perpendicular a la cara del cuerpo de la llave para evitar que ésta salga expulsada y produzca una lesión. Además debe existir permanente comunicación y coordinación entre las personas que realizan la tarea.
- Antes de remover los flanges ciegos del Manifold o de cabeza de pozo, asegurarse que las válvulas estén completamente cerradas y que la presión detrás de ellos ha sido drenada completamente.
- Operación de arme, tener especial cuidado con las uniones roscadas al manipular los tubos y accesorios y disponer siempre de todo el equipo de contingencia para derrames (Baldes, bomba Neumática, pala plástica anti-chispa, etc.). Tener en cuenta procedimientos de Izaje.
- Antes de realizar las conexiones de tubería, se debe limpiar las uniones roscadas con un cepillo de alambre (grata), para evitar que en ellas quede tierra y pequeñas partículas que puedan impedir el buen sello, además, en lo posible aplicar una capa de grasa y/o líquido lubricante.
- Siempre que instale una válvula cheque, tenga en cuenta la dirección del flujo y verifique físicamente la dirección en que debe ser ubicada. Verifique el accionar y funcionamiento del “Flapper” de la válvula cheque.
- Se debe asegurar que la tubería no quede a ras del suelo, ya que dificultará las operaciones de ajuste de los tubos y los accesorios así como también podrían aflojarse debido a la vibración causada por el flujo durante la prueba. Para tal fin se debe disponer de suficientes polines y soportes para tubería.
- Tratar de conectar manualmente las uniones lo máximo posible teniendo en cuenta que los tubos deben quedar alineados, esto asegura un buen empalme y por consiguiente evita fugas posteriormente. Si durante el arme se dificulta hacer las conexiones manualmente, intente primero usando accesorios adicionales para evitar al máximo el uso de ayudas mecánicas (barra, grúa, etc.). Si finalmente se requiere usar ayudas mecánicas, realice con el grupo de trabajo una Evaluación de riesgos para esta nueva condición de trabajo y tome los controles necesarios para reducir los riesgos.

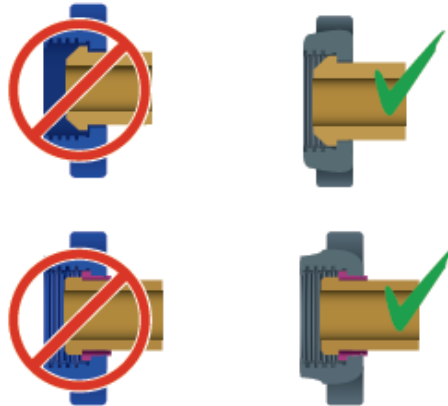
- Una vez las uniones de golpe han sido ajustadas; los manómetros, sensores y registradores pueden ser instalados, preferiblemente luego de realizar la prueba hidrostática.
- Todas las válvulas que se instalen en el arme del equipo y en el separador, deben contar con su tope de seguridad en el vástago, manija y seguros para evitar cierres imprevistos. De ser necesario se debe amarrar la manija a la línea, cuando operacionalmente la válvula siempre deba permanecer abierta y no se cuente con los seguros y topes originales de la válvula. No se debe utilizar accesorios roscados en líneas de alta presión.
- Las válvulas de cuerpo reducido sólo se deben ubicar en líneas donde el diámetro interno mínimo de la válvula sea el máximo diámetro interno de la tubería utilizada. De no darse esta condición, las válvulas de cuerpo reducido no se deben instalar en ningún tipo de línea.

Ilustración 66. Errores típicos en montaje de tubería

Error típico: enroscar la hembra figura 602 con la tuerca o la conexión completa figura 1002 o figura 1502.



Error típico: colocar una tuerca figura 1002 o figura 1502 con segmentos o sin ellos en un cono figura 602.



Error típico: colocar una tuerca segmentos en un cono macho para tuerca sin segmentos.



Fuente: FMC Technologies

Para el Montaje del conjunto: bomba-motor

- Revisión base de concreto (si aplica): Previamente el Contratista habrá revisado completamente la base de concreto donde será montado el patín que contiene bomba centrífuga y motor eléctrico, la nivelación y localización topográficas, la orientación de acuerdo con el “plot plan” y la adecuada ubicación de los pernos de anclaje que recibirán el patín.
- Montaje del patín: El Contratista tendrá preparada la grúa o equipo levanta cargas apropiadas que bajará el patín y sus partes del tráiler y/o del área de alistamiento y lo ubicará sobre la base de concreto prevista en la ingeniería de detalle, de acuerdo con el plan de montaje aprobado por la Interventoría de obra.
- Se prenderá el motor: para hacer las pruebas mecánicas y eléctricas del conjunto, verificando vibraciones y temperaturas y pruebas eléctricas.
- Se conectará todo el sistema de alarmas y cortes por vibraciones, por temperaturas y altas y bajas presiones en el sistema de lubricación, ejes y acople.
- Asegurar que toda la tubería esté libre de cualquier material que pueda obstruirla como piedras, madera, tela, guantes, botellas, etc. y que el extremo rosca de las uniones de golpe este dotado con el empaque apropiado y en buenas condiciones.

ADVERTENCIAS GENERALES PARA EL MONTAJE DE EQUIPOS DE WELL TESTING

No seguir las siguientes advertencias de seguridad puede tener como resultado muerte, lesión personal severa, y/o daños a la propiedad.

- Nunca mezcle o enrosque componentes, partes, o conexiones de extremos con diferentes rangos de presión. Las conexiones incompatibles pueden fallar bajo presiones muy por debajo de la del componente más débil.
- Nunca utilice o sustituya componentes de una marca en otra, esto está referido a la posibilidad de intercambio de partes cuando se desarmen varios elementos y son de distinta marca.
- Nunca modifique o repare los elementos de alta presión de forma casera, siga procedimientos escritos y en lo posible dados de los fabricantes.
- Nunca golpee, ajuste, afloje o intente reparar componentes o conexiones presurizadas.
- Nunca exceda el límite de presión de trabajo del componente.
- Se requiere el completo y apropiado empalme de los componentes y conexiones para lograr el valor de presión de trabajo. Siempre emplee especial atención, cuidado, manejo, e inspección a los componentes enroscados, antes, durante y después del conexionado.
- Nunca utilice componentes de alta presión severamente desgastados, usados o corroídos. Sométalos a una inspección con personal idóneo. Inutilícelos antes de disponerlos en depósitos.

- Nunca golpee tuercas (mariposas) que tengan las orejas aplanadas y estiradas. Esto puede desprender esquirlas y ocasionar serias lesiones personales. Las mismas se deben reparar inmediatamente amolando las rebabas.
- Controle el desgaste de las tuercas y reemplace según los criterios del fabricante, se recomienda ¼” (6.35 mm) como la longitud mínima recta de la oreja de golpe medida sin alterar la longitud.
- Siempre siga prácticas seguras cuando utilice componentes en aplicaciones aéreas. Los componentes que no se aseguran correctamente se pueden caer.
- Siempre asegúrese que el personal y las instalaciones estén protegidas de los fluidos peligrosos residuales antes de desmontar cualquier componente, realice el lavado de líneas.
- Cuando se detecten pérdidas en un componente de alta presión, sáquelo de servicio inmediatamente, inspecciónelo, repárelo o disponga de él convenientemente.

5.2. ESTANDAR DE INSTRUMENTACIÓN PARA PRUEBAS DE WELL TESTING

5.2.1. GENERALIDADES

El diagrama de Tubería e Instrumentación es el documento de ingeniería que muestra los instrumentos aplicables a las operaciones de Well Testing. Su contenido se encuentra regulado por la norma ANSI/ISA-5.1-2009 *Instrumentation Symbols and Identification*. En él se indica cada instrumento, su función, punto de ajuste y acción o control, en forma clara y fácilmente verificable.

5.2.1.1. NORMATIVIDAD APLICABLE

Tabla 65. Resumen Normatividad Aplicable

Estándar	Nombre	Fecha de Publicación
ANSI/ISA-5.1	Instrumentation Symbols and Identification.	2009
ANSI/ISA-7.0.01	Quality Standard for Instrument Air.	1996
ANSI/ISA-51.1	Process Instrumentation Terminology.	1993
API 510	Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration.	2006
API STD 520 PT I	Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices in Refineries Part I - Sizing and Selection.	2008

API RP 520 PT II	Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries Part II—Installation.	2011
API STD 527	Seat Tightness of Pressure Relief Valves.	2007
API RP 551	Process Measurement Instrumentation. 1st Edition.	2007
API RP 552	Transmission Systems. 1st Edition.	2007
API RP 553	Refinery Valves and Accessories for Control and Safety Instrumented Systems. 2nd Edition.	2012
API 570	Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems.	2009
API RP 576	Inspection of Pressure-Relieving Devices.	2009
API STD 653	Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction.	2009
API STD 618	Reciprocating Compressors for General Refinery Services.	2007
API STD 672	Packaged, Integrally Geared Centrifugal Air Compressors for General Refinery Service.	2004
ASME PTC 19.2	Pressure Measurement Instruments and Apparatus Supplement.	2010
ASME PTC 19.3 TW	Termowells Performance Test Codes.	2010
ASME PTC 19.5	Flow Measurement.	2004
SA-18.2	Management of Alarm Systems for the Process Industries.	2009
ISA-20	Specification Forms for Process Measurement and Control Instruments, Primary Elements, and Control Valves.	1981
ISO 4126-1	Safety devices for protection against excessive pressure - Part 1: Safety valves.	2004
ISO 4126-2	Safety Devices for Protection Against Excessive Pressure - Part 2: Bursting Disc Safety Devices.	2003
ISO 4126-3	Safety devices for protection against excessive pressure Part 3: Safety valves and bursting disc safety devices in combination.	2006
ISO 4126-4	Safety devices for protection against excessive pressure Part 4: Pilot-operated safety valves.	2004
ISO 4126-6	Safety devices for protection against excessive	2003

	pressure Part 6: Application, selection and installation of bursting disc safety devices.	
EEMUA Publication 191	Alarm Systems - a Guide to Design, Management and Procurement.	

Fuente: El Autor

5.2.1.2. CLASIFICACIÓN INSTRUMENTACIÓN

Según el numeral 2.5 de ANSI/ISA-5.1-2009, se puede clasificar la instrumentación como:

Primario: Aquellos cuya función son la medición, monitoreo, control o calculo, que incluyen Transmisores, Registradores, Controladores, Válvulas de control, Válvulas Auto reguladas de seguridad y control, y aplicaciones de software que requiera una asignación de identificación definida por usuario.

Secundario: Aquellos cuya función son la medición y monitoreo o control que incluyen los visores de nivel, manómetros, termómetros y reguladores de presión.

Auxiliares: Aquellos cuya función es la medición, control o calculo necesarios para una efectiva operación de los instrumentos primarios o secundarios. Entre estos se incluyen dispositivos de cálculo, purgas de medidores, sistemas de muestreo y suministro de aire.

Accesorios: Aquellos que no miden ni controlan, pero son necesarios para la efectiva operación en medición, control y monitoreo. Entre estos están los tubos y paletas enderezadoras de flujo, tubos de aquietamiento.

5.2.1.3. NOMENCLATURA Y SÍMBOLOS

El estándar definido para la asignación de funciones de la nomenclatura usada en los documentos de ingeniería se define según el numeral 4 y tabla 4.1 de ANSI/ISA-5.1-2009. Allí se establecen por letra las funciones o características designadas según cada caso que corresponda, así como las normas para su uso.

El estándar definido para los símbolos aplicados se encuentra en el numeral 5 de ANSI/ISA-5.1-2009. Igualmente se enmarcan las reglas generales de uso y aplicación según cada caso.

En el anexo A de ANSI/ISA-5.1-2009 y sus correspondientes tablas se especifica una guía para la implementación de un sistema de nomenclatura permisible dentro de los documentos de ingeniería, de acuerdo a lo establecido en la norma referida.

En el anexo B de ANSI/ISA-5.1-2009 y sus correspondientes tablas se especifica una guía para el uso de los símbolos permisible dentro de los documentos de ingeniería, de acuerdo a lo establecido en la norma referida.

Para mayor información acerca de disposiciones relacionadas a diagramas y documentos técnicos de sistemas de instrumentación y control, las normas ANSI/ISA-5.2-1992 Binary Logic Diagrams for Process Operations, ANSI/ISA-5.3-1983 Graphic Symbols for Distributed Control/Shared Display Instrumentation, Logic and Computer Systems, ANSI/ISA-5.4-1991 Instrument Loop Diagrams ANSI/ISA-5.5-1985 Graphic Symbols for Process Displays.

5.2.2. SISTEMAS DE SUMINISTRO DE AIRE PARA INSTRUMENTOS

5.2.2.1. GENERALIDADES

Los parámetros generales recomendados para las instalaciones y facilidades de suministro de aire y acondicionamiento de señales neumáticas se describen en la sección 21 de la norma API RP 552 Transmission Systems; y en la norma ANSI/ISA-S7.0.01-1996 Quality Standard for Instrument Air.

La información presentada a continuación es un resumen de las recomendaciones indicadas en las normas citadas, para mayor información remitirse a los numerales indicados.

5.2.2.2. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS

Como recomendación (ANSI/ISA-S7.0.01-1996 Núm. 4), los sistemas de aire para instrumentación deben:

- ❖ Proporcionar una cantidad suficiente de aire para suministrar la carga máxima esperada más un margen para crecimiento futuro, incluyendo las fugas.
- ❖ Proporcionar la calidad del aire requerida por el usuario.
- ❖ Facilitar el mantenimiento y pruebas del sistema.

Según ANSI/ISA-S7.0.01-1996 Anexo B y API RP 552 Sec. 25.2, los componentes Típicos de los sistemas de Aire de instrumentos son:

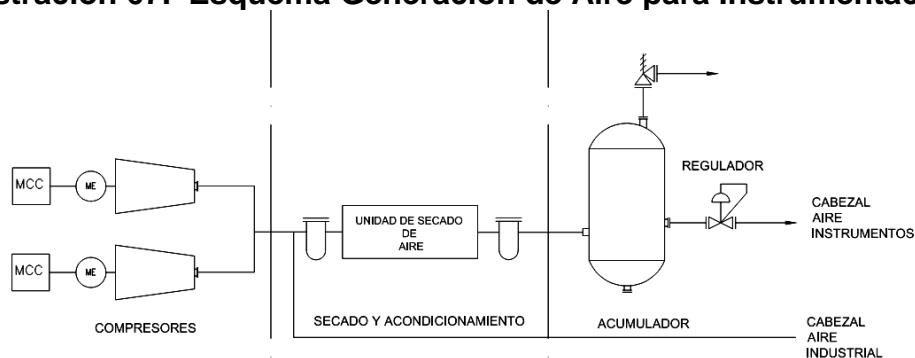
- ❖ Filtros de Entrada
- ❖ Compresores
- ❖ Pos-Enfriador y Separador de Humedad
- ❖ Receptor Aire - Acumulador
- ❖ Trampas de Drenaje
- ❖ Sistemas de Tratamiento de aire
 - Pre-Filtro
 - Secador de Aire
 - Pos-Filtro
- ❖ Reguladores de Presión
- ❖ Dispositivos de Alivio de Presión
- ❖ Tubería

- Tubería de Descarga
- Conexiones de Ramales
- ❖ Válvulas Manuales
 - Globo
 - Compuerta
 - Bola

A continuación se indica algunos parámetros importantes para los componentes mencionados:

- ❖ Son requeridos compresores que usen partes lubricadas no expuestas directamente con el aire a comprimir
- ❖ Deben emplearse compresores de trabajo continuo y que sean dimensionados para suplir un requerimiento del 200% del consumo estimado
- ❖ En general se debe tener en cuenta las normas API Std 672, Packaged, Integrally Geared Centrifugal Air Compressors for General Refinery Service y API Std 618, Reciprocating Compressors for General Refinery Services.
- ❖ La capacidad del sistema de aire se debe estimar teniendo en cuenta el trabajo simultáneo de todas las cargas. Si no se tiene el estimado de consumo por instrumento/carga, se debe asumir 1.0 Ft³/min (1.7 m³/Hr) por cada carga.
- ❖ El aire acondicionado para instrumentación solo debe usarse para fines de instrumentación y su purga. Otros usos como purga de recipientes, limpieza o uso en herramientas neumáticas disminuye el nivel de seguridad y confiabilidad del sistema.
- ❖ El Receptor Aire - Acumulador debe ser dimensionado para un tiempo de respaldo seguro para el sistema de Shut Down en el evento de falla en el compresor.
- ❖ La caída de presión en los sistema de secado, limpieza y otros de tratamiento posteriores a la acción del compresor no debe superar los 15 psi (100 KPa).

Ilustración 67. Esquema Generación de Aire para Instrumentación



Fuente: PetroTiger

5.2.2.3. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

- ❖ Las líneas de distribución deben ser diseñadas/dimensionadas de tal manera que no supere una caída de presión mayor a 5 psi entre el secador y el punto de consumo más lejano, en el momento en que todas las cargas estén consumiendo en su máxima rata.
- ❖ Para el dimensionamiento de cabezales y líneas de distribución de aire se recomienda seguir los parámetros indicados en la Tabla 65 (Tabla extraída de API RP 552 Sec. 21.2.11 Tabla 7).

Tabla 66. Guía de tamaños para cabezales de tubería

Pipe Headers	Number of Users	Nominal Pipe Size (Inches)	Nominal Pipe Size (mm)
Main	80	1½	40
	150	2	50
	300	3	75
Branch	4	½	15
	10	¾	20
	25	1	25
	80	1½	40

Fuente: API RP 552

- ❖ La presión nominal en la línea de suministro de aire recomendada es de 100 psi. Para el uso en controladores, transmisores, transductores I/P, posicionadores de válvulas y bucles de control neumáticos se tienen como típico los rangos de suministro de presión presentados en la Tabla 66 (Tabla extraída de ANSI/ISA–S7.0.01–1996 Anexo B.3 Tabla B.2).

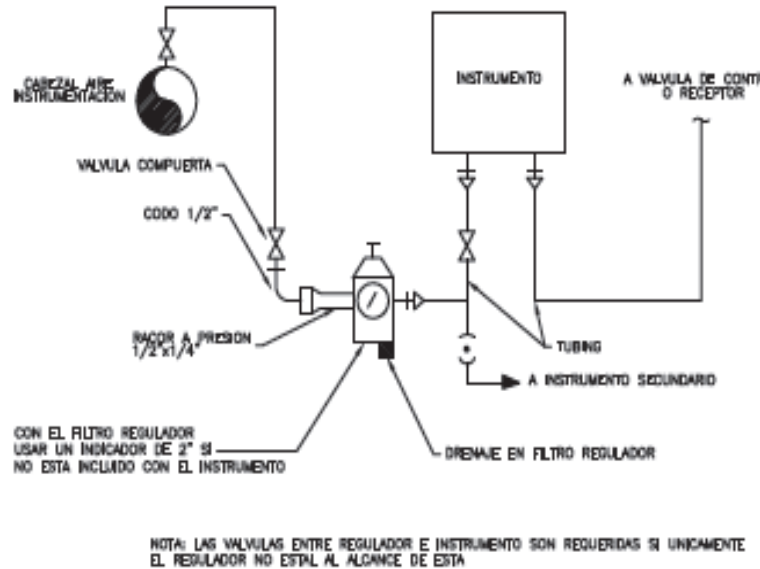
Tabla 67. Rangos nominales para suministro de aire

Span	Range	Supply Pressure	
		Min.	Max.
12	3-15	19	22
20	5-25	33	38
24	6-30	38	44
24	3-27	30	35

Fuente: ANSI/ISA–S7.0.01–1996

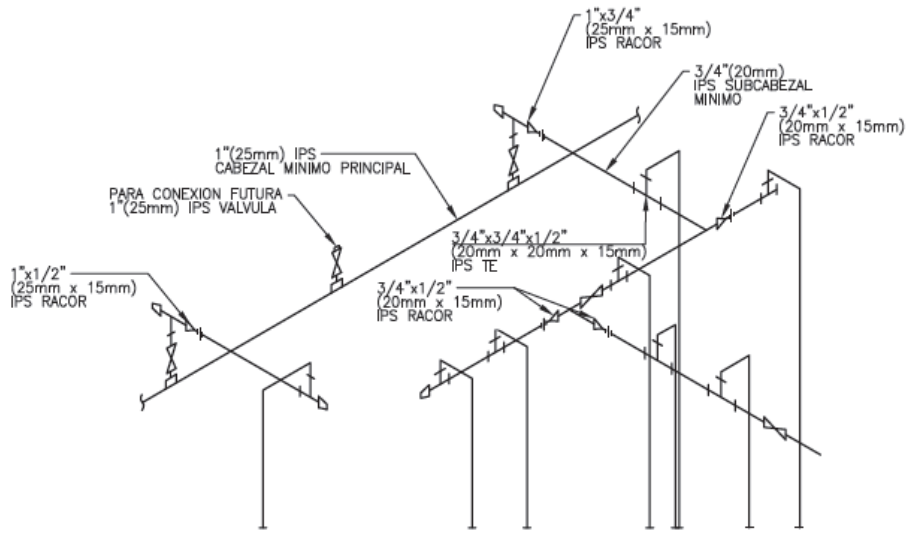
- ❖ Se debe estimar un 20% de conexiones y espacios disponibles en los cabezales para reposiciones o ampliaciones. Las siguientes ilustraciones (Imágenes extraídas de API RP 552 Sec. 21 Fig. 16 y 20) muestran típicos esquemáticos para derivaciones de líneas de suministro de aire.

Ilustración 68. Típico conexión de suministro de aire a instrumento



Fuente: API RP 552

Ilustración 69. Típicos de cabezales y subcabezales de suministro de aire



Fuente: API RP 552

- ❖ Siguiendo la Ilustración anteriores, se recomienda usar tubería de Acero al Carbón o Galvanizada para los tramos aguas-arriba del filtro regulador, y

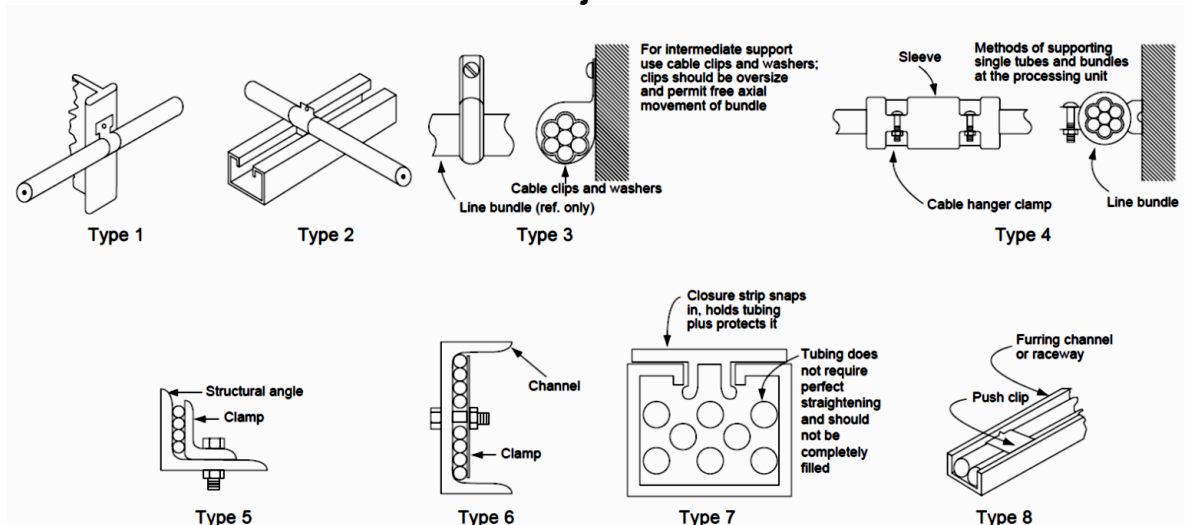
Latón, Cobre o Acero Inoxidable para los tramos aguas-abajo; según la aplicación.

- ❖ Las Imagen 17, 18 y 19 de API RP 552 Sec. 21 muestran las los típicos recomendados para los sistemas de suministro de aire.

5.2.2.4. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

- ❖ Se emplean los mismos rangos estándar indicados en la Tabla 66
- ❖ Se recomiendan tubos de 1/4" los cuales optimizan el tiempo de transmisión versus el consumo. Tubos de 3/8" se recomiendan para optimizar el control.
- ❖ Se recomiendan tubos en cobre recocido y accesorios de latón. Se recomienda recubrimiento de PVC según las condiciones lo ameriten. No se recomiendan tubos plásticos a menos que se instalen como un conjunto de haces de tubo con un recubrimiento externo fuerte.
- ❖ Para cada necesidad, se debe establecer el uso de elementos auxiliares para la instalación y ruteo de líneas de suministro y transmisión neumáticas. La siguiente Ilustración (Imagen extraída de API RP 552 Sec. 21 Fig. 21) muestra los métodos para el soporte de las líneas neumáticas.

Ilustración 70. Montaje de líneas neumáticas



Fuente: API RP 552

5.2.2.5. CALIDAD DEL AIRE

- ❖ En general se deben proyectar las líneas de tal forma que estén seguras de daño mecánico y exposición a fuego u otros factores importantes producidos en proceso. Se recomienda seguir los parámetros establecidos en API RP 552 Sec. 23.6

- ❖ Para realizar las pruebas e inspección del trazado de tubería, se deben seguir los parámetros establecidos en API RP 552 Sec. 23 y ANSI/ISA–S7.0.01–1996 Anexo C

Según ANSI/ISA–S7.0.01–1996 Núm. 5 indica los siguientes parámetros de monitoreo de calidad de aire recomendado para el uso en instrumentos:

- ❖ Presión de Punto de Rocío: No debe ser superior 4°C sobre la línea de presión.
- ❖ Tamaño de Partícula: Máximo 40 micrómetros.
- ❖ Contenido de Lubricante: No debe superar 1 ppm
- ❖ Contaminantes: Entrada libre de gases peligrosos o contaminantes corrosivos.

Para mayor información remitirse a ANSI/ISA–S7.0.01–1996 Anexo B.2.

5.2.2.5.1. Memoria de cálculo de Aire para Instrumentación

Tabla 68. Consumo De Aire - Caso 1

EQUIPOS	CANT.	Instrumentos	Cant. Inst.	Total	Consumo/ Unidad	Presión	Consumo Total
					SCFM	Oper. Psig.	SCFM
Separador Trifásico	1	LCV	1	1	1	80	1
		LC	1	1	1	30	1
		PCV	1	1	1	80	1
		PC	1	1	1	30	1
		LSH	1	1	0.5	30	0.5
		LAH	1	1	0.2	30	0.2
Scrubber	1	LCV	2	2	1	80	2
		LC	2	2	1	30	2
		PCV	1	1	1	80	1
		PC	1	1	1	30	1
K.O. Drum	1	LSL	1	1	0.5	30	0.5
		LSH	1	1	0.5	30	0.5
Gun Barrel	5	LCV	1	5	1	80	5
		LC	1	5	1	30	5
TK's Alm.	14	LSH	1	14	0.5	30	7
		LSL	1	14	0.5	30	7
Shut Down	1	ESDV	1	1	5	120	5
Otros	1		1	1	20	120	20
							60.7

Fuente: API RP 552

Tabla 69. Consumo De Aire - Caso 2

EQUIPOS	CANT.	Instrumentos	Cant. Inst.	Total	Consumo/	Presión	Consumo
					Unidad	Oper. Psig.	Total
					SCFM		SCFM
Separador Trifasico	2	LCV	1	2	1	80	2
		LC	1	2	1	30	2
		PCV	1	2	1	80	2
		PC	1	2	1	30	2
		LSH	1	2	0.5	30	1
		LAH	1	2	0.2	30	0.4
Scrubber	1	LCV	2	2	1	80	2
		LC	2	2	1	30	2
		PCV	1	1	1	80	1
		PC	1	1	1	30	1
K.O. Drum	2	LSL	1	2	0.5	30	1
		LSH	1	2	0.5	30	1
Gun Barrel	5	LCV	1	5	1	80	5
		LC	1	5	1	30	5
TK's Alm.	10	LSH	1	10	0.5	30	5
		LSL	1	10	0.5	30	5
Shut Down	1	ESDV	1	1	5	120	5
Otros	1		1	2	20	120	40
							82.4

1 Mol de aire a condiciones estándar ocupa un volumen de 379 Ft³
 Condiciones estándar son las consideradas a 14,7 Psig y 60 °F

$$V = AH \quad A = \frac{\pi D^2}{4} \quad V_s = V_{r.p} \left(\frac{14,7}{P + 14,7} \right) \left(\frac{460 + 60}{T + 460} \right)$$

Vs: Volumen a condiciones estándar, en Ft³

V_{T,P}: Volumen del recipiente, en Ft³ a T y P.

D: Diámetro, pies

A: Area, Ft²

H: Altura del recipiente, en Ft.

P: Presión. Psig

T: Temperatura, °F.

Condiciones Acumulador

Tiempo de Respaldo	15	min
Consumo requerido	82.4	SCFD
Maxima Presion Descarga	150	Psig
Presion Operación Acumulador	120	Psig
Presion Operación Sistema	60	Psig
Temperatura Operación	120	°F
V _R = Consumo Máximo(Ft ³ /min) x	1236	Ft ³ a condiciones estándares.
(V _R) a 120 psig =	145.26	Ft ³
(V _R) a 60 psig =	685.44	Ft ³ condicion minima operación
Volumen Total Requerido	1921.44	Ft ³
V_{REQUERIDO} a 120 psig =	225.82	Ft³

Condiciones Compresor

Dos compresores de aire tipo reciprocantes de 100 SCFM a 120 Psig como presión de operación y 150 Psig como presión máxima de descarga. Una unidad de secado de 80 SCFM a 150 Psig. Tipo refrigerada. Una válvula reguladora para mantener la presión del cabezal a 60 Psig.

Fuente: API RP 552

5.2.3. SISTEMAS DE MEDICIÓN Y CONTROL EN EQUIPOS MAYORES DE PROCESO.

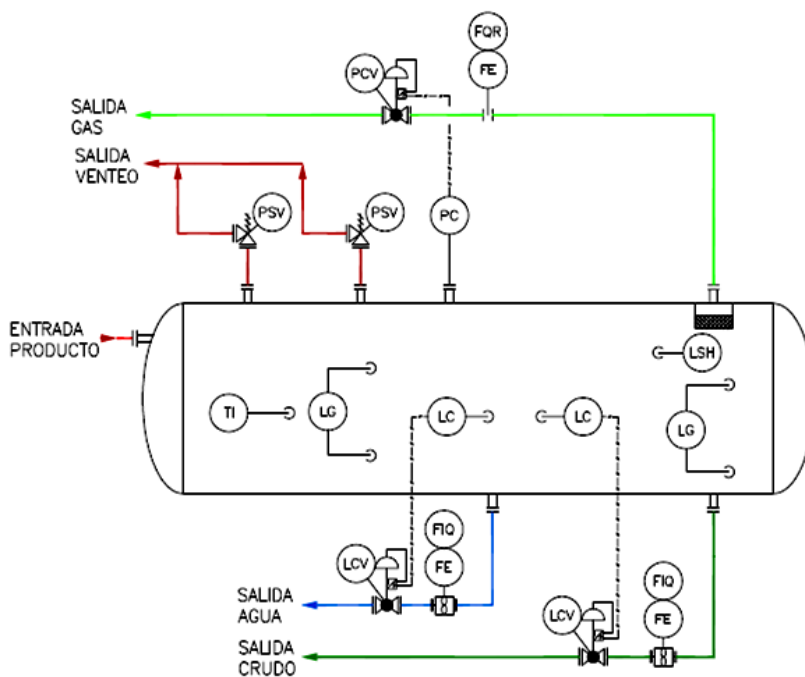
5.2.3.1. GENERALIDADES

Las especificaciones en funcionalidad, montaje y operación se describen según API RP 551 Process Measurement Instrumentation. Sin embargo cabe destacar la revisión y cumplimiento de las recomendaciones dadas por los fabricantes de los equipos, que sean de implementación obligatoria para el correcto funcionamiento, tanto en principio de medición como de los sistemas auxiliares de indicación y transmisión, de los instrumentos y elementos de control a instalar. Para las operaciones de Well Testing se considera en la mayoría de los casos el uso de sistemas de monitoreo y control neumáticos, a excepción de los Separadores que registran datos de proceso propios para consolidar los informes requeridos para estas pruebas.

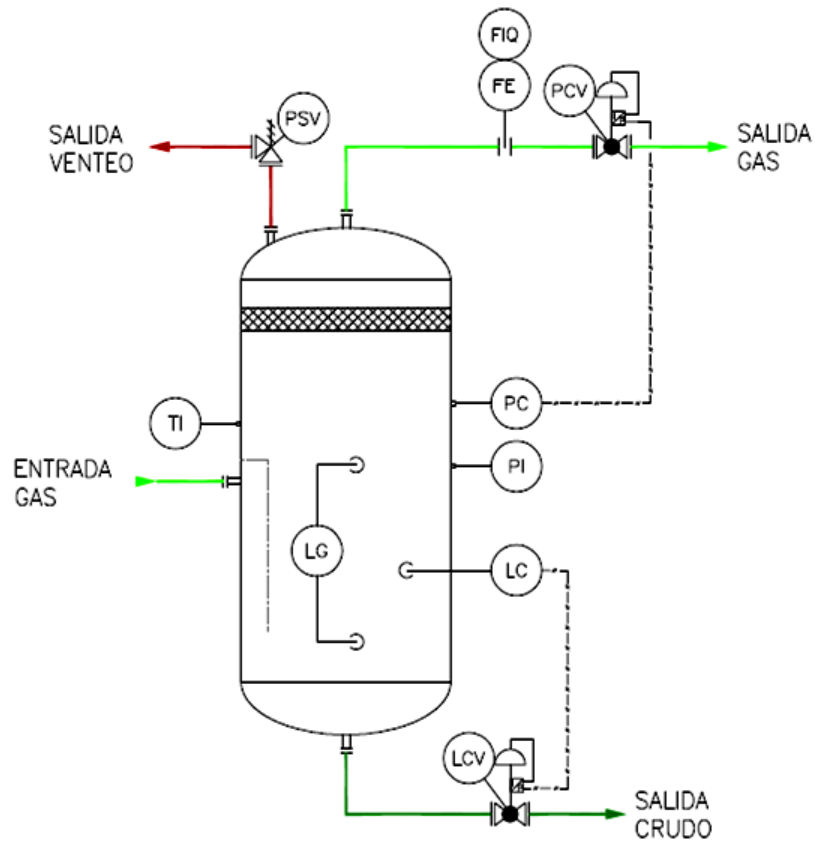
5.2.3.2. SEPARADORES, SCRUBBER, KNOCK-OUT DRUM

Para los separadores (Trifásicos, Bifásicos, Scrubber, Knock-Out Drum) en general se presentan en las siguientes ilustraciones los típicos básicos respecto a los equipos de medición y control:

Ilustración 71. Esquema Básico de Instrumentos en un Separador

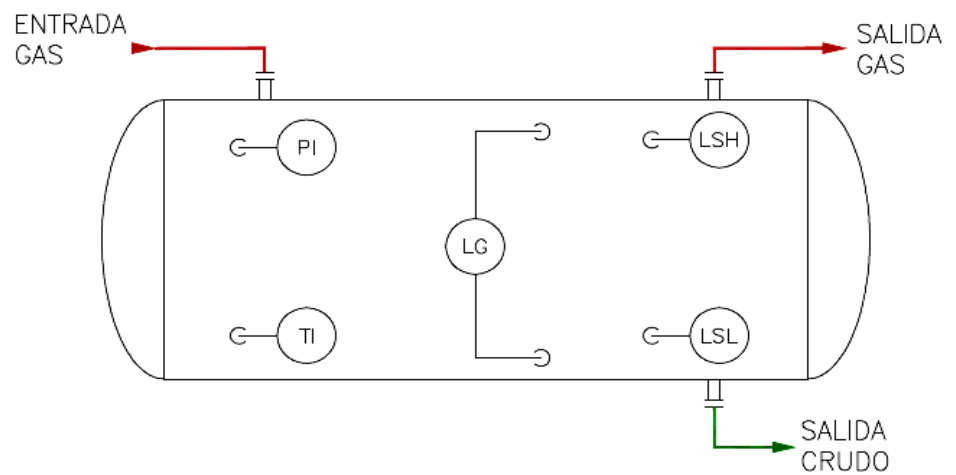


Fuente: El Autor
Ilustración 72. Esquema Básico de Instrumentos en un Scrubber



Fuente: El Autor

Ilustración 73. Esquema Básico de Instrumentos en un K.O. Drum



Fuente: El autor

Sistemas de Monitoreo Básicos

A continuación se describen los instrumentos y sus funciones relacionadas a los equipos anteriormente expuestos, respecto a las variables básicas de monitoreo

Tabla 70. Sistemas de Monitoreo Básicas

VARIABLE	INSTRUMENTOS
PRESIÓN	<p>MANOMETRO (PI): Rating y rango asociado a la capacidad de diseño del equipo. Indicación local de presión instantánea.</p> <p>TRANSMISOR INDICADOR (PIT): Rating y rango asociado a la capacidad de diseño del equipo. Alimentado eléctricamente proporciona una indicación local instantánea y transmite dicha información por un protocolo determinado a un computador de flujo, PLC u otro habilitado para recibir datos. Generalmente utilizado en la línea de gas para realizar las compensaciones requeridas para el cálculo de flujo.</p> <p>REGISTRADOR (PR): Rating y rango asociado a la capacidad de diseño del equipo. Registra el histórico de la variación a través del tiempo. Forma básica de adquisición de datos.</p>
NIVEL	<p>VISOR LATERAL (LG): Conexión a proceso por Stand Pipe o Boquillas en separador. Visualización de niveles de Crudo y Agua con visores tipo Vidrio o Reflex. No es recomendable utilizar visores de nivel de vidrio en equipos presurizados</p>
TEMPERATURA	<p>TERMOMETRO (TI): Ensamble Termopozo roscado o bridado. Indicación local de temperatura.</p> <p>TRANSMISOR INDICADOR (TIT): Rating y rango asociado a la capacidad de diseño del equipo. Alimentado eléctricamente proporciona una indicación local instantánea y transmite dicha información por un protocolo determinado a un computador de flujo, PLC u otro habilitado para recibir datos. Generalmente utilizado en la línea de gas para realizar las compensaciones requeridas para el cálculo de flujo.</p> <p>REGISTRADOR (TR): Rating y rango asociado a la capacidad de diseño del equipo. Registra el histórico de la variación a través del tiempo. Forma básica de adquisición de datos.</p>
FLUJO	<p>ELEMENTO PRIMARIO (FE): Elemento de medición de flujo. Generalmente tipo Turbina montado en flanches o</p>

	<p>roscado para Líquidos (Crudo - Agua); o Platinas de Orificio para Gas. Toma en línea el flujo del fluido y transduce a señales de pulsos (Turbina) o señal diferencial de presión (Gas) para determinar la magnitud del caudal.</p> <p>TRANSMISOR INDICADOR (FIT): Alimentado eléctricamente, montaje remoto o compacto, toma señal del elemento primario instalado en línea e indica una magnitud de flujo, de acuerdo a las configuraciones preestablecidas para el proceso y según las características del equipo (Rango, precisión, linealidad, unidades, etc.). Proporciona una indicación local instantánea y transmite dicha información por un protocolo determinado a un computador de flujo, PLC u otro habilitado para recibir datos.</p> <p>INDICADOR - TOTALIZADOR (FIQ): Alimentado eléctricamente, montaje remoto o compacto, toma señal del elemento primario instalado en línea e indica una magnitud de flujo, de acuerdo a las configuraciones preestablecidas para el proceso y según las características del equipo (Rango, precisión, linealidad, unidades, etc.)</p>
--	--

Fuente. El Autor

Sistemas de control básicos

A continuación se describen los instrumentos y sus funciones relacionadas a los equipos anteriormente expuestos, respecto a las variables básicas de control:

Tabla 71. Sistemas de control básicos

VARIABLE	INSTRUMENTO
PRESIÓN	<p>CONTROLADOR DE PRESION (PC): Requiere de un punto de medición en línea de gas o en boquilla de separador, generalmente para Tubing de 1/2". Alimentado neumáticamente. Proporciona una señal a la PCV previamente configurada según el requerimiento de presión en la línea de gas.</p> <p>VÁLVULA DE CONTROL DE PRESION (PCV): Alimentado neumáticamente, accionado por un diafragma que responde a la señal neumática proporcionada por el PC</p>
NIVEL	<p>CONTROLADOR DE NIVEL (LC): montado en Stand-Pipe o en boquilla en cuerpo de separador. Alimentado neumáticamente y proporciona una señal a la LCV previamente calibrada según el requerimiento específico en separador. Controla el volumen de líquidos (Crudo o Agua) contenidos en el separador de acuerdo a la apertura/cierre de la LCV.</p>

	VÁLVULA DE CONTROL DE NIVEL (LCV): Alimentado neumáticamente, se acciona por medio de un actuador diafragma que posiciona la válvula de acuerdo a la señal recibida por la LC.
--	---

Fuente. El Autor

Sistemas de protección básicos

Tabla 72. Sistemas de protección básicos

VARIABLE	INSTRUMENTO
PRESIÓN	VÁLVULA DE ALIVIO (PSV): Válvula de seguridad que se configura de acuerdo a las características de presión de diseño del equipo y los requerimientos propios del proceso. En los Well Testing todos los efluentes de la válvula de seguridad son enviados a un sistema de Tea o un quemadero.

Fuente. El Autor

Sistemas de alarmas básicas

Tabla 73. Sistemas de alarmas básicas

VARIABLE	INSTRUMENTO
PRESIÓN	INTERRUPTOR ALTA PRESION (PSH): Interruptor de señal neumática que acciona una alarma sonora o una parada de emergencia según se considere en la filosofía de control
NIVEL	INTERRUPTOR ALTO NIVEL (LSH): Interruptor de señal neumática que acciona una alarma sonora o una parada de emergencia según se considere en la filosofía de control INTERRUPTOR ALTO NIVEL (LSL): Interruptor de señal neumática que acciona una alarma sonora o una parada en vaciado según se considere en la filosofía de control.

Fuente. El Autor

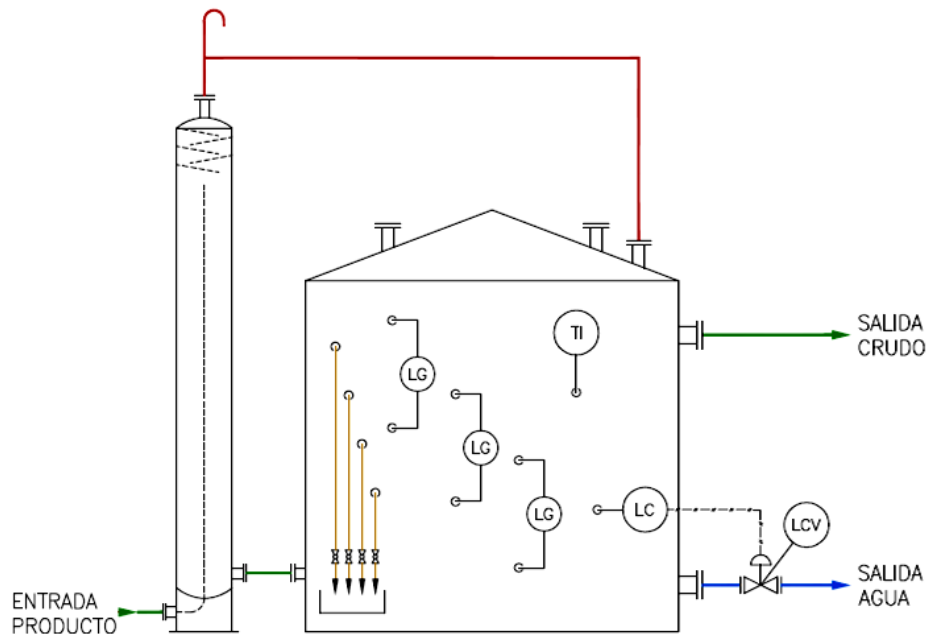
5.2.3.3. GUN BARREL

Para los Gun Barrel en general se presentan en la siguiente Ilustración las configuraciones básicas respecto a los equipos de medición y control:

De acuerdo a las características de proceso, estos equipos pueden estar acondicionados con sistemas de calentamiento por serpentín de vapor. El monitoreo y control de estos sistemas de vapor dependen de cada caso específico, así como su configuración de generación, distribución y recuperación de vapor y condensados. La Línea de Balance (conexión de gas entre el Gun Barrel) se debe mantener abierto a la atmósfera, ya que el caudal de gas que se

pueda generar en estos equipo es mínimo y no representa un punto crítico en la operación.

Ilustración 74. Esquema Básico de Instrumentos en un Gun Barrel



Fuente. El Autor

Sistemas de monitoreo básicos

A continuación se describen los instrumentos y sus funciones relacionadas a los equipos anteriormente expuestos, respecto a las variables básicas de monitoreo

Tabla 74. Sistemas de monitoreo básicos

VARIABLE	INSTRUMENTOS
NIVEL	VISOR LATERAL (LG): Conexión a proceso por Stand Pipe o Boquillas en Gun Barrel. Visualización de interfaces de Crudo y Agua con visores tipo Glass, Reflex o Magnéticos
TEMPERATURA	TERMOMETRO (T): Ensamble Termopozo roscado o bridado. Indicación loca. Se requiere cuando se instala serpentines de calentamiento en Gun Barrel

Fuente. El Autor

Sistemas de control básicos

A continuación se describen los instrumentos y sus funciones relacionadas a los equipos anteriormente expuestos, respecto a las variables básicas de control

Tabla 75. Sistemas de control básicos

VARIABLE	INSTRUMENTO
NIVEL	<p>CONTROLADOR DE NIVEL (LC): montado en Stand-Pipe. Alimentado neumáticamente y proporciona una señal a la LCV previamente calibrada según el requerimiento específico de interface en tanque. Regula el contenido de agua en el Gun Barrel de acuerdo a la apertura/cierre de la LCV.</p> <p>VÁLVULA DE CONTROL DE NIVEL (LCV): Alimentado neumáticamente, se acciona por medio de un actuador diafragma que posiciona la válvula de acuerdo a la señal recibida por la LC. Montado sobre la línea de salida de agua. El crudo no requiere este sistema ya que está definido por rebose.</p>

Fuente. El Autor

Sistemas de protección básicos

A continuación se describen los instrumentos y sus funciones relacionadas a los equipos anteriormente expuestos, respecto a las variables básicas de protección

Tabla 76. Sistemas de protección básicos

VARIABLE	INSTRUMENTO
PRESIÓN	<p>VALVULA DE PRESIÓN Y VACIO (PVV): Válvula de seguridad que se configura de acuerdo a las características de presión de diseño del equipo y los requerimientos propios del proceso. Previene daños en tanque por sobrepresión en operación de llenado, y por implosión por operaciones de vaciado. Puede ser ensamblado en conjunto con un arrestallama.</p>

Fuente. El Autor

Sistemas de alarmas básicas

A continuación se describen los instrumentos y sus funciones relacionadas a los equipos anteriormente expuestos, respecto a las variables básicas de alarma

Tabla 77. Sistemas de alarmas básicas

VARIABLE	INSTRUMENTO
NIVEL	<p>INTERRUPTOR ALTO NIVEL (LSH): Interruptor de señal neumática que acciona una alarma sonora o una parada de emergencia según se considere en la filosofía de control. Se da cuando el nivel de crudo sobrepasa el límite definido por la corona colectora del Gun Barrel</p> <p>INTERRUPTOR ALTO NIVEL (LSL): Interruptor de señal</p>

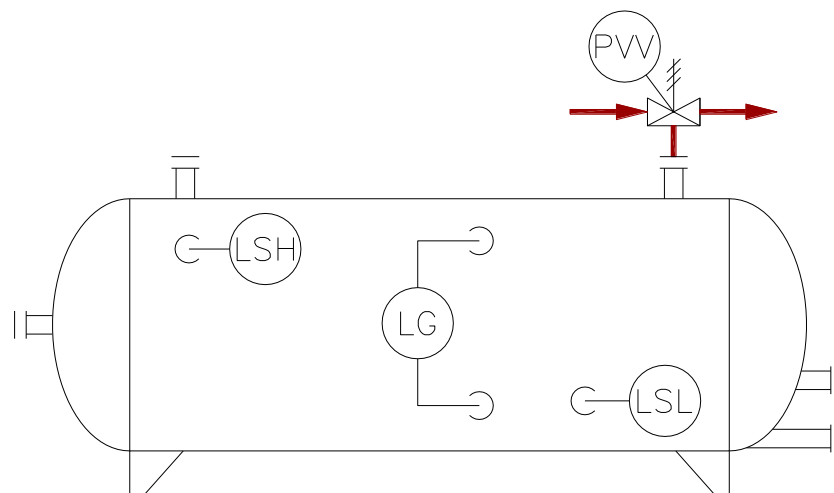
	neumática que acciona una alarma sonora o una parada en vaciado según se considere en la filosofía de control.
--	--

Fuente. El Autor

5.2.3.4. TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Actualmente la configuración más utilizada para estos tanques son de tipo horizontal con capacidad nominal de 500 BLS y montados sobre Skid petrolero. Su operación y monitoreo es básico y el control de entrada / salida de líquidos se realiza manualmente. Puede ser usado para almacenamiento de agua y crudo.

Ilustración 75. Esquema Básico Instrumentos Tanque de Almacenamiento



Fuente. El Autor

Sistemas de monitoreo básicos

Tabla 78. Sistemas de monitoreo básicos

VARIABLE	INSTRUMENTOS
NIVEL	VISOR LATERAL (LG): Conexión a proceso por Boquillas en tanque. Visualización de niveles de Crudo o Agua con visores tipo Glass o Magnéticos. montaje recomendado a la vista de operador, para monitoreo y control se entrada / salida de liquido

Fuente. El Autor

Sistemas de protección básicos

A continuación se describen los instrumentos y sus funciones relacionadas a los equipos anteriormente expuestos, respecto a las variables básicas de protección

Tabla 79. Sistemas de protección básicos

VARIABLE	INSTRUMENTO
PRESIÓN	VÁLVULA DE PRESIÓN Y VACIO (<i>PVV</i>): Válvula de seguridad que se configuración de acuerdo a las características de presión de diseño del equipo y los requerimientos propios del proceso. Previene daños en tanque por sobrepresión en operación de llenado, y por implosión por operaciones de vaciado.

Fuente. El Autor

Sistemas de alarmas básicos

A continuación se describen los instrumentos y sus funciones relacionadas a los equipos anteriormente expuestos, respecto a las variables básicas de alarma sonora

Tabla 80. Sistemas de alarmas básicos

VARIABLE	INSTRUMENTO
NIVEL	INTERRUPTOR ALTO NIVEL (<i>LSH</i>): Interruptor de señal neumática que acciona una alarma sonora o una parada en llenado según se considere en la filosofía de control. INTERRUPTOR ALTO NIVEL (<i>LSL</i>): Interruptor de señal neumática que acciona una alarma sonora o una parada en vaciado según se considere en la filosofía de control.

Fuente. El Autor

5.2.4. RECOMENDACIONES PREVIAS

- ❖ Verificar de acuerdo a Datasheet u Hoja de Datos la correspondencia entre el equipo diseñado y el adquirido o disponible para montaje.
- ❖ Verificar certificados de Calibración, Materiales y Conformidad a las normas aplicables.
- ❖ Si es un equipo usado, verificar la existencia de hoja de vida o registros de uso aplicados, mantenimientos, calibraciones o reparaciones efectuadas.
- ❖ Verificar la integridad física externa del instrumento, fuga de líquido amortiguador, presencia de rayones, golpes y fisuras en carcasa y elementos de conexión a proceso.
- ❖ Verificar la disponibilidad de los accesorios para bloqueo y purga necesarios, además de herramientas y consumibles de sellados y otros que deban disponerse para el montaje.

5.2.5. RECOMENDACIONES DE MONTAJE

- ❖ Verificar los procedimientos y recomendaciones emitidos por el fabricante del instrumento.
- ❖ Verificar la correspondencia de las facilidades de conexión a tubería o recipiente/tanque.

- ❖ En general, seguir las recomendaciones emitidas por **API RP 551**.

5.2.6. MEDIDORES DE FLUJOS

MATRIZ DE RECOMENDACIONES PARA MEDIDORES DE FLUJO SEGÚN API RP 551

De acuerdo a la experiencia en montajes y medidores de flujo, se ha realizado la siguiente Tabla en la que se indican las recomendaciones importantes al momento de seleccionar e instalar medidores de flujo en diversos principios de funcionamiento, de acuerdo a lo establecido en la norma API RP 551

Tabla 81. Recomendaciones para Medidores de Flujo

TIPO	CARACTERISTICAS	INSTALACION
PRESION DIFERENCIAL	Elementos Primarios: Platinas de Orificio Boquillas de Flujo Codos Tubos Venturi Tubos Pitot Transmisores Diafragmas Fuelle	Transmisores compactos a el elemento primario Instalación de indicación/transmisor a 4' o 5' de suelo/plataforma Líneas de impulso instaladas a menos de 20', con pendiente hacia elemento primario de 1"x1' Tubing de líneas impulso en SS-304 de 1/2" Ensamble conjunto de Manifold, para aislamiento o verificación de medición 0 Instalación de drenajes
AREA VARIABLE	Disponibles para indicación, transmisión, registro, totalizadores, controladores locales y alarmas Aplicaciones para LPG, líquidos precalentados, lodos con sólidos suspendidos, ácidos Salida de transmisión lineal, mínimo efecto por compresión de gas, alto rango de medición Limitaciones en viscosidad, deben instalarse verticalmente, dificultad en cambio de rango, requiere contrapresión para manejo gas	Instalación libre de vibración Fácil acceso para visualización y cambio/mantenimiento Para aplicación de regulación caudal, instalarse cerca aguas arriba del punto de control Instalación entrada hacia abajo y salida hacia arriba (Dirección de flujo ascendente) Accesorios de tubería instalados 5 diámetros aguas arriba de medidor Evitar en instalación esfuerzo en cuerpo de medidor Adecuación de By-Pass con válvulas de corte y drenaje. Asegurar el correcto cerrado de la válvula By-Pass cuando medidor esté en funcionamiento

MAGNÉTICOS	<p>Aplicable para líquidos conductivos</p> <p>Elemento primario instalado en línea de proceso y transmisor remoto o compacto</p> <p>Caída de presión insignificante.</p> <p>Independientes de viscosidad, densidad y presión estática, responden a la velocidad del fluido, alta rangeabilidad</p> <p>Especiales cuidados con aplicaciones erosivas, difícilmente calibrable en campo, alto costo, en tamaños grandes son pesados</p>	<p>Cuidados y precauciones especiales para la instalación en línea del elemento primario, en relación al blindaje</p> <p>Se debe aterrizar a tierra el equipo</p> <p>Accesos suficientes para visualización, mantenimiento o reemplazo</p> <p>Pueden instalarse en cualquier posición, siempre y cuando se asegure que la medición se efectúe con tubo lleno</p> <p>Evitar el contacto entre los electrodos y el líquido</p> <p>Las especificaciones de cables de potencia y transmisión eléctrica deben ser acordes con las recomendaciones de fabricante</p> <p>Las especificaciones de aterrizamiento y equipotencialización entre tubería y líquido son importantes para la seguridad del personal y el buen funcionamiento del equipo, se deben seguir estrictamente las recomendaciones del fabricante.</p>
TURBINAS	<p>Mayor aplicación</p> <p>Transferencia de Custodia, control y registro de baches, compensación de viscosidad</p> <p>Precisión de 0.25%, rangeabilidad varía según tipo fluido, alta rata de flujo, diseños especiales para flujo muy lento y flujo bidireccional.</p> <p>Susceptible a daño por desgaste, daño por exceso velocidad fluido y flujo pulsante, requiere mantenimiento y calibración de fábrica, alto costo</p>	<p>Instalación libre de vibración, fácil acceso para visualización y mantenimiento</p> <p>Disponible instalación horizontal o vertical, cara cada caso se requiere calibrarse</p> <p>Se requieren tramos libres de tubería aguas arriba y aguas abajo del medidor según fabricante, además para mejor precisión se recomienda enderezadores de flujo</p> <p>Según la aplicación se recomienda By-Pass.</p> <p>Se debe instalar filtros para prevenir daños en el rotor o rodamientos</p> <p>Seguir las recomendaciones de fabricante para la instalación de transmisores, debido a la susceptibilidad de ruidos en señal de pulsos</p> <p>Para el arranque se debe considerar la limpieza y pruebas hidrostáticas a tramos de tubería. Igualmente limpieza de filtros y mantenimiento constante de los mismos.</p> <p>El ajuste del Factor K se debe realizar según calibración.</p>

DESPLAZAMIENTO POSITIVO	<p>Elementos primarios: Disco giratorio Pistón oscilante rotor estriado, impulsor lobulado paleta deslizante Engranaje de forma ovalada. Medición Volumétrica, se recomienda compensación por cambio de temperatura en fluido Aplicaciones en fluidos viscosos, transferencia en custodia y mezclado de productos. Puede llegar a una precisión del 0.05%. Son susceptibles a desgaste mecánico, requieren filtros y otras consideraciones especiales de instalación.</p>	<p>Son instalados en línea con tubería y son una fuente de vibración, se debe considerar los accesorios necesarios para minimizar los efectos sobre las líneas de proceso. El cuerpo del medidor no debe estar sujeto a esfuerzos propios de tubería. Se recomienda instalación de filtro y By-Pass, según indicaciones de fabricante. Se debe considerar eliminadores de aire. Estos se deben instalar con el medidor y el filtro, después de realizarse las pruebas y limpieza a la tubería. Se debe monitorear la presión diferencial en el filtro. Se debe tener precaución en el caso de presentarse aire en el fluido, para evitar el choque hidráulico.</p>
VORTEX	<p>Aplicaciones en vapor, agua, agua de proceso, hidrocarburos ligeros y gas donde se requiera una gran limpieza Limitado en rango de materiales constructivos, usuarios no pueden revisar calibración, no adecuados para lodos y líquidos de alta viscosidad, afectados por flujo pulsante y requieren de flujo turbulento.</p>	<p>Son instalados en línea con tubería y son una fuente de vibración, se debe considerar los accesorios necesarios para minimizar los efectos sobre las líneas de proceso. El medidor debe estar siempre lleno de fluido. Se recomienda válvulas de By-Pass y bloqueo para aplicaciones que no permitan una parada (Shutdown)</p>

MASICOS	<p>Medidores Coriolis Miden directamente masa en líquidos y gas. No intrusivos, pero pueden generar una alta caída de presión, pueden presentar problemas de cavitación formación de y flasheo Son de alto costo, el cual la precisión los justifica, como en aplicaciones de facturación, transferencia de custodia, dosificación y mezcla</p> <p>Medidores Térmicos Miden masa a partir de la disipación térmica del fluido y sus propiedades.</p>	<p>La configuración de instalación debe ser rigurosamente ajustada a las recomendaciones del fabricante. Por lo general no se afectan por la distorsión del perfil de velocidad y no requieren grandes distancias de tubería antes y después. Medidores Térmicos susceptibles a flujo con partículas suspendidas que puedan adherirse a los transmisores, afectando la medición. Además deben calibrarse para un rango de flujo definido de aplicación.</p>
---------	--	---

Fuente. API RP 551

5.2.7. SISTEMA DE ALARMAS

En general se recomienda que la filosofía de manejo de alarmas cumpla con la norma ISA-18.2-2009 *Management Of Alarm Systems For The Process Industries* y la publicación EEMUA 191 *Alarm Systems - a Guide to Design, Management and Procurement*, las cuales indican parámetros para el diseño, desarrollo, operación, mantenimiento y gestión de sistemas de alarmas, entre los cuales se destacan:

- ❖ Instrucciones de Operación: Estas instrucciones están estrechamente alineadas con la definición de alarma para asegurar que para cada alarma existe una acción correctiva clara. Si esta acción no es clara, este evento no debe ser considerado como alarma.
- ❖ Racionalización de alarmas: El propósito de la racionalización de alarmas es identificar las condiciones o reglas para una alarma, establecer la prioridad para cada alarma, a fin de reducir al mínimo la posibilidad de daños a las personas, a los equipos o al medio ambiente. Esto incluye:
 - Alarmas asociadas con posición de válvulas SDV's y BDV's.
 - Alarmas asociadas con niveles de shutdown.
 - Alarmas de señales de nivel.
 - Alarmas de señales de presión.
 - Alarmas de señales de temperatura.
 - Alarmas de señales de flujo.
 - Activación de un HS.
 - Alarmas de estatus.

Se debe recolectar la información de los switches y transmisores, se debe establecer y proteger los límites de pre-alarmas de acuerdo a los valores de operación, se debe clasificar y se asignar sonidos a las alarmas de acuerdo a su criticidad y se debe generar una base de datos donde quede registrada toda la información que es de consulta y búsqueda rápida de información.

- ❖ **Priorización de alarmas:** En un sistema de alarmas de cualquier tamaño significativo es extremadamente útil dar prioridad a las alarmas, de tal forma que en un momento dado el operador pueda ver cuál de las alarmas es la más importante y le ayude a tomar una acción correctiva cuando varias alarmas se presenten al mismo tiempo.
- ❖ **Respuesta del operador:** En operación normal, el operador es alertado cuando se produce un evento que activa una alarma. Si es una alarma audible sonará y la alarma será clasificada de acuerdo la prioridad que la alarma tenga. Además estas acciones también se presentarán en la lista de alarmas
- ❖ **Aceptación de alarmas:** Las estaciones pueden ser equipadas con alarmas sonoras, estas sonarán cuando una alarma es generada por el sistema. El operador deberá identificar y decidir si procede a intervenir en el proceso de acuerdo a las características de activación de la alarma.
- ❖ **Asociación de alarmas:** Las alarmas deben identificar claramente la condición que se ha producido.
- ❖ **Señales Sonoras:** Las alarmas sonoras ayudan al operador a identificar la naturaleza de la alarma por su prioridad. De acuerdo al grado de prioridad de la alarma se debe tener una alarma sonora:
 - **PRIORIDAD 1:** (Sonido fuerte y continuo)
 - **PRIORIDAD 2:** (Sonido leve y distanciado)
 - **PRIORIDAD 3:** (Alarma sonora sencilla y autosilenciabale a los 3 Seg).
- ❖ **Como mínimo deben clasificarse así:**
 - **Alarmas Urgentes.** Son todas aquellas alarmas que causan un efecto (shutdown) en la operación normal del proceso, si no se toma una acción inmediata para corregirla. (switchs y equipos críticos)
 - **Alarmas Normales.** Son todas aquellas alarmas que nos indican que una variable está sobrepasando los límites normales (pre-alarmas)
- ❖ **Identificación de alarmas y evaluación de la situación.:** El manejo de alarmas / eventos deben estar controlados a través de las estaciones de operación. Las alarmas deben aparecer en la lista de alarmas. Los eventos no requieren aceptación por parte del operador. Como resultado de la activación de una alarma, se activará una alarma sonora en la estación de trabajo del operador.

INDICADORES DE GESTIÓN

Se manejan dos grupos de indicadores de gestión (KPI's) primarios y secundarios con el objetivo de evaluar la gestión del sistema de alarmas y de forma indirecta el funcionamiento del sistema de control.

Los siguientes indicadores son recomendados según la publicación EEMUA 191, los cuales evalúan el desempeño y la correspondencia de las empleadas al momento de definir el número y tipo de alarmas en un sistema.

Indicadores Primarios

Tabla 82. Indicadores Primarios

KPI	Target	Comentario
Promedio de alarmas por hora	< 6	Menos de una alarma por diez minutos bajo condiciones normales de acuerdo con EEMUA 191
Máximo de alarmas por hora medidas en un periodo de 10 minutos.	< 60	Menos de diez alarmas en los 10 minutos siguientes a una salida mayor de planta de acuerdo con EEMUA 191.
Porcentaje de horas en periodo de análisis en donde la rata de alarmas excedió 30 alarmas por hora	< 1%	Medido en secciones de tiempo de 10 minutos

Fuente. El Autor

Indicadores Secundarios

Tabla 83. Indicadores Secundarios

KPI	Target	Comentario
Promedio de alarmas activadas basados en un muestreo por horas.	< 1% del total de las alarmas con Ilustración	De acuerdo con EEMUA 191
Promedio de alarmas deshabilitadas, basados en un muestreo por horas.	< 3% del total de las alarmas con Ilustración	De acuerdo con EEMUA 191.
Porcentaje de ocurrencias de una misma alarma en un día > de 10 veces.	< 20%	

Fuente. El Autor

Reportes de Gestión: Se genera un reporte de desempeño que incluye:

- ❖ Reporte de desempeño del manejo de alarmas con presentación de Indicadores de Desempeño Primarios y secundarios.
- ❖ Plan de acción en el cual se relacionen las actividades ejecutadas o a ejecutar para garantizar el cumplimiento de los indicadores de desempeño.
- ❖ Relacionar el top de 10 de las alarmas que se han presentado con mayor frecuencia durante el mes.

5.2.8. SISTEMAS DE PARADA DE EMERGENCIA ESD (EMERGENCY SHUT DOWN)

El sistema ESD es utilizado cuando se requiera un cierre rápido del pozo, debido a una fuga o un estallido en la tubería, una falla funcional de los equipos, en caso de incendio, o una emergencia similar. Un sistema ESD es recomendado para todas las operaciones de Well Testing cuando el arme es realizado en cabeza de pozo y es obligatorio cuando la presión de cabeza exceda 3,000 psi o cuando haya presencia de H₂S. El Sistema ESD está diseñado para controlar la válvula ESDV neumáticamente activada que se instala en cabeza de pozo. Este sistema permite el cierre remoto de esta válvula en caso de requerir el cierre del pozo por una emergencia. El cierre puede producirse también en forma automática, mediante la reacción de los pilotos de presión instalados en la línea de flujo. El sistema ESD permite también reabrir la válvula ESDV después de un cierre.

Las siguientes son recomendaciones definidas por ANSI/ISA-91.00.01-2001 *Identification of Emergency Shutdown Systems and Controls That Are Critical to Maintaining Safety in Process Industries*

Un sistema ESD tiene las siguientes finalidades:

- ❖ Permitir el cierre del pozo remotamente desde diferentes lugares, en donde sea instalada una Estación de Shut Down.
- ❖ En combinación de los pilotos, instalados para monitorear permanentemente la presión de la línea de flujo, realizar un cierre automático del pozo, bien sea porque la presión sobrepase el límite superior (taponamiento en la línea) o porque caiga por debajo del límite inferior (fuga o ruptura de la línea).
- ❖ Para garantizar la confiabilidad en el control de la emergencia, el sistema ESD debe garantizar que la válvula ESDV cierra en máximo 6 segundos, indistintamente si es accionado manual o automáticamente.
- ❖ Se exige como mínimo instalar 2 estaciones de Shut Down, pero se pueden instalar las que se consideren necesarias, incluyendo una en la ruta de evacuación.

Los pilotos de presión deben ser calibrados de acuerdo a la presión de trabajo de las líneas en donde son instalados, conservando un margen de seguridad de mínimo el 20% de la prueba hidrostática realizada en sitio, así:

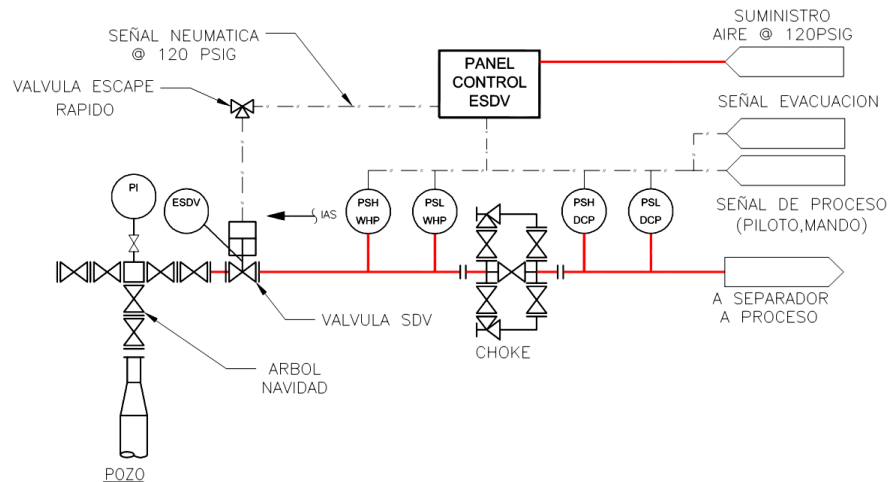
Tabla 84. Presiones Asociadas al sistema de Shut Down

TIPO	Presión Trabajo	Presión Disparo Válvula Relevo	Presión Máxima Trabajo en Campo	Piloto de Alta	Piloto de Baja
ANSI 600	1,440	1,300	1,150	920	40
ANSI 900	2,100	1,900	1,650	1,320	50
WECO 602	3,000	2,700	2,400	1,920	75
WECO 1002	5,000	4,500	4,000	3,200	125
WECO 1502	10,000	9,000	8,000	6,400	250

Fuente. ANSI/ISA-91.00.01-2001

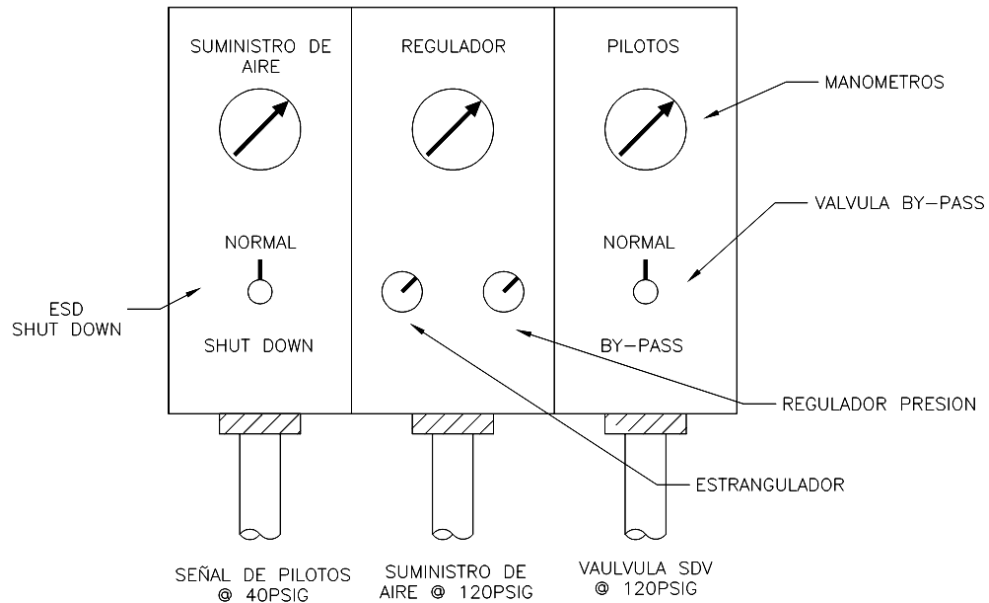
Todo sistema ESD que se instale en campo tiene que ser sometido a pruebas funcionales que simulen las condiciones de operación.

Ilustración 76. Esquema General del sistema ESDV



Fuente. Petrominerales

Ilustración 77. Esquema General del Panel de Control ESDV



Fuente. Petrominerales

Recomendaciones de Instalación del Sistema:

Instalar la válvula ESDV en su debido lugar (lo más cerca posible a la cabeza de pozo), de acuerdo a las condiciones de proceso correspondiente.

Instalar una Válvula de Desfogue Rápido (Quick Exhaust) con conexiones de 1/2" NPT sobre la válvula ESDV. Para esta instalación utilizar un nipple galvanizado de 1/2" tan corto como sea práctico. (Se enfatiza que sea de 1/2", que sea galvanizado, y que sea corto, con la finalidad de que ofrezca la resistencia mínima al paso del aire)

Establecer un lugar cercano a la persona que va a estar operando el Choke Manifold, (preferiblemente adyacente al panel del Choke) para ubicar el panel de control.

Utilizar para todas las conexiones manguera y accesorios para neumática, no utilizar manguera polyflow, ni conexiones de Tubing.

Revisar del Funcionamiento Manual del Sistema ESD. Utilizar los manómetros en el panel para verificar las presiones de trabajo, y ajustarlos con los reguladores y estranguladores instalados en el panel. Se debe revisar la hermeticidad del sistema en uniones, acoples y demás accesorios.

Verificar los tiempos de cierre y apertura de la ESDV como recomendado: Máximo 4 ½ segundos para cerrar. Si este tiempo es excedido, verificar que la presión del aire en el actuador de la válvula ESDV esté siendo desfogado a través de la

válvula de desfogue rápido. 15 segundos para abrir. Controle este tiempo mediante la válvula de estrangulación

Instalar totalmente los pilotos, el sistema ESD deberá permanecer en By-pass hasta que se lleve a cabo la prueba hidrostática del equipo de Well Testing, en donde se realiza la prueba operacional de los pilotos. Identificar los puertos de conexión del instrumento y realizar la instalación teniendo en cuenta las válvulas de aislamiento. Tener en cuenta el desfogue del sistema de aire y el panel antes de interconectar los pilotos.

Instalar de las Estaciones ESD de acuerdo a los sectores/equipos críticos identificados que generen la activación del sistema ESD. Las estaciones deberán ser instaladas al acceso de los operadores y manteniendo el estándar de accesorios requeridos.

Ahora están realizadas todas las conexiones del sistema ESD, verifique su instalación con el siguiente diagrama:

Prueba funcional de las estaciones ESD.

Esta prueba tiene la finalidad de verificar el cierre de la válvula ESDV desde cada una de las estaciones ESD. Debe llevarse a cabo una vez terminada la instalación de todo el sistema ESD, previamente al llenado del equipo y la prueba de presión. Se debe verificar el correcto funcionamiento de los mandos de las estaciones ESDV, los cuales deben controlar la ESDV con el aislamiento de los pilotos de alta y baja presión instalados en la operación.

De igual forma se debe verificar el correcto funcionamiento y activación de los pilotos, sometiéndolos a las presiones de disparo.

By-pass del Sistema ESD

Durante el llenado y la prueba hidrostática, se requiere que el sistema ESD esté aislado, dado que de otra forma los pilotos reaccionan y no permitirían llevar a cabo la prueba hidrostática.

Esta es una condición temporal, no hay sistema de seguridad de emergencias hasta que no sea alineado, es responsabilidad del Ingeniero Jefe Operador

Alinear el Sistema ESD

Esta es la posición normal del sistema, y es la única que garantiza un control para una eventual emergencia. Colocar todas las estaciones ESD en la posición normal. Colocar la válvula de by pass del panel de control en la posición normal. Una vez que la presión de los equipos haya logrado una presión mínima (>40 psi

en ANSI 600, >50 psi ANSI 900) Abrir las válvulas de cierre de los pilotos de baja para habilitar su funcionamiento.

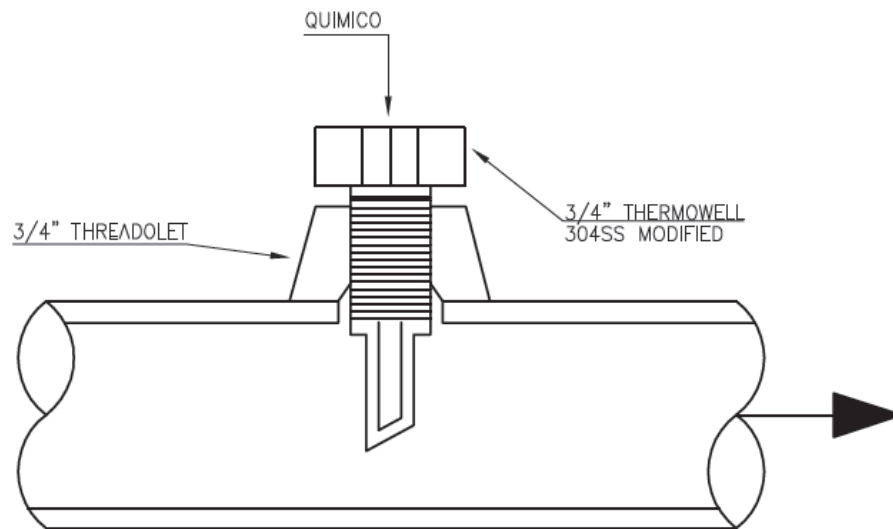
De esta forma el sistema queda alineado completamente listo a controlar una emergencia, manualmente desde las estaciones o automáticamente desde uno de los pilotos.

5.2.9. SISTEMAS INYECCIÓN QUÍMICO

Consiste en el bombeo continuo de químico a la línea de producción sin importar las altas presiones, mejorando las condiciones de operación.

A continuación se indican los pasos recomendados para la instalación y operación de las bombas de inyección previniendo todo daño para la salud de los trabajadores y disminuir el impacto ambiental derivado de la operación.

Ilustración 78. Esquema General de Proceso Inyección



Fuente. Petrominerales

RECOMENDACIONES PARA INSTALAR Y OPERAR UN SISTEMA DE BOMBEO DE QUIMICO

- ❖ **Mecanismos para Controlar una Posible Emergencia:** Realizar reunión de seguridad con todo el personal involucrado en la operación para dar a conocer la operación, los procedimientos en caso de emergencia.
- ❖ **Asegurar que no se Encuentre Obstruida la Línea de Succión:** Instalar un filtro en la línea de succión, para prevenir que la arena, residuos de óxido u otras partículas que ingresan a la cabeza de la bomba, pueda rayar el pistón o causar una probable obstrucción a las válvulas cheque. Se debe

revisar que el fluido a ser inyectado se encuentre apto y el recipiente o tanque de la bomba estén completamente limpios.

- ❖ **Estar seguro que la Línea de Descarga Registre la Presión de Trabajo:** Hacer conexión en línea de descarga a línea de flujo instalar la línea de alta o del mismo rating de presión de la tubería donde se va a instalar la línea de descarga.
- ❖ **Verificar que no haya Obstrucciones en la Línea:** Drenar la línea para asegurarse que no hay obstrucción por partículas como arena, óxido, escorias, etc. Colocar cheque a la entrada de la línea de flujo (buenas condiciones), igualmente colocar doble válvula de aguja y/o bola y un manómetro para probar la descarga de la bomba. Es importante recalcar que para asegurar la integridad de la rosca en la cheque se recomienda dejarla instalada en la bomba debido a que si la rosca sufre algún tipo de deterioro por una incorrecta manipulación se debe cambiar la cheque completa sin importar que el accesorio internamente se encuentre en buenas condiciones operativas incurriendo en gastos innecesarios.
- ❖ **Verificar la Bomba de Inyección:** Verificar que la bomba funciona bien en vacío y sin presión, abriendo la válvula de suministro antes de conectar la línea de descarga a la línea de flujo.
- ❖ **Verificar la presión.** Verificar que la presión de suministro de aire no exceda 50 Psi. La línea de suministro debe estar equipada con un regulador para reducir la presión de entrada de aire a 50 Psi. Este regulador viene pre ajustado a 12 Psi para prevenir la sobre presurización.
- ❖ **Verificar que la Rata de Bombeo sea la Correcta para la Operación:** Ajustar la rata de bombeo; se debe tener en cuenta: primero verificar la velocidad de la bomba y segundo la posición del pin que define la longitud del estroque; ya que se logran diferentes volúmenes si el estroque es largo o corto. Tenga en cuenta la carta de estroques vs rata de bombeo, que viene en cada manual de las bombas de inyección.
- ❖ **Verificar las Condiciones de Operación del Arranque de la Bomba**
 - Abrir lentamente la válvula de entrada.
 - Purgar la bomba abriendo la válvula de la purga.
 - Verificar la descarga de fluidos sin burbujas, cierre la válvula de purga, para permitir una operación normal de la bomba.
 - Inspeccionar visualmente que no se presente fugas por el pistón.
 - Ajustar la tuerca del collarín, para evitar un goteo excesivo y desperdicio de químico.
 - No apretar demasiado el empaque el pistón.

6. OPERACIÓN DE PRUEBAS INICIALES

Antes de iniciar un proyecto de Well Testing se deberán seguir los siguientes pasos a fin de tener una buena planeación y ejecución de dicho proyecto, optimizando tiempo y costos:

6.1. VISITA INICIAL

La visita inicial tiene como fin identificar la ubicación de la locación en donde se está perforando el pozo y se construirá el set de Testing, definir las posibles alternativas de los equipos involucrados en las pruebas de pozo (completamiento, set de Testing y Equipos ALS), realizar un listado de las adecuaciones de la locación (Obras civiles, eléctricas y mecánicas), requeridas para el montaje del set de Testing, planear el cronograma de actividades para la prueba de pozo (movilización, construcción, prueba de equipos, arranque de la prueba etc.), con base en el estado de la locación y las adecuaciones requeridas. Esta visita de obra es para verificar todos los aspectos relacionados con el montaje de una facilidad de producción provisional (ubicación del pozo, vías de acceso, área disponible de la plataforma, dirección del viento, etc.). En la visita inicial deben participar:

- ❖ Representante de Well Testing
- ❖ Representante de Obras civiles
- ❖ Representante de Facilidades
- ❖ Representante HS
- ❖ Representante de la empresa contratista de Well Testing

Después de realizar la visita inicial el ingeniero de Well Testing en campo debe enviar un informe al planeador de Well Testing en donde quede registrado todo lo que se definió en dicha visita. El informe debe contener la siguiente información:

- ❖ Objetivos
- ❖ Generalidades
- ❖ Listado de asistentes
- ❖ Vías de acceso
- ❖ Descripción de la locación
- ❖ Actividades Realizadas
- ❖ Hallazgos
- ❖ Requerimiento de equipos y herramientas
- ❖ Requerimientos de personal
- ❖ Requerimiento de obras civiles
- ❖ Requerimiento de obras eléctricas
- ❖ Cronograma de actividades
- ❖ Distribución de equipos sobre un layout de la locación
- ❖ Comentarios
- ❖ Anexos

Como resultado de la visita se deberá presentar en los 3 días calendario siguientes a la visita un informe donde incluya entre otros:

- ❖ Hallazgos y requerimientos
- ❖ Filosofía de operación
- ❖ Layout con distribución de equipos propuesta
- ❖ Cronograma de montaje
- ❖ Programa preliminar de movilización.

Luego de concertar con Petrominerales lo observado en la visita y con base en los objetivos de la prueba y la facilidad de producción a instalar se debe presentar en el término de 5 días calendario una propuesta técnico-económica donde incluirá:

- ❖ El diseño propuesto de la facilidad de producción (P&D, layout, etc.)
- ❖ La filosofía de operación
- ❖ Ingeniería de proceso
- ❖ Equipos y personal a suministrar
- ❖ Costos estimados
- ❖ Programa de movilización
- ❖ Cronograma de ejecución donde incluya tiempos de movilización, instalación, pruebas de equipos, comisionamiento y arranque de las pruebas.

6.2. PLAN DE MOVILIZACIÓN

Una vez se tengan definidos los equipos, materiales y herramientas requeridos para el arme y la operación del set de Testing que se va a construir, se debe realizar el plan de movilización. En la realización de este plan deben intervenir el ingeniero de planeación, el ingeniero de Well Testing y el representante de la empresa contratista de Well Testing si se da el caso que se deban rentar equipos.

Se debe enviar solo un plan de movilización en donde estén listados todos los equipos y materiales necesarios, no se recomienda enviar planes de movilización fraccionados o incompletos, esto con el fin de dar agilidad y optimizar recursos. Una vez revisado y confirmado el plan de movilización se enviara al representante de transporte de carga seca de Petrominerales para que consiga los equipos para izar las cargas y los vehículos necesarios para la movilización.

Para coordinar la movilización de equipos y materiales se hará una reunión entre el planeador de Well Testing y el coordinador de logística de transportes de carga seca de Petrominerales. El plan de movilización será enviado en el formato creado para este fin.

6.3. REUNIÓN INICIAL DE PLANEACIÓN

Se debe realizar una reunión inicial de planeación del Well Testing donde deberán estar las siguientes líneas:

- ❖ Yacimientos
- ❖ Completamiento
- ❖ Planeador de Well Testing

Esto con el fin de definir la filosofía de prueba y dar un cronograma estimado de la misma, de allí saldrá un informe que deberá ser distribuido a los ingenieros de Well Testing en campo a cargo de la operación.

6.4. SCOPE

El Scope es una presentación ejecutiva que deberá hacer el planeador, en donde se resumen los hallazgos y compromisos realizados durante la visita inicial, con esta presentación enterara a la gerencia de producción del plan de trabajo para el Testing de un pozo.

La presentación deberá hacerse en la plantilla oficial de power point de Petrominerales y deberá contener la siguiente información.

- ❖ Locación
- ❖ Plataforma
- ❖ Set de Testing
- ❖ Estrategia de Prueba
- ❖ Presupuesto
- ❖ Cronograma Estimado

6.5. REUNION SIMOP

La reunión de operaciones simultaneas (SIMOP), se realizará en campo, entre el ingeniero de Well Testing y el Company man de perforación o completamiento según sea el caso, en esta reunión coordinarán los trabajos que puedan interferir en cualquiera de las áreas que se encuentren trabajando en la locación, además el Company man deberá delegar el área en donde se va armar el set de Testing al ingeniero de Well Testing, a fin que este pueda abrir los permisos de trabajo correspondientes y tenga autonomía sobre el área delegada. El acta de reunión deberá ser enviada al planeador de Well Testing.

6.6. PRUEBA DE ESTANQUEIDAD Y VERIFICACIÓN DE ASENTAMIENTO

Para la ubicación de los tanques de almacenamiento de los set de Testing se debe contar con un terreno uniforme y firme, para la adecuación de este terreno se debe contar con apoyo de obras civiles, una vez instalados los tanques se deberá realizar la prueba de estanqueidad y la verificación de asentamiento de cada uno de los tanques que se van a usar sin excepción, la verificación de asentamiento también se hará con el apoyo de obras civiles, esta deberá hacerse antes de

iniciar los aforos para determinar si el terreno sede ante el peso de los tanques llenos.

6.6.1. PROCEDIMIENTO DE ASENTAMIENTO

- ❖ Tomar medición inicial topográfica
- ❖ Llenar vasija al 25% dejar en reposo por 3 horas, tomar mediciones topográficas
- ❖ Luego Llenar vasija al 50% dejar en reposo por 3 horas, tomar mediciones topográficas
- ❖ Luego Llenar vasija al 75% dejar en reposo por 3 horas, tomar mediciones topográficas
- ❖ Luego Llenar vasija al 100% dejar en reposo por 3 horas, tomar mediciones topográficas
- ❖ Terminar prueba

Se deberá dejar constancia en actas separadas de la prueba de estanqueidad y de la verificación de asentamiento

6.7. PRUEBA HIDROSTÁTICA

Con el fin de garantizar la integridad de la Emergency Shut down valve (ESDV), el choque Manifold y la tubería de alta presión, se deberán realizar la prueba hidrostática estos equipos.

La prueba hidrostática se realizará siempre que se realice una prueba con coiled Tubing + nitrógeno.

Se deberán realizar incrementos graduales de presión hasta alcanzar la presión nominal de los equipos (ESDV, Choke Manifold y tubería)

La presión deberá sostenerse, en caso contrario es necesario revisar minuciosamente cada equipo de alta presión e identificar el punto de fuga, corregir esta y si es el caso cambiar el equipo o accesorio que presente falla.

El mismo procedimiento se aplicará para los equipos y tubería entre el Choke Manifold y el separador que sea instalado.

Los resultados de esta prueba deberán quedar registrados en un acta.

6.8. AFOROS

Para dar cumplimiento a las regulaciones del Ministerio de Minas y Energía y a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, los tanques de fiscalización instalados se deberán aforar antes de iniciar la prueba, para pozos exploratorios se suministrara

el dato de gravedad API de pozos aledaños que estén completados en la misma formación de interés que el pozo al que se le realizara la prueba.

Se deberá levantar acta de inicio y fin de aforos en el lugar donde se realicen.

Es responsabilidad del ingeniero de Well Testing una vez inicien la pruebas y se tenga información de la gravedad API del pozo en prueba, enviar esta información a la empresa contratista de aforos para que realice las modificaciones necesarias a las tablas de aforo preliminares y así mismo validar estas en campo para que puedan ser enviadas al MME para su aprobación final.

6.9. VERIFICACIÓN DE CAPACIDAD DE DIQUES

Para cumplir con lo estipulado por el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se deberá asegurar que los diques que se construyan para tanques de almacenamiento tengan 1.5 veces la capacidad del tanque de mayor capacidad que este dentro de estos.

Es responsabilidad del ingeniero de Well Testing asegurar el cumplimiento de esta norma y dejar constancia mediante acta de la capacidad del dique.

Todos los tanques de almacenamiento de combustible, deben tener diques de contención para confinar derrames, con excepción de los tanques de almacenamiento de baja presión (criogénicos) modernos de doble pared.

6.9.1. UN SOLO TANQUE CONTENIDO DENTRO DEL DIQUE

La capacidad volumétrica de los diques de contención que en su interior albergue un solo tanque de almacenamiento, debe ser del 110% de la capacidad total nominal del tanque.

6.9.2. VARIOS TANQUES CONTENIDO DENTRO DEL DIQUE

Para diques de contención que en su interior alberguen varios tanques de almacenamiento, la capacidad volumétrica mínima, debe ser la necesaria para contener la capacidad total nominal del tanque de mayor capacidad nominal, más el 10% del volumen que otros tanques ocupen, más el volumen de otras construcciones que ocupen un espacio en el interior del dique de contención.

6.9.3. OTRAS RECOMENDACIONES A TENER EN CUENTA

De existir más de un tanque dentro del área de protección del dique, se deben construir canales de drenaje o diques intermedios que dividan el área de protección y eviten que los combustibles productos de derrames afecten los tanques adyacentes.

Los diques intermedios deben ser de por lo menos 0.5 m de altura. Las paredes del dique deben tener una altura mínima de 0.60 m y máxima de 1.8 m, se debe dotar al dique con estructuras de acceso como escaleras con pasamanos o plataformas que permitan la fácil inspección del dique y del tanque.

Las paredes de los diques construidos con tierra apisonada, deben tener una pendiente igual al ángulo de reposo del material de construcción; si su altura es mayor 1.0 m, se debe dejar una superficie plana en la parte superior del dique de mínimo 0.60 m de ancho.

El piso de los diques debe construirse con una pendiente del 1% dirigida desde el tanque hacia la pared del dique. Este, al igual que las paredes del dique, debe ser impermeabilizado con capas de arcilla bien compactadas, pavimentos rígidos, o Geomembrana impermeable. Si se utiliza concreto como material impermeabilizador éste debe incluir aditivos que garanticen su impermeabilidad.

Los diques deben contar con un fácil acceso que permita la instalación, calibración y revisión de líneas de conducción y equipos complementarios. Estos accesos deben estar provistos de sistemas de seguridad industrial y deben dar espacio para que el cuerpo de bomberos pueda trabajar en casos de emergencias.

El dique debe contar con un sistema de drenaje controlado, y una estructura para la separación de aguas aceitosas que evite que las aguas recolectadas en su interior afecten el medio que los rodea o los sistemas de alcantarillado locales. El dique debe contar con un sumidero para recolectar y evacuar las aguas lluvias acumuladas y el combustible derramado.

6.10. INICIO DE MONTAJE

Al momento de iniciar el montaje del set de Testing se dejará constancia mediante el acta de inicio de montaje, por parte del representante de Petrominerales (ingeniero de Well Testing) y el representante de la empresa contratista que realizara el arme.

6.11. CRONOGRAMA Y REPORTES DE ARME

Al momento de iniciar el arme el ingeniero de Well Testing ajustará el cronograma de montaje y será el responsable del cumplimiento de este mismo, informando al planeador de Well Testing los avances y retrocesos de las labores mediante el reporte de arme de Well Testing, con base en este reporte se podrán tomar las decisiones necesarias para dar cumplimiento con las fechas estipuladas.

6.12. REPORTES DE AVANCE DE OBRAS CIVILES Y ELÉCTRICAS

El ingeniero de Well Testing deberá solicitar al departamento de obras civiles y al de facilidades los reportes diarios de obras civiles y eléctricas durante la etapa de adecuación del terreno y demás obras civiles a las que haya lugar durante el arme del set de Well Testing.

6.13. ACTAS

6.13.1. ACTAS DE FINALIZACIÓN DE OBRAS CIVILES Y ELÉCTRICAS

Una vez terminadas las obras civiles y eléctricas y estas sean recibidas a satisfacción por parte del ingeniero de Well Testing se levantará acta de finalización de obras civiles y eléctricas, en donde quedará constancia del recibo de estas mismas.

6.13.2. ACTA DE FINALIZACIÓN DE MONTAJE

Antes de iniciar las pruebas de producción el contratista de Well Testing deberá entregar a Petrominerales las facilidades construidas, cumpliendo con lo estipulado en el diseño inicial del set de Testing y habiendo realizado las pruebas de equipos y tuberías.

Una vez se realice el check list de entrega de facilidad y si los pendientes que queden no son tipo A se levanta un acta de finalización de montaje, en la que constará que se recibe por parte de Petrominerales la facilidad solicitada a satisfacción, el acta deberá estar firmado por el representante delegado por Petrominerales y por el representante de la compañía contratista de Well Testing.

6.14. COMISIONAMIENTO DE FACILIDAD

6.14.1. CHECK LIST

Existe una lista de verificación para el comisionamiento de la facilidad de Testing una vez esta termina de ser armada por el contratista de Well Testing, por medio de esta lista de chequeo se verificará detalladamente que la facilidad cumpla con el presente estándar tanto en el aspecto operacional como en el aspecto de seguridad industrial y de procesos.

La lista de chequeo, ayudará al ingeniero de Well Testing a verificar aspectos tales como:

- ❖ Documentación
- ❖ HSE
- ❖ Equipos de primeros auxilios
- ❖ Locación

- ❖ Manejo de residuos
- ❖ Diagrama y documentos de proceso
- ❖ Detalles del proceso
- ❖ Cabeza de pozo – sistema de levantamiento artificial
- ❖ ESDV Emergency Shut Down Valve
- ❖ Choke Manifold
- ❖ Intercambiador de Calor
- ❖ Generador de vapor - Caldera
- ❖ Separador de producción
- ❖ Gun Barrel
- ❖ Sistema de manejo de gas (Scrubber, K.O. Drum, Flame arrestor y tea)
- ❖ Tanques de almacenamiento
- ❖ Catch Tank / Skimmer
- ❖ Bombas centrífugas Booster
- ❖ Bombas triplex
- ❖ Bombas centrífugas proceso
- ❖ Cargadero
- ❖ Piscinas
- ❖ Tanque de combustible
- ❖ Generadores
- ❖ Compresores
- ❖ Laboratorio
- ❖ Bodega
- ❖ Comentarios / Explicaciones

6.14.2. GENERACIÓN DE DOCUMENTACIÓN PARA ARRANQUE

Antes de iniciar las operaciones de Well Testing se deberán elaborar una serie de documentos que confirmarán que el set de Testing está listo para empezar operaciones y además registrarán los por menores de la operación de arme a diario

6.14.2.1. ACTA DE INICIO DE PRUEBA

En este documento se registra que el representante de Petrominerales y el representante de la compañía contratista de Well Testing se reunieron y verificaron que la facilidad y el personal que llevará a cabo la operación cumplen con lo estipulado en el presente estándar para poder dar inicio a la prueba del pozo. Este documento deberá ser anexado a la carpeta del pozo.

6.14.2.2. FORMATO REPORTE DIARIO DAILY REPORT

Es reporte deberá ser elaborado a diario desde el inicio de labores y enviado por correo antes de las 7:00 am a la lista de distribución, que será enviada

previamente al ingeniero de Well Testing en campo por el ingeniero planeador de Well Testing.

El Daily Report deberá contener:

- ❖ Datos generales del pozo, tales como: nombre, bloque, fecha de inicio labores, fecha tentativa de fin de la prueba, ingeniero de Well Testing en campo responsable de la operación e ingeniero de planeación de responsable del pozo y avance proyectado y real del arme entre otros
- ❖ Reporte de actividades a las 6:00 am.
- ❖ Reporte de actividades del día anterior.
- ❖ Reporte de actividades proyectado para el día.
- ❖ Registro fotográfico de actividades
- ❖ Reporte de actividades de HSEQ
- ❖ Resumen de costos diarios

Los reportes de actividades, deberán incluir una breve descripción de las actividades del rig de completamiento o de perforación, obras civiles y obras eléctricas.

6.14.2.3. FORMATO DE REPORTE HORA A HORA DE DATOS

El formato de reporte hora – hora de datos es el reporte más importante que se envía desde campo, de este informe que deberá enviar tres veces al día: 7:00 am, 11:00 am y 4:00 pm sin excepción dependen las decisiones que se tomen durante la prueba y a futuro a nivel de yacimientos, completamiento y perforación.

Es responsabilidad del ingeniero de Well Testing asegurar la calidad, veracidad y puntualidad de los datos reportados.

El informe Hora – hora no podrá ser modificado desde las operaciones de campo, será el ingeniero planeador de Testing quien recibirá las opciones de mejora, las evaluará y las aplicará al formato si es el caso con autorización del gerente de producción; es el ingeniero planeador de Well Testing el encargado de enviar una nueva versión del formato a todos los ingenieros de Well Testing en campo y quien pueda servir cada vez que se haga una nueva versión, indicando el número de esta y los cambios realizados.

El informe hora – hora está compuesto por 15 hojas en las que se debe registrar toda la información solicitada

Información: esta hoja es para consignar la información general del pozo a probar. Se debe tener especial cuidado revisando si la versión a usar es la última y está autorizada. La información que se debe registrar en esta hoja es la siguiente:

- ❖ Bloque
- ❖ Campo

- ❖ Pozo
- ❖ Formación
- ❖ Intervalos Tipo de prueba
- ❖ Profundidad Intake
- ❖ Profundidad media de perforados
- ❖ Presión estática del yacimiento

Para adquirir esta información el ingeniero de Well Testing se apoyara en: los ingenieros de optimización de producción, el ingeniero de yacimientos a quien este asignado el proyecto y el Company man del pozo.

Data: en la hoja de data se deben reportar todas las variables del pozo con una de frecuencia de una hora durante los 7 días que dura la prueba o más si así es solicitado por el gerente de producción o superintendente de ingeniería de producción. En esta hoja se consignan datos como:

- ❖ Hora
- ❖ Produccion (Barriles de fluidos recuperados durante una hora)
- ❖ %BSW
- ❖ Caudal de gas
- ❖ Datos del sistema de levantamiento usado en la prueba (CT+N2, ESP, PCP, etc.)
- ❖ Datos de los despachos de agua y crudo que se hagan
- ❖ Comentarios relevantes para la operación.

Resumen: En esta hoja todos los datos están formulados, es responsabilidad del ingeniero de Well Testing asegurar que las fórmulas de esta hoja funciones correctamente y los datos reportados correspondan a la realidad de la prueba. La tabla de esta hoja deberá ser copiada y pega en el cuerpo de correo que se enviara en los tres reportes diarios. Además de los datos de la prueba se encuentra un resumen con los eventos más relevantes durante toda la prueba.

Acumulados: la información que se reporta en esta hoja es un resumen diario de los caudales y parámetros de cabeza y fondo de pozo y los parámetros de desempeño del sistema ALS con el que se está haciendo la prueba.

Gráficas: El reporte hora – hora tiene una serie de gráficas que permiten evaluar las tendencias y comportamiento de Produccion del pozo, parámetros de laboratorio y del sistema ALS; es responsabilidad el ingeniero de Well Testing asegurar que las gráficas permanezcan actualizadas y que las escalas usadas permitan identificar y evaluar el comportamiento de los distintos parámetros de evaluación del pozo. Las gráficas que contiene el reporte son:

- ❖ BS&W, CI (Histórico)
- ❖ BS&W, DD, CI
- ❖ Qt, Qo, Qw (Histórico)
- ❖ Qt, Qo, Qw

- ❖ ALS CT+N2
- ❖ Conductividad y resistividad
- ❖ PCP

6.15. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

6.15.1. ESTADO MECÁNICO / SURVEY

El ingeniero de Well Testing, deberá solicitar al Company man encargado del completamiento del pozo el estado mecánico final de este y el Survey, afín de tener esta información disponible.

6.15.2. FILOSOFÍA DE PRUEBA

El ingeniero de Well Testing, deberá antes de la prueba y una vez definido el sistema de levantamiento a usar; elaborar la filosofía de prueba con el objetivo de brindar un documento guía para divulgar el esquema de prueba que se aplicará durante el arranque del pozo, teniendo en cuenta realizar una operación en forma segura cumpliendo las normas de HSE descritas en el manual para tal fin de Petrominerales, minimizando los riesgos operacionales que puedan afectar a las personas, medio ambiente e instalaciones.

Los objetivos específicos de la filosofía de prueba son:

- ❖ Cuantificar la productividad del pozo y caracterizar los fluidos producidos, de tal forma que permita evaluar el potencial de producción real del pozo (IP).
- ❖ Evaluar parámetros del yacimiento (presiones, permeabilidades, productividad, porosidades, saturación, límites, daño de formación, etc.), que nos permitan dimensionar el volumen de reservas probables del campo.
- ❖ Dimensionar la capacidad de producción del pozo y características de los fluidos para diseñar el sistema de levantamiento artificial (ALS) óptimo.
- ❖ Realizar la caracterización de los fluidos de producción de la formación y/o intervalo a probar.
- ❖ Consolidar la información obtenida durante los diferentes procesos en registros e informes detallados

6.15.3. PROCEDIMIENTO DE CORRIDA DE BOMBA

A fin de tener información sobre el equipo de levantamiento artificial que será corrido en el pozo y para ajustar tiempos de alistamiento de la facilidad, el ingeniero planeador de Well Testing solicitará al ingeniero de completamiento de Bogotá encargado del pozo el procedimiento de corrida de bomba y lo enviará al ingeniero de Well Testing en campo.

6.15.4. PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE DE PRUEBA

Una vez elaborada la filosofía de prueba del pozo y teniendo en cuenta el procedimiento de corrida de bomba y el tipo de sistema ALS que será corrido en el pozo, el ingeniero de Well Testing elaborará y difundirá a el personal de la empresa contratista de Well Testing y a todo aquel que esté involucrado en la prueba del pozo el procedimiento de arranque de prueba específico para el pozo a probar.

El objetivo de este procedimiento es brindar un documento guía para conocer la secuencia operacional en las actividades de Well Testing que se llevarán a cabo durante el arranque del pozo. Lo cual permitirá realizar dicha operación en forma segura cumpliendo las normas de HSE, minimizando los riesgos operacionales que puedan afectar a las personas, medio ambiente e instalaciones.

6.16. CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO DE CARGA

Antes del inicio de operaciones el ingeniero de Well Testing solicitará al Company man del pozo una muestra del fluido de carga que está en el pozo; dicho fluido será caracterizado en campo, determinando los siguientes parámetros y volúmenes, que serán reportados en la hoja Drawing del reporte de seguimiento hora – hora:

- ❖ Resistividad (ohm*m)
- ❖ Cloruros (ppm)
- ❖ Conductividad (mS/cm²)
- ❖ pH
- ❖ Volumen en tubing
- ❖ Volumen en Casing
- ❖ Volumen perdido en la formación
- ❖ Volumen de Carga (tubing + Casing)
- ❖ Total volumen a recuperar (volumen carga + volumen perdido en la formación)

El ingeniero de Well Testing deberá asegurar y custodiar una muestra de 5 glns de fluido de carga para caracterización en laboratorio externo.

6.17. DURANTE LA PRUEBA

6.17.1. MANEJO DE CHOQUES

Para el manejo de choques en pruebas de producción Petrominerales tiene un procedimiento que tiene como objetivo proveer lineamientos, respecto a los requerimientos, para el manejo de choques en las pruebas de producción, competencias del personal operativo y aseguramiento de las maniobras en las áreas bajo el control de la Compañía.

Este procedimiento aplica para todas las Operaciones de Petrominerales, en los que se requiera manejo de choques en las pruebas de producción, y es de obligatorio cumplimiento por parte de personal de Petrominerales y de sus Contratistas.

Es responsabilidad del ingeniero de Well Testing:

- ❖ Difundir en sitio este procedimiento al personal involucrado en la operación.
- ❖ Asegurar que el personal tenga el entrenamiento y la experiencia suficiente para desarrollar este procedimiento.
- ❖ Auditar el trabajo para garantizar el correcto desempeño en la ejecución del procedimiento a seguir de la operación.
- ❖ Suspender la actividad ante cualquier falla operacional, fisura detectada sobre presión o condición de Emergencia (fuga de hidrocarburos, incendio, ataque armado).

6.17.2. MUESTREO

La toma de muestras para determinar parámetros fisicoquímicos de los fluidos producidos, se realizara cada hora para los siguientes análisis:

- ❖ BS&W (%)
- ❖ Cloruros (ppm)
- ❖ Conductividad (Ohm*m)
- ❖ Resistividad (mS/cm²)
- ❖ pH

Dos veces al día se determinaran los siguientes parámetros:

- ❖ °API
- ❖ Contenido de arena y sedimentos (PTB)

Los datos de los análisis de cloruros, °API y %BSW serán registrados en la hoja "MUESTRAS Y ANALISIS" de reporte hora – hora. Para mayor referencia remitirse a procedimientos de laboratorio de crudo y agua de Petrominerales

El ingeniero de Well Testing deberá asegurar 2 muestras de 5 glns de agua y 2 muestras de 5 glns de crudo para enviar a caracterización completa en laboratorio externo.

Dichas muestras deberán estar debidamente rotuladas con el formato de rotulación de muestras de Petrominerales. Los resultados de estos análisis deberán ser enviados al ingeniero de yacimientos que este apoyando el proyecto, al planeador de Well Testing y al ingeniero de Well Testing y su back up.

6.17.3. MEDICIÓN Y MONITOREO

La medición de volúmenes recuperados en tanques deberá hacerse cada hora, asegurando que los datos sean de calidad y confiables, para esto el ingeniero de Well Testing es el responsable que se apliquen todas las buenas prácticas y procedimientos de medición y fiscalización de tanques.

El monitoreo de variables del sistema ALS y de cabeza de pozo también se realizara con una frecuencia de una hora, sin embargo es responsabilidad del ingeniero mantener un monitoreo constante, tal que permita evidenciar comportamientos anómalos de los parámetros de cabeza o una desviación en los parámetros del sistema ALS, ante una eventualidad de estas el ingeniero de Well Testing debe avisar al planeador de Well Testing para que este comunique lo sucedido a quien corresponda y se puedan tomar las medidas correspondientes al caso.

6.17.4. GENERACIÓN DE DATA

Si el pozo es productor deberá generarse el archivo de DATA de producción, que debe llevarse a diario, este archivo recopila la información de producción diaria del pozo, los principales eventos de la operación y del comportamiento del pozo, así como los acumulados de producción de fluidos desde el inicio de la prueba, este será el archivo que se entregara a la superintendencia de producción y que se seguirá llevando a través de la vida del pozo.

Es responsabilidad el ingeniero de producción en campo crear este archivo y entregarlo actualizado a superintendencia de producción, además los datos consignados en este reporte deben coincidir completamente con los reportados en el data hora - hora.

6.17.5. GENERACIÓN DE BALANCE

Desde el inicio de la prueba de producción el ingeniero de Well Testing debe crear el archivo de balance de tanques, este archivo registrará todos los movimientos de tanques, liquidará la producción diaria y servirá como base para crear las formas ministeriales de fin de mes además del IDP (informe diario de producción). Los datos consignados en este reporte deberán coincidir completamente con los reportados en el reporte hora- hora y con el data de Produccion.

El ingeniero de Well Testing debe asegurar que se usen las tablas de aforo correspondientes a los tanques usados durante la prueba, este archivo y su uso también permitirá dar validez a dichas tablas de aforo para poder solicitar la aprobación oficial del ministerio.

6.17.6. CREACIÓN DE IDP E INTEGRADOR

Es responsabilidad del ingeniero de Well Testing crear el formato de solicitud de creación de IDP y el formato de creación de integrador, estos dos archivos serán diligenciados por el ingeniero de Testing durante los 7 días de prueba y una vez se entregue el pozo a superintendencia deberán estar actualizados.

La creación de IDP e Integrado serán coordinados con el ingeniero de asuntos regulatorios de producción, este brindara el apoyo necesario para poder cumplir con estos requisitos.

6.17.7. GENERACIÓN DE FORMAS DEL MME

Si el pozo produce crudo y los 7 días de prueba coinciden con el fin de mes, el ingeniero de Well Testing responsable de la prueba deberá crear las formas de MME, para esto se deberá apoyar en el ingeniero de asuntos regulatorios de producción; la formas ministeriales deberán ser enviadas a este durante los primeros tres días del mes, estas deberán coincidir con la información diaria de producción reportada en el reporte hora – hora, data de producción, balance de tanques, IDP e integrador.

6.18. DESPUES DE LA PRUEBA

6.18.1. WELL TEST SUMMARY

El Well test Summary, es el resumen ejecutivo de cada prueba que se realice al pozo, deberá ser actualizado cada vez que se finalice una de estas y se llevara solo un Well test summary por pozo. La información consignada en este será la más relevante de la prueba se elaborar en totalidad en inglés.

La información que contiene este resumen es:

- ❖ Formación e intervalos perforados
- ❖ Numero de prueba
- ❖ Fecha y hora de inicio y fin
- ❖ Sistema ALS con el que se realiza la prueba
- ❖ Fluidos recuperados
- ❖ Parámetros de laboratorios de agua y crudo
- ❖ Comentarios relevantes para la prueba

Es responsabilidad del ingeniero de Well Testing, elaborar este reporte y asegurar la calidad y veracidad de los datos.

6.18.2. RECOPIACIÓN DE RESULTADOS DE MUESTRAS DE LABORATORIO

Una vez recolectadas las muestras, el ingeniero de Well Testing deberá asegurar que lleguen a destino en perfectas condiciones y realizar el seguimiento a estas hasta obtener los resultados de los análisis en el menor tiempo posible.

6.18.3. LECCIONES APRENDIDAS

Para asegurar que las lecciones aprendidas en cada proyecto sean conocidas y aplicadas en otros proyectos de la compañía en donde puedan aplicar, todo el grupo de Well Testing deberá reportar 2 lecciones aprendidas por mes por cada uno de sus integrantes. Las lecciones aprendidas pueden ser de HS, operación, administración, costos o cualquier otro aspecto que esté involucrado en la operación.

6.18.4. INFORME FINAL DE LA PRUEBA

Al terminar la prueba el ingeniero de Well Testing en conjunto con el representante de la empresa contratista de Well Testing elaboraran el informe final de Well Testing este tiene como objetivos principales:

- ❖ Documentar y presentar el resultado final y cumplimiento de las diferentes etapas involucradas en la prueba de producción del pozo.
- ❖ Identificar y dar a conocer las lecciones aprendidas y oportunidades de mejora evidenciadas durante el desarrollo del proyecto, con la finalidad de que estas sean de gran ayuda en la optimización de procesos en proyectos venideros.

El informe deberá contener:

- ❖ Descripción de cada una de las etapas del proyecto
- ❖ Desarrollo de la operación de Well Testing
- ❖ Descripción de las pruebas
- ❖ Informe fotográfico
- ❖ Descripción equipos usados en la prueba
- ❖ Informe costos
- ❖ Recurso humano usado en la prueba

6.18.5. ACTA DE FINALIZACIÓN DE PRUEBAS

Una vez terminada cada una de la pruebas que se puedan realizar al pozo, el ingeniero de Well Testing y el representante de la empresa contratista de Well Testing, firmarán un acta de finalización de prueba en donde quedará constancia que ambos quedan satisfechos con los reportes y que los pendientes han sido cerrados o tienen fecha de compromiso de cierre y plan de acción, la fecha máxima para el cierre de pendientes es el inicio de la siguiente prueba.

6.18.6. ACTAS DE DISPOSICIÓN DE FLUIDOS

Cuando en una prueba de pozo se hace necesario enviar fluidos a planta externa el ingeniero de Well Testing deberá asegurar que para cada envío que se realice se levante una acta donde quede consignado el dichos fluidos.

6.18.7. RECOPIACIÓN DE CARPETA POZO PARA M

Una vez terminadas las pruebas del pozo el ingeniero de Well Testing deberá elaborar la carpeta del pozo que compilará toda la información generada durante las pruebas de pozo, en un plazo que no excederá los 7 días después de terminada la prueba, la información que debe contener la carpeta de pozo es la siguiente:

Actas

- 1.01 Acta visita inicial
- 1.02 Acta de inicio de montaje
- 1.03 Acta de finalización de montaje
- 1.04 Acta de inicio elaboración de aforos
- 1.05 Acta de finalización elaboración de aforos
- 1.06 Acta de prueba hidrostática
- 1.07 Acta de prueba de estanqueidad
- 1.08 Acta de capacidad de dique de contención
- 1.09 Acta de inicio de prueba
- 1.10 Acta de finalización de Pruebas
- 1.11 Acta de entrega de Well Testing a Produccion
- 1.12 Actas de disposición de salmueras y fluidos
- 1.13 Actas de finalización de obras civiles y eléctricas

Reportes

- 2.01 Cronograma y reportes de arme
- 2.02 Daily Report
- 2.03 Data hora a Hora por cada intervalo
- 2.04 Well Test Summary: resumen gerencial de cada intervalo
- 2.05 Balance de Formas de Ministerio de minas
- 2.06 Reportes de avance de obras civiles y eléctricas
- 2.07 Check list de entrega de los LTT

Informes

- 3.01 Plan de movilización
- 3.02 Informe de Visita Inicial
- 3.03 SIMOP
- 3.04 Filosofía de la prueba
- 3.05 Procedimiento de arranque
- 3.06 Control de asentamiento de terreno

- 3.07 Informe final de la prueba
- 3.08 Check list de comisionamiento
- 3.09 Desviaciones HSE y Operativas
- 3.10 Piping de Facilidad de Well Testing

Costos

- 4.1 Presupuesto AFE
- 4.2 Field Cost AFE
- 4.3 SUPPLEMENTAL
- 4.4 Formatos Adjudicación directa
- 4.5 Service ticket

Análisis laboratorio

- 5.1 Agua
- 5.2 Crudo

Tablas de aforo

Varios

- 7.1 Formatos Transportes
- 7.2 Fotos avance obras
- 7.3 LAYOUT FACILIDAD WT
- 7.4 Entrega de turno
- 7.5 Check list de equipos

Entrega a superintendencia

Después de 7 días de prueba continua del pozo este pasara en operación y costos a Superintendencia de operaciones para los cuales debe hacer entrega formal mediante Acta y con el mismo formato del Check List del numeral 6.14.1.

6.19. ADMINISTRACION

6.19.1. CREACION DEL AFE

Para poder iniciar el proyecto de Well Testing se requiere tener un presupuesto aprobado y cargado en el sistema de control de costos de la compañía (SAP) es responsabilidad del ingeniero de planeación crear este presupuesto teniendo en cuenta todos los gastos en los es posible incurrir durante la duración del proyecto, este presupuesto deberá ser lo más detallado posible a fin de poder hacer un control de costos óptimo. Este presupuesto debe estar ajustado al máximo costo estipulado por la compañía para un proyecto de Testing, si por condiciones especiales del proyecto, el costo supera el límite establecido, el ingeniero planeador de Well Testing deberá dar aviso al Superintendente de ingeniería de producción y al Gerente de producción para recibir aprobación.

La estructura fundamental de un proyecto de Well Testing es la siguiente:

6.19.2. FORMATO DE FIELD COST

El formato de Fiel Cost, fue creado con el objetivo de poder llevar el control de costos del proyecto, es responsabilidad del ingeniero de Well Testing mantener actualizado a diario este archivo, reportando todas las variables que afectan directamente los costos de un proyecto, de esta manera el ingeniero planeación puede saber el porcentaje de ejecución del proyecto y ayudar a controlar los costos asociados a este, también se requiere el fiel costo para poder hacer el informe mensual de costos (Reporte ACCRUAL) y para saber si se requiere lanzar un suplemental al proyecto antes de llegar al 100% de ejecución de este.

6.19.3. REPORTE DE ACCRUALS

Cada día primero del mes el ingeniero de Well Testing asignado por el ingeniero planeador deberá realizar el reporte mensual de costos (Reporte ACCRUALS) del proyecto de Well Testing, para esto deberá reportar todos los costos asociados al proyecto, dejando claro que se quedó debiendo del mes inmediatamente anterior.

El reporte de ACCRUALS deberá ser cargado en el sistema de costos de la compañía SAP y el archivo de Field Cost cargado en el disco M, como soporte de dicho reporte.

Una vez cargado el reporte de Accruals se enviará correo al ingeniero de control de costos de Bogotá y al ingeniero planeador por parte del ingeniero de Well Testing.

6.19.4. GENERACIÓN DE ORDEN DE SERVICIOS Y ORDENES DE TRABAJO

Todo servicio que sea requerido durante la ejecución o planeación del proyecto deberá tener orden de servicio u orden de trabajo, es responsabilidad del ingeniero de Well Testing y del planeador asegurar que esto se cumpla. Cuando las condiciones de ejecución del proyecto no permitan elaborar una Orden de Servicio o una orden de trabajo, se deberá solicitar permiso al Gerente de producción para proceder, si no se recibe dicha autorización, el servicio no se podrá ejecutar sin excepción.

6.19.5. CONTROL DE MANEJO DE MATERIALES E INVENTARIOS

Al momento de movilizar material de propiedad y de Petrominerales se deberá llenar el formato de movimiento de materiales creado para tal fin y seguir el procedimiento establecido para manejo y control de materiales.

Instrucciones uso: cada formato tiene 5 copias

- ❖ Original = se queda en el proyecto (archivo de pozo)
- ❖ Contabilidad= se debe archivar y enviar por correo interno a Bogotá al ingeniero planeador de Testing. El envío de estas copias debe hacerse cada 15 días, si no hay movimiento de materiales se debe enviar un correo confirmando que no se realizaron movimientos, además de las copias se debe enviar un archivo en Excel “FORMATO CONTROL MOVIMIENTO DE MATERIALES” relacionando cada movimiento que se realizó y el responsable de este.
- ❖ Destinatario= Es para el que recibe el material o equipo que se envía.
- ❖ Transportador= para el conductor del vehículo que transportara la carga.
- ❖ Seguridad= Se debe entregar al departamento de seguridad física de PETROMINERALES.
- ❖ Si se extravía un formato, se debe reportar inmediatamente a seguridad física con el número de consecutivo.
- ❖ Si se anula un formato, se deben enviar las 5 copias anuladas en la carpeta que se envía a Bogota, además se debe enviar un correo informando la anulación del formato a seguridad física.

6.19.6. ENTREGA DE TURNO

Siempre que se realice un cambio de ingeniero de Well Testing en un proyecto, se deberá hacer una entrega de turno formal del ingeniero que entra hacia el que sale del proyecto, este documento deberá describir detalladamente todos los aspectos de la operación:

- ❖ Operación
- ❖ HS
- ❖ Social
- ❖ Ambiental
- ❖ Costos
- ❖ Pendientes
- ❖ Varios

Esto con el fin que el ingeniero que recibe la operación pueda quedar en conocimiento de todos los aspectos de proyecto. La entrega de turno deberá ser enviada al ingeniero planeador de Well Testing.

7. ESTANDAR DE NORMAS HSE PARA PRUEBAS DE WELL TESTING

7.1. SISTEMAS DE PERMISO DE TRABAJO

En toda operación de Petrominerales debe implementarse el Sistema de Permisos de Trabajo (SPT) Para el Control de los riesgos y la coordinación de los trabajos.

Las personas que tendrán a su cargo la ejecución y validación de trabajos, deberá tener las competencias requeridas por Petrominerales, como Ejecutante y Aprobador Local, mediante entrenamiento certificado en las reglas y procedimientos seguros y el control de los riesgos previo al inicio de las actividades. Una vez certificadas mediante evaluación de campo, se incluirán en la Lista de Autoridades aprobadas. Ninguna persona No Autorizada podrá firmar Permisos de Trabajo.

Quien vaya a realizar un trabajo deberá preparar y presentar un Permiso de Trabajo (especial o caliente) y deben cumplir las etapas de: Planificación, aprobación, ejecución, aseguramiento y cierre.

Se debe contar con una metodología para identificación y evaluación de riesgos alineada con la de Petrominerales, que incluya como mínimo: actividades rutinarias y no rutinarias, número de trabajadores expuestos, los tiempos de exposición, y los métodos de control a realizar.

Toda actividad No Rutinaria, que se realice debe tener un permiso de trabajo, para su trámite se requiere: Diligenciar el formato y adicionar la siguiente documentación: Procedimiento específico, evaluación de riesgos, listas de chequeo para la actividad a realizar y documentos técnicos (Planos, especificaciones).

Durante la planeación de los trabajos en contratista deberá consultar las políticas, estándares y procedimientos aplicables, inspeccionar las áreas, verificar cumplimiento de requerimientos de sus equipos y personal y tener la información técnica necesaria para documentar los procedimientos específicos y evaluaciones de riesgo.

Todos los días se realiza la reunión de PT para la revisión y autorización de trabajos, análisis de interferencias, observaciones y auditorías a PT. El Supervisor presenta el permiso, los riesgos y controles, y los somete a revisión y aprobación de las autoridades de Petrominerales.

Debe mantenerse un programa de auditorías a PT y hacer seguimiento permanente a los permisos por parte de la dirección y supervisión.

Debe establecer un programa para manejo del cambio que incluya equipos, personas y procedimientos, y mantener documentados estos cambios.

Petrominerales ha documentado el Procedimiento y formatos para manejo del SPT.

7.2. EVALUACIÓN DE RIESGOS

Petrominerales es una compañía que basa sus procesos en procedimientos y evaluaciones de riesgo de acuerdo a los estándares nacionales e internacionales de la industria.

Para los proyectos de Well Testing, se deberá tener en cuenta las siguientes evaluaciones de riesgo:

❖ Evaluaciones de riesgo estratégica:

Considerado también como evaluación de riesgo de proyecto, tiene como objetivo identificar y valorar los riesgos de forma anticipada antes del montaje y las pruebas. El ejercicio debe ser desarrollado por un grupo interdisciplinario que identifique y evalúe las consideraciones de riesgo desde todos los puntos de vista del proyecto (social y comunidades, logística, obras civiles, facilidades, seguridad industrial, producción, completamiento etc.)

Las metodologías sugeridas son las siguientes: Whatif?, BowTie, HAZID; En todo caso la herramienta será aprobada por Seguridad de Procesos / Industrial o la Gerencia HSW de PETROMINERALES.

❖ Evaluaciones de riesgo operacionales

Durante el diseño, construcción o modificación de instalaciones temporales o definitivas se utilizan herramientas tales como: HAZOP, Whatif?, Árbol de fallas, listas de chequeo QRA u otras metodologías para la evaluación de los riesgos operacionales.

Las etapas básicas son:

- Definir el Sistema a evaluar
- Nombrar el grupo multidisciplinario y facilitador por parte del Gerente del proyecto e incluir las disciplinas mecánica, eléctrica, instrumentación, control y procesos.
- Analizar la información inicial de Ingeniería, equipos y los procesos/operaciones a desarrollar.
- Explicar por parte del facilitador/especialista al equipo de la metodología a utilizar para la valoración de riesgos, matriz de probabilidad y consecuencias.
- Analizar nodos, utilizando las herramientas de evaluación.

- Diligenciar el formato aplicable, FHS-58 Whatif, FHS-59 Hazop u otros mecanismos de registros como paquetes informáticos especializados.
- Presentar el estudio de riesgos operacionales por parte del facilitador/especialista al gerente del Proyecto y equipo multidisciplinario para revisar las acciones de control.
- Seguimiento y cierre de las acciones de control por el gerente del proyecto.

En el caso de evaluaciones con las citadas metodologías, se requiere el soporte de personal idóneo externo, que dirija y documente el respectivo estudio y deberán quedar claramente establecidos los controles por implementar. El Gerente de Proyecto asegura el cierre de las actividades generadas en la evaluación.

❖ **Energías peligrosas.**

Petrominerales dentro de sus estándares de seguridad, obliga a personal contratista y directo a realizar el control de energías peligrosas.

En cualquier proceso productivo se encuentra la participación directa o indirecta de energía en los diferentes medios que alimentan dicho proceso. Esta energía ha sido valorada por la compañía, permitiendo evaluar los distintos tipos de energías que intervienen.

El conocimiento detallado de los procesos donde intervienen cada una de las energías peligrosas y las tareas de prevención para evitar las eventuales consecuencias que se pueden derivar, son fundamentales para garantizar la seguridad de los operarios y los trabajadores de la empresa durante las tareas.

7.2.1. GENERALIDADES DE LA EVALUACIÓN DE RIESGOS

Una persona competente debe revisar el sitio de trabajo para asegurar que se identifiquen **todas** las fuentes de energía peligrosa antes de comenzar **cualquier** tarea de instalación, mantenimiento o reparación de equipos.

La energía peligrosa incluye movimiento mecánico, energía potencial o almacenada, energía eléctrica, energía térmica y reacciones químicas.

Se deben identificar claramente con etiquetas los dispositivos de aislamiento de energía tales como tableros de interruptores y válvulas de control.

Se debe cortar la electricidad, aislar, bloquear y disipar todas las formas de energía peligrosa antes de que los trabajadores comiencen **cualquier** trabajo de instalación, mantenimiento, servicio o reparación.

El método de control de energía depende de la forma de energía involucrada y de los medios disponibles para controlarla. Para implementar el programa de control de energía se requiere de los siguientes elementos y dispositivos:

1. Dispositivos de aseguramiento de acuerdo al tipo de energía involucrada.
2. Candado y llave, codificado por color para cada grupo involucrado (operador, electricista, mecánico e instrumentista), los contratistas también están incluidos.
3. Tarjetas de bloqueo/aislamiento
4. Formato de bloqueo/aislamiento
5. Libro de registro de los bloqueos

Se considera que la energía está aislada o bloqueada cuando no puede darse su flujo o uso.

Dentro de los controles establecidos se recomienda la inspección de equipos alimentados por electricidad, se sugiere realizar la revisión a través de la lista de chequeo

7.2.2. GENERALIDADES DE RIESGO MECÁNICO

Las formas elementales del riesgo mecánico son:

- ❖ **Peligro de cizallamiento:** este riesgo se encuentra localizado en los puntos donde se mueven los filos de dos objetos lo suficientemente juntos el uno de otro, como para cortar material relativamente blando. Muchos de estos puntos no pueden ser protegidos, por lo que hay que estar especialmente atentos cuando esté en funcionamiento porque en muchas ocasiones el movimiento de estos objetos no es visible debido a la gran velocidad del mismo. La lesión resultante, suele ser la amputación de algún miembro.
- ❖ **Peligro de atrapamientos o de arrastres:** Es debido por zonas formadas por dos objetos que se mueven juntos, de los cuales al menos uno, rota como es el caso de los cilindros de alimentación, engranajes, correas de transmisión, etc. Las partes del cuerpo que más riesgo corren de ser atrapadas son las manos y el cabello, también es una causa de los atrapamientos y de los arrastres la ropa de trabajo utilizada, por eso para evitarlo se deben usar ropa ajustada para evitar que sea enganchada y proteger las áreas próximas a elementos rotativos y se debe llevar el pelo recogido.
- ❖ **Peligro de aplastamiento:** Las zonas de peligro de aplastamiento se presentan principalmente cuando dos objetos se mueven uno sobre otro, o cuando uno se mueve y el otro está estático. Este riesgo afecta principalmente a las personas que ayudan en las operaciones de enganche, quedando atrapadas entre la máquina y apero o pared. También suelen resultar lesionados los dedos y manos.

- ❖ **Proyecciones:** Existen diferentes tipo de proyecciones:
 - De sólidos: Muchas máquinas en funcionamiento normal expulsan partículas, pero entre estos materiales se pueden introducir objetos extraños como piedras, ramas y otros, que son lanzados a gran velocidad y que podrían golpear a los operarios. Este riesgo puede reducirse o evitarse con el uso de protectores o deflectores
 - De líquidos: Las máquinas también pueden proyectar líquidos como los contenidos en los diferentes sistemas hidráulicos, que son capaces de producir quemaduras y alcanzar los ojos. Para evitar esto, los sistemas hidráulicos deben tener un adecuado mantenimiento preventivo que contemple, entre otras cosas, la revisión del estado de conducciones para detectar la posible existencia de poros en las mismas. Son muy comunes las proyecciones de fluido a presión.

Otros tipos de peligros mecánicos producidos por las máquinas son el peligro de corte o de seccionamiento, de enganche, de impacto, de perforación o de punzonamiento y de fricción o de abrasión.

El riesgo mecánico generado por partes o piezas de la máquina está condicionado fundamentalmente por su forma (aristas cortantes, partes agudas), su posición relativa (ya que cuando las piezas o partes de máquinas están en movimiento, pueden originar zonas de atrapamientos, aplastamiento, cizallamiento, etc.), su masa y estabilidad (energía potencial), su masa y velocidad (energía cinética), su resistencia mecánica (a la rotura o deformación) y su acumulación de energía (por muelles o depósitos a presión).

7.2.3. TÉCNICAS DE PROTECCIÓN EN MÁQUINAS

Resguardos:

- ❖ **Fijos:** son los más seguros y deben ser instalados siempre que sea posible. Sirven de barrera para prevenir el contacto de cualquier parte del cuerpo con la parte peligrosa de la máquina. Deben ser consistentes y estar firmemente sujetos a la máquina. La necesidad de acceso a la parte resguardada, para operaciones de engrase, limpieza, etc., debe minimizarse.
- ❖ **Resguardo móvil:** está asociado mecánicamente al bastidor de la máquina mediante bisagras o guías de deslizamiento; es posible abrirlo sin hacer uso de herramientas.
- ❖ **Resguardos perimetrales:** son resguardos fijos que no cubren toda la zona de peligro, pero lo coloca fuera del alcance normal. Se usan cuando es necesario alimentar manualmente la máquina.
- ❖ **De enclavamiento:** es un resguardo móvil conectado mediante un dispositivo de enclavamiento a los mecanismos de mando de la máquina de manera que ésta no puede funcionar a menos que el resguardo esté cerrado y bloqueado.
- ❖ **Aparta cuerpos y aparta manos:** se utilizan para impedir el acceso a la máquina en funcionamiento, pero es necesario el acceso para alimentar o

extraer la pieza. El dispositivo de aparta manos se considera un sistema poco seguro, ya que cualquier fallo en el sistema de barrido no detendría la máquina.

- ❖ **Resguardos asociados al mando:** cumplen las siguientes condiciones: la máquina no funciona con el resguardo abierto, el cierre del resguardo inicia el funcionamiento y si se abre cuando las partes peligrosas están en movimiento, se para.
- ❖ **Resguardos regulables y auto regulables:** son resguardos fijos que incorporan un elemento regulable o auto regulable que actúa parcialmente como elemento de protección. Normalmente protege la zona de corte que queda al descubierto en una determinada operación. El hecho de que la pieza actúe parcialmente como elemento de protección hace que al finalizar la operación haya que hacer uso de otro elemento empujador como elemento de seguridad complementario.

Detectores de presencia (FOTO CELDAS O SENSORES):

Eliminan o reducen el riesgo antes de que se pueda alcanzar el punto de peligro, parando la máquina o sus elementos peligrosos y si es necesario, invirtiendo el movimiento. Pueden ser mecánicos, fotoeléctricos, ultrasónicos, capacitivos y sensibles a la presión.

Dispositivos:

- ❖ **De mando a dos manos:** se utiliza sobre todo en prensas, cizallas, guillotinas, etc., donde hay riesgo de atrapamiento. Al estar las dos manos ocupadas en los mandos necesariamente se encuentran fuera de la zona de peligro. Ha de garantizarse que la máquina sólo funcionará con los dos mandos y que éstos no pueden ser accionados con una sola mano.
- ❖ **De movimiento residual o de inercia:** dispositivos que asociados a un resguardo de enclavamiento están diseñados para impedir el acceso a las partes peligrosas de la máquina que por su inercia permanecen en movimiento. El dispositivo puede ser un temporizador, un detector de rotación o un freno.
- ❖ **De retención mecánica:** para máquinas hidráulicas o neumáticas con riesgo de atrapamiento. Es un elemento de separación (calzo, pivote, teja, etc.) que se sitúa entre las matrices cuando éstas están en posición de máxima separación o en las guías de las partes en movimiento. Para trabajos a máquina parada.
- ❖ **De alimentación y extracción:** se trata de que el trabajador no pueda introducir las manos en la zona peligrosa durante estas operaciones. La alimentación se puede hacer de forma automática o semiautomática por canal, émbolo, matrices deslizantes, etc. La extracción se puede realizar mediante diversos métodos de expulsión de la pieza.
- ❖ **Advertencias:** instrucciones técnicas para el transporte, almacenamiento, instalación, montaje, puesta en servicio, mantenimiento, etc., así como

marcas para indicar puntos de peligro y señales de advertencia visuales, luminosas o sonoras.

- ❖ **Disposiciones suplementarias:** son los dispositivos de parada de emergencia, dispositivos de rescate de personas e indicaciones de cómo eliminar la fuente de energía o bloquear partes peligrosas y de verificación de presión de fluidos, tensión eléctrica, etc.

Tabla 85. Sistemas de Protección en Máquinas

TIPOS DE PROTECCIONES MAS USADOS			
DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD	MECANISMOS DE ALIMENTACION	GUARDAS CUBIERTA	
Paro de emergencia	Dispositivos alimentadores	Fijas	
Doble comando	Pinzas	Ajustables	
Barreras fotoeléctricas o de cercanía	Herramientas especiales	De distancia	
Dispositivos de enclavamiento		Tipo túnel	Protección perimétrica
Tarimas sensibles			

Fuente: Petrominerales

También es importante:

1. La participación de los trabajadores y trabajadoras en la elección y diseño de elementos de protección adecuados a sus necesidades.
2. Observar si el proceso de trabajo puede ser cambiado para eliminar las máquinas más peligrosas (alimentación automática).
3. Asegurar la formación y entrenamiento necesarios, en especial a los nuevos trabajadores.
4. Mantenimiento adecuado. Los elementos de seguridad de las máquinas más peligrosas deben ser revisados cada día anotando el resultado de la inspección.
5. Señalización correcta de los dispositivos de seguridad y fácil alcance de los de parada de emergencia.
6. Asegurarse que la protección alcanza no sólo al operador, sino a cualquier persona situada en el área de influencia.
7. Asegurarse que los controles están diseñados y colocados de manera que su accionamiento sólo es posible de manera intencionada.

El usuario de una máquina, por su parte, deberá adoptar las medidas necesarias para que, mediante un mantenimiento adecuado, los equipos de trabajo se conserven durante todo el tiempo de utilización en condiciones de seguridad.

Dicho mantenimiento se realizará teniendo en cuenta las instrucciones del fabricante, o en su defecto, las características de estos equipos y sus condiciones de utilización.

7.3. INVESTIGACIÓN ACCIDENTES/INCIDENTES

Todos los incidentes se deben investigar y entregar a Petrominerales, según la metodología de Tap Root y los siguientes procedimientos de Petrominerales:

- ❖ Procedimiento Manejo de Incidentes PQA-09
- ❖ Procedimiento Investigación y Análisis de incidentes PQA-05
- ❖ Procedimiento para reporte, clasificación, registro y estadísticas de incidentes PQA-11
- ❖ Procedimiento identificación de peligros, aspectos valoración de riesgos e impactos y determinación de controles PQA-02

Que incluyen, pero no se limitan a:

7.3.1. MANEJO DE INCIDENTES (PQA-09)

- ❖ Todos los incidentes deben ser reportados al jefe inmediato, quien a su vez debe informar al personal de HS de Petrominerales
- ❖ El Supervisor Inmediato y el Representante HS de Petrominerales en el área donde ocurrió el incidente hacen la valoración del incidente en la Matriz de Evaluación de Consecuencias y en un plazo no mayor a 1 hora darán aviso al personal conforme el conducto regular:

Tabla 86. Notificación una Hora

Nivel Incidente	HS	Producción
Leve	Coordinación HS	Superintendente de Producción Ingeniero de Producción Asistente de Producción
Menor	Coordinación HS	Ingeniero Senior de Producción
Moderado	Gerencia HS	
Mayor	Gerencia HS	Gerente de Producción
Catastrófico		

Fuente: Petrominerales

- ❖ Si el incidente incluye lesiones a personas que requiera la activación del MEDEVAC, se debe reportar el incidente a la ARL

- ❖ El Ingeniero de Producción WT, con el soporte del Representante HS de PETROMINERALES en el área elaboran el Reporte Oficial de 24 Horas y lo ingresan a Petroims

7.3.2. INVESTIGACIÓN DE INCIDENTES (PQA-05)

- ❖ Todos los incidentes se deben investigar y entregar a Petrominerales, según la metodología de Tap Root
- ❖ El equipo de investigación de los incidentes es el siguiente según el nivel del incidente:

Tabla 87. Grupo de Investigación de acuerdo al Nivel del Incidente

Nivel del Incidente	Equipo de investigación de acuerdo a la gravedad del incidente
Catastrófico	<ul style="list-style-type: none"> ○ Gerente de Producción ○ Gerente Compañía Implicada ○ Representante del COPASO
Mayor	<ul style="list-style-type: none"> ○ Grupo HSE / Expertos técnicos de acuerdo a la posible falla que originó el incidente, profesional con licencia en S.O, para el caso de HS sólo cuando haya lesionados
Moderado	<ul style="list-style-type: none"> ○ Superintendente ○ Gerente Operativo Compañía implicada. ○ Representante del COPASO
Menor	<ul style="list-style-type: none"> ○ Coordinación HS de PETROMINERALES y Contratista / Expertos técnicos de acuerdo a la posible falla que originó el incidente, profesional con licencia en S.O, para el caso de HS sólo cuando haya lesionados
Leve	<ul style="list-style-type: none"> ○ Ingeniero de Producción ○ Supervisor de Producción ○ Representante del COPASO ○ Representante HS de PETROMINERALES en el área

Fuente: Petrominerales

- ❖ Todos los incidentes deben ser reportados, clasificados, investigados e incluidos en el análisis de datos de Petroims por el jefe inmediato donde ocurrió el incidente
- ❖ La investigación de los incidentes debe terminarse como máximo dentro de los 10 días siguientes a la ocurrencia del eventos
- ❖ La recolección de información se utiliza el método de las 4P: Posición, Personas, Partes, Documentos (Papers)
- ❖ La presentación de la investigación debe indicar claramente
 - Quién presenta la investigación (Nombre, cargo y compañía)
 - Quien es el Grupo Investigador
 - La descripción del evento

- Las evidencias que se recolectaron: Grabaciones, Escena del incidente, Documentos, Personas
 - Snap Chart Secuencia de eventos
 - El o los Factores Causales y la o las Causas Raíces
 - Plan de acción
 - Costos
 - Lección Aprendida
- ❖ El seguimiento y verificación de las medidas de intervención se realiza en Petroims
 - ❖ Las Lecciones Aprendidas derivadas de los incidentes se debe registrar en el formato FQA-12
 - ❖ La divulgación de la Lección Aprendida es responsabilidad de Ingeniero de Producción WT y el Representante HS de Petrominerales en el área. Se hará al personal que labora de manera directa o a través con Petrominerales
 - ❖ La responsabilidad del cierre es del Ingeniero de Producción WT
 - ❖ Para mayor información es necesario revisar cada uno de los procedimientos listados

7.4. PROCEDIMIENTOS ATENCIÓN DE EMERGENCIAS

7.4.1. OBJETIVO

Establecer para la adecuada atención de emergencias que se presenten en un campo de Well Testing:

- ❖ Los grupos de respuesta
- ❖ La cadena de mando
- ❖ Los sitios de reunión
- ❖ El sistema de comunicaciones
- ❖ Los equipos y recursos que requiere cada uno de los grupos

7.4.2. ALCANCE

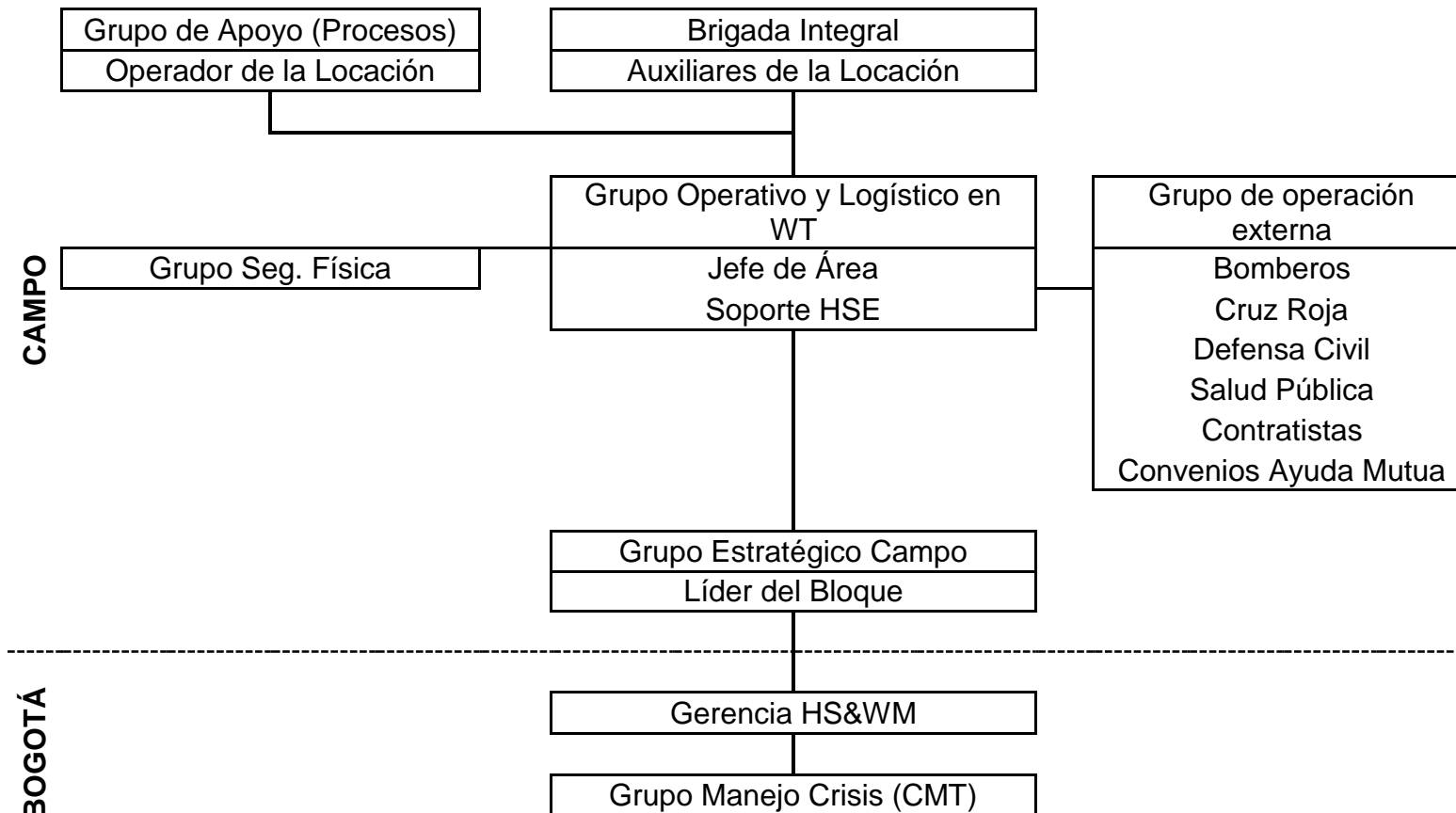
Este documento aplica para la atención de emergencias que se presenten dentro de las instalaciones de campo de WT

7.4.3. DEFINICIONES

- ❖ **ADE:** Plan local para la atención de emergencias
- ❖ **PDC:** Plan de Contingencia local
- ❖ **PMC:** Plan de Manejo de Crisis y Continuidad del Negocio

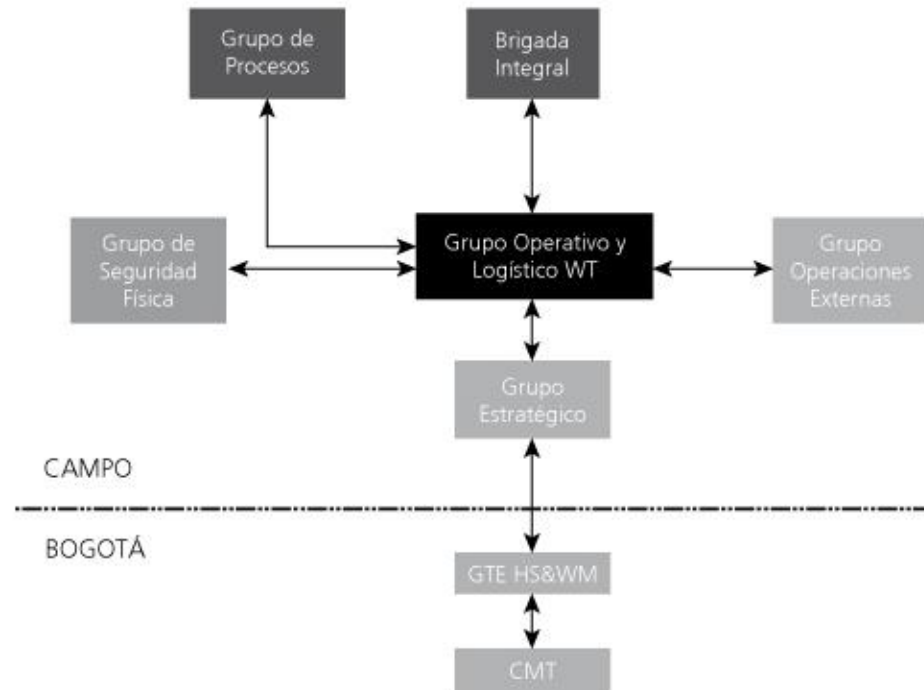
7.4.4. PLAN LOCAL DE ATENCIÓN DE EMERGENCIAS

Ilustración 79. Organigrama para la atención de emergencias



Fuente: Petrominerales

Ilustración 80. Flujo de Comunicaciones durante Emergencias



Fuente: Petrominerales

Flujo de Comunicaciones

- ❖ El Grupo Estratégico se comunica inicialmente con el Gerente HS&WM y luego cuando se haya activado el CMT (Crisis Management Team) en Bogotá, directamente con este grupo.
- ❖ El Grupo de Seguridad Física y Transporte de Personal se comunica con el Grupo Operativo y Logístico de WT
- ❖ El Grupo Estratégico se comunica con el Grupo Operativo y Logístico
- ❖ EL Grupo Operativo y Logístico se comunica con el Grupo de Apoyo y la Brigada Integral
- ❖ El Grupo de Operativo y Logístico se comunica con los Grupos de Operación Externa

7.4.5. PLANES GENERALES DE EMERGENCIA

7.4.5.1. Procedimiento para activación de la alarma

La persona que observe una condición de emergencia debe comunicarse inmediatamente con el Ing. de Producción Well Testing

El Advisor / Supervisor Safety y el Ingeniero de Producción WT se dirigen al lugar del incidente y verifican las condiciones del incidente que se presentó. Cuando se presenten en el lugar, deben hacer una evaluación y verificar si se requiere la activación de los grupos de atención de emergencias. En caso de requerirse, deben realizar la activación de la alarma

7.4.5.2. Una vez se dé la alarma

El personal debe dirigirse hacia sus Puntos de Reunión y esperar instrucciones del Líder de cada grupo.

Tabla 88. Organización de Reuniones durante Alarmas

Grupo	Sitio de Reunión
Grupo Estratégico	
Grupo Seguridad Física y Transporte de Personal	
Grupo Operativo y Logístico	
Brigada Integral	
Grupo de Apoyo	
Apoyo externo	

Fuente: Petrominerales

7.4.5.3. Procedimiento de Evacuación en WT

- ❖ La activación de la alarma se ejecutará de acuerdo con el numeral 7.4.5.1. de este documento.
- ❖ Al sonar la alarma de evacuación se activa el ADE. El Ing. de Producción Well Testing debe comunicar la situación al Grupo Estratégico del ADE
- ❖ Cada contratista debe tener dentro de su Plan de Atención de Emergencias: un Procedimiento para la evacuación, conteo y rescate de su personal; un Procedimiento o Protocolo para control del proceso y un Medevac. Los Plan de Atención de Emergencias de los contratistas están en los anexos
- ❖ El personal de procesos debe desarrollar el procedimiento o protocolo para control de proceso en caso de evacuación
- ❖ Todo el personal dentro de la instalación debe dirigirse al punto de encuentro según la ruta establecida y debe dirigirse allí llevando a los visitantes
- ❖ En caso de presencia de H₂S en la instalación, el personal debe seguir lo establecido en el procedimiento **PHS-100 Trabajo en áreas con presencia de H₂S v01** de Petrominerales
- ❖ El coordinador general de la evacuación será el Ing. de Producción Well Testing
- ❖ Una vez el personal esté en el punto de encuentro, cada contratista debe realizar el conteo de personal e informarlo al Advisor / Supervisor Safety e indicar si se han presentado novedades. El supervisor Safety informará al Ing. de Producción Well Testing
- ❖ El Ing. de Producción Well Testing, de acuerdo con la situación que haya ameritado la evacuación, organizará un grupo de búsqueda y rescate, siempre y cuando las condiciones permitan que no se exponga la vida de los rescatistas
- ❖ Si se desarrolla la búsqueda y rescate, el grupo constará mínimo de dos personas con radio de comunicaciones y los Elementos de Protección Personal que se requieran para garantizar la ejecución de la actividad de manera segura. En este caso, se deberán iniciar acciones para ejecutar el MEDEVAC
- ❖ Si la situación se ha controlado, el Ing. de Producción Well Testing harán una evaluación de la instalación y si las condiciones son seguras para el personal y que no las expondrá a algún tipo de riesgo derivado de la situación que generó la evacuación, podrán autorizar el ingreso del personal

7.4.5.4. Plan Para control de Incendios

- ❖ En caso de presentarse un conato de incendio, la persona que lo detecte debe seguir el procedimiento de activación de la alarma de acuerdo con el numeral 7.4.5.1. de este documento
- ❖ La persona que detecte el conato de incendio debe evaluar si puede controlar el conato de incendio o de lo contrario debe retirarse de la zona y esperar la ayuda de la brigada integral
- ❖ El Ing. de Producción WT debe comunicar la situación al Grupo Estratégico del ADE

- ❖ Si se activa la Brigada Integral deben seguir las indicaciones del Ing. de Producción WT, incluido los procedimientos para la búsqueda y rescate de personal
- ❖ Si se desarrolla la búsqueda y rescate, el grupo constará mínimo de dos personas con radio de comunicaciones y los Elementos de Protección Personal que se requieran para garantizar la ejecución de la actividad de manera segura. En este caso, se deberán iniciar acciones para ejecutar el MEDEVAC
- ❖ Si la situación se ha controlado, el Ing. de Producción WT hará una evaluación de la instalación, informarán al Grupo Estratégico y coordinarán las actividades para el restablecimiento de la operación

7.4.5.5. Plan de evacuación Médica “MEDEVAC” en WT

Petrominerales cuenta con un Plan estructurado que permite movilizar de manera oportuna, controlada y asistida a las víctimas y/o pacientes que por su gravedad deban ser remitidos desde el campo o sitios remotos a centros de atención especializada, que considere como mínimos:

- ❖ Convenios y/o contratos con servicios de ambulancia aérea y terrestre básica o medicalizadas
- ❖ Identificación de fuentes alternas para servicios de Ambulancia aérea diferentes a aquellas con las cuales se tenga convenio o contrato
- ❖ Autorizaciones y permisos para utilización de aeródromos y/o pistas en las zonas de operación, incluyendo requerimientos y canales para ello
- ❖ Análisis de rutas y tiempos tanto para la llegada de los recursos del MEDEVAC o de desplazamiento a los diferentes puntos de destino
- ❖ Mecanismos y recursos en las poblaciones de destino potencial para recibir los pacientes remitidos y trasladarlos al centro hospitalario
- ❖ Protocolos médicos, legales y administrativos para remisión de pacientes

7.5. COMPETENCIAS DEL PERSONAL

Implementar el programa de aseguramiento de competencias de HS en los proyectos de Well Testing. El Staff del contratista debe tomar la inducción básica de HS en dos (2) días, a cargo del Advisor de Producción.

Desarrollar el cronograma de entrenamiento de sus empleados y subcontratistas en los módulos de HS de PETROMINERALES, de acuerdo al perfil del cargo y a la exposición al riesgo específico, antes del inicio de actividades, de forma presencial. Cuando la persona es nueva en la operación el entrenamiento es a cargo del Advisor de Producción y en forma virtual para los repasos periódicos.

Quienes actúen como Ejecutante o Aprobadores Locales, deberán obtener certificación luego de tomar el 100% de los módulos, mediante evaluación práctica en campo realizada por el área de Safety de Petrominerales.

Antes del inicio de actividades el personal que requiere acreditar competencias con base en requerimientos de ley o estándar de la industria, deben estar cumplidos, en especial:

- ❖ Conte para electricistas.
- ❖ Trabajo en alturas.
- ❖ Izaje de cargas.
- ❖ Manejo de sustancias Peligrosas.
- ❖ Monitoreo de atmósferas.
- ❖ Trabajo en espacios confinados.

Debe llevarse una matriz de entrenamiento consignando los resultados de la evaluación y fecha próxima del próximo repaso por tema.

Un reporte semanal de avance debe proveerse a través del Advisor y dejar registro en el respectivo Pasaporte de HS.

7.6. PROTECCIONES CONTRA INCENDIOS

7.6.1. Normatividad Aplicable

- ❖ POLÍTICA, LINEAMIENTOS Y ESTRATEGIAS HSEC&Q. Petrominerales Colombia Ltd.
- ❖ PQA-02 VERSIÓN 02. Procedimiento de identificación de peligros/aspectos, valoración de riesgo/impactos y determinación de controles Petrominerales Colombia Ltd.
- ❖ LEY 9 DE 1979. Medidas Sanitarias
- ❖ RESOLUCIÓN 1016 DE 1989. Programas de Salud Ocupacional
- ❖ RESOLUCIÓN 2400 DE 1979. Disposiciones sobre vivienda, higiene y seguridad en los establecimientos de trabajo
- ❖ NFPA 10. Norma para extintores portátiles, Ed. 2010
- ❖ NFPA 30. Código De Líquidos Inflamables Y Combustibles, Ed. 2008
- ❖ Manual De Protección Contra Incendios NFPA, Quinta Edición en Español

7.6.2. Descripción de Equipos

En general en un Well Testing se tienen los siguientes equipos:

- ❖ Tanques horizontales con capacidad de 500bls cada uno para almacenamiento de crudo, ubicados uno al lado del otro en hileras de al menos 6 tanques
- ❖ Tanques Gun Barrel verticales con capacidad de 500Bl para separación de crudo y agua
- ❖ Cargadero de Carrotanques para crudo y agua
- ❖ Separador trifásico

7.6.3. Recomendaciones de Protección Contra Incendio

7.6.3.1. Protecciones Pasivas

- ❖ Mantener en la instalación únicamente los equipos, tanques, tuberías, etc., que son necesarios para la operación del Well Testing. No mantener equipos almacenados que no se van a utilizar
- ❖ En sitio se deben desarrollar procedimientos para evitar sobrellenado en los tanques.
- ❖ Los tanques deben tener un sistema de detección de nivel y alarma, de acuerdo con lo establecido en el API 2350, para evitar facilitar el proceso de control de derrames
- ❖ Los tanques deben estar debidamente identificados según las especificaciones de NFPA 704 y deben ser fácilmente visible
- ❖ La distancia entre tanques de 4.5m de diámetro debe ser al menos 1.5m
- ❖ Los soportes de los tanques deben ser en material incombustible
- ❖ Los tanques deben tener un sistema de alivio de emergencia con capacidad suficiente para aliviar la presión excesiva a causa de un incendio
- ❖ Todas las áreas de tanques de almacenamiento de producto deben tener un sistema de contención de producto derramado. Si se utilizan diques, dentro de los diques no debe haber ningún tipo de material combustible: papel, cartón, plásticos, recipientes de productos combustibles, etc.
- ❖ Hacer sub-diques en el dique de los tanques horizontales un tamaño máximo de 110m²
- ❖ Desarrollar control y eliminación de las fuentes de ignición:

Tabla 89. Recomendaciones de Protecciones Pasivas

Fuente	Medidas de Control básicas
Rayos	Apantallamientos y protecciones de acuerdo con NFPA 780 Norma para la instalación de sistemas de protección contra rayos
Fumar	Sólo en sitios permitidos
Corte y soldadura, chispas, llamas abiertas, calor por fricción o chispas	Todo trabajo de corte, soldadura, uso de herramientas que pueda generar chispas, o generación de fuentes de calor debe contar con un permiso de trabajo que autorice dicha actividad
Electricidad estática, Corrientes parásitas, Chispas eléctricas	Todos los equipos metálicos deben estar interconectados (bonding) y puestos a tierra. Deben estar de acuerdo a NFPA 70 Código eléctrico Nacional

Fuente: NFPA 30

- ❖ Se debe desarrollar plano de áreas clasificadas y divulgarlo entre el personal de la instalación

- ❖ Realizar inspecciones mensuales a los extintores y garantizar que su último mantenimiento tiene fecha menor a un año
- ❖ Desarrollar el plan de emergencia de la instalación que incluya los roles y responsabilidades de los miembros de las brigadas y el plan de evacuación
- ❖ Desarrollar simulacros.
- ❖ Disponer de un sistema de alarmas, iluminación de emergencia y señalización para facilitar la evacuación tanto diurna como nocturna
- ❖ Mantener despejada y señalizada las rutas de evacuación y el punto de encuentro

7.6.3.2. Protección contra incendios para las instalaciones de Well Testing

- ❖ Para las zonas donde se puede tener derrame de petróleo crudo en un área mayor a 0.93 m² (10 ft²), con una profundidad mayor a 6mm (1/4") se debe contar con protecciones contra incendio diferentes a extintores. Los extintores en estos casos se utilizan como equipo suplementario para los primeros respondientes.
- ❖ En estos casos es importante contar con al menos uno de estos equipos:
 - Una bomba contra incendio conectada a un tanque de agua de capacidad mínimo de 500Bls, en la succión y un par de monitores de agua-espuma en la descarga
 - Twin agent con capacidades mínimas de 450Lb de Polvo Químico Seco y 100gal de agua-espuma premezclada
- ❖ Los requisitos mínimos de extintores en cada una de las zonas son:

Tabla 90. Equipos HSE y Atención de Emergencias para los Set de Well Testing

RANGO DE OPERACIÓN BPPD	EQUIPOS CONTRA-INCENDIO	EQUIPOS SEGURIDAD	EQUIPOS HIGIENE	EQUIPOS Y MATERIAL AMBIENTAL
0 - 2.000	(6) Extintores BC de 150 Lb FQS Púrpura K (1) Extintores BC de 20 Lb FQS Púrpura K (Laboratorio) (2) Extintores ABC de 20 Lb FQS (Oficinas) (1) Extintores de 50 Lb CO2 (Generación)	(1) Detector de gases - para 4 gases (CO, O2, LEL, H2S) Serie Altair Marca MSA (3) monitores personales H2S Serie Altair Marca MSA (2) Lámparas anti-exposición UL/FM (2) Arnés Dieléctrico. Resolución 1409 (1) Sistema de Tarjetas T o Control de acceso para 50 Usuarios (1) Sistema de Alarmas. Procedimientos de Emergencias Tipo Corneta (1) Mangaveleta visible y en buen estado. (2) Rollos de Cinta Peligro	(1) Botiquín (1) Camilla rígida con correas de sujeción (1) Cuello inmovilizador para camilla (1) Kit Trauma: (Inmovilizadores de extremidades + Cervical) (1) Alcohómetro (1) Estación lavajos personal de dos botellas de 32 onzas	(1) Fast Tank de 1.000 Gal (1) Machete (1) Pica (2) Palas metálicas (2) Embudos (80) Ft de Barrera Absorbente (1) Rollo de Tela Absorbente (2) Bultos de Absorbente Biodegradable (1) Motobomba 3x3" con 6 mt de mangueras de succión y descarga (1) Bomba neumática 2 x 2" con mangueras de succión y descarga (3 y 5 metros respectivamente) (1) Carretilla (3) Palas anti-chispa (3) Baldes plásticos de 10 Lt (60) Bolsas industriales de colores de cada color (1) Canecas de 4 colores, puntos ambientales para Campo Puntos de control Ambiental elementos para el punto de control (tubería pvc, codos, bultos de aserrín, caneca, baldes) (1) Bulto de Trapo
2.001 - 5.000	(6) Extintores BC de 150 Lb FQS Púrpura K (1) Extintores BC de 20 Lb FQS Púrpura K (Laboratorio) (2) Extintores ABC de 20 Lb FQS (Oficinas) (1) Extintores de 50 Lb CO2 (Generación)	(1) Detector de gases - para 4 gases (CO, O2, LEL, H2S) Serie Altair Marca MSA (3) monitores personales H2S Serie Altair Marca MSA (2) Lámparas anti-exposición UL/FM (2) Arnés Dieléctrico. Resolución 1409 (1) Sistema de Tarjetas T o Control de acceso para 50 Usuarios (1) Sistema de Alarmas. Procedimientos de Emergencias Tipo Corneta (1) Mangaveleta visible y en buen estado. (2) Rollos de Cinta Peligro	(1) Botiquín (1) Camilla rígida con correas de sujeción (1) Cuello inmovilizador para camilla (1) Kit Trauma: (Inmovilizadores de extremidades + Cervical) (1) Alcohómetro (1) Estación lavajos personal de dos botellas de 32 onzas (1) Estación lavajos portátil de 7 galones	(1) Fast Tank de 2.500 Gal (1) Machete (1) Pica (2) Palas metálicas (2) Embudos (150) Ft de Barrera Absorbente (1) Rollo de Tela Absorbente (2) Bultos de Absorbente Biodegradable (1) Motobomba 3x3" con 6 mt de mangueras de succión y descarga (1) Bomba neumática 2 x 2" con mangueras de succión y descarga (3 y 5 metros respectivamente) (1) Carretilla (2) Palas anti-chispa (3) Baldes plásticos de 10 Lt (120) Bolsas industriales de colores de cada color (1) Canecas de 4 colores, puntos ambientales para Campo Puntos de control Ambiental elementos para el punto de control (tubería pvc, codos, bultos de aserrín, caneca, baldes) (1) Bulto de Trapo
5.001 - 10.000	(8) Extintores BC de 150 Lb FQS Púrpura K (1) Extintores BC de 20 Lb FQS Púrpura K (Laboratorio) (2) Extintores ABC de 20 Lb FQS (Oficinas) (1) Extintores de 50 Lb CO2 (Generación)	(2) Detector de gases - para 4 gases (CO, O2, LEL, H2S) Serie Altair Marca MSA (3) monitores personales H2S Serie Altair Marca MSA (3) Lámparas anti-exposición UL/FM (3) Arnés Dieléctrico. Resolución 1409 (1) Sistema de Tarjetas T o Control de acceso para 50 Usuarios (1) Sistema de Alarmas. Procedimientos de Emergencias Tipo Corneta (2) Mangaveleta visible y en buen estado. (3) Rollos de Cinta Peligro	(2) Botiquín (2) Camilla rígida con correas de sujeción (2) Cuello inmovilizador para camilla (1) Kit Trauma: (Inmovilizadores de extremidades + Cervical) (1) Alcohómetro (1) Estación lavajos personal de dos botellas de 32 onzas (1) Estación lavajos portátil de 7 galones	(1) Fast Tank de 5.000 Gal (1) Machete (1) Pica (2) Palas metálicas (2) Embudos (200) Ft de Barrera Absorbente (2) Rollo de Tela Absorbente (3) Bultos de Absorbente Biodegradable (1) Motobomba 3x3" con 6 mt de mangueras de succión y descarga (1) Bomba neumática 2 x 2" con mangueras de succión y descarga (3 y 5 metros respectivamente) (1) Carretilla (2) Palas anti-chispa (180) Bolsas industriales de colores de cada color (2) Canecas de 4 colores, puntos ambientales para Campo Puntos de control Ambiental elementos para el punto de control (tubería pvc, codos, bultos de aserrín, caneca, baldes) (2) Bulto de Trapo
10.001 - 15.000	(10) Extintores BC de 150 Lb FQS Púrpura K (1) Extintores BC de 20 Lb FQS Púrpura K (Laboratorio) (2) Extintores ABC de 20 Lb FQS (Oficinas) (1) Extintores de 50 Lb CO2 (Generación)	(2) Detector de gases - para 4 gases (CO, O2, LEL, H2S) Serie Altair Marca MSA (4) monitores personales H2S Serie Altair Marca MSA (3) Lámparas anti-exposición UL/FM (3) Arnés Dieléctrico. Resolución 1409 (1) Sistema de Tarjetas T o Control de acceso para 50 Usuarios (1) Sistema de Alarmas. Procedimientos de Emergencias Tipo Corneta (2) Mangaveleta visible y en buen estado. (4) Rollos de Cinta Peligro	(2) Botiquín (2) Camilla rígida con correas de sujeción (2) Cuello inmovilizador para camilla (2) Kit Trauma: (Inmovilizadores de extremidades + Cervical) (2) Alcohómetro (1) Estación lavajos personal de dos botellas de 32 onzas (1) Estación lavajos portátil de 7 galones	(1) Fast Tank de 5.000 Gal (1) Machete (1) Pica (3) Palas metálicas (3) Embudos (300) Ft de Barrera Absorbente (2) Rollo de Tela Absorbente (4) Bultos de Absorbente Biodegradable (1) Motobomba 3x3" con 6 mt de mangueras de succión y descarga (1) Bomba neumática 2 x 2" con mangueras de succión y descarga (3 y 5 metros respectivamente) (1) Carretilla (2) Palas anti-chispa (210) Bolsas industriales de colores de cada color (2) Canecas de 4 colores, puntos ambientales para Campo Puntos de control Ambiental elementos para el punto de control (tubería pvc, codos, bultos de aserrín, caneca, baldes) (3) Bulto de Trapo

Fuente: Petrominerales

7.6.4. Entrenamiento del personal

El personal del Well Testing debe tener entrenamiento mínimo en los siguientes módulos de control y atención de emergencias:

- Roles y Responsabilidades en el ADE o Plan de Atención de Emergencias de la locación
- Teoría del fuego
- Manejo de Extintores
- Incendios con líquidos combustibles
- Incendios con gases inflamables
- Rescate en alturas
- Rescate en espacios confinados
- Control de derrames
- Primeros Auxilios Básico
- Primeros Auxilios Avanzado

Los entrenamientos deben ser proporcionados por un ente certificado y su vigencia debe ser inferior a un año

7.7. TRABAJO EN ALTURAS

Para las actividades que incluyan dentro de su ejecución Trabajo en Alturas se deben seguir los siguientes procedimientos de Petrominerales:

- ❖ PHS-03 Trabajo en alturas
- ❖ PHS-04 Trabajo en alturas con escaleras
- ❖ PHS-12 Trabajo en alturas con andamios

Los lineamientos que se describen a continuación hacen parte de estos procedimientos pero en ningún los sustituyen, por tanto:

- ❖ Para mayor información se deben consultar los procedimientos
- ❖ Si hay alguna inconsistencia o diferencia entre estos lineamientos y los procedimientos se deben seguir lo indicado por los procedimientos vigentes de Petrominerales

7.7.1. Generalidades

- ❖ En todo caso que aplique trabajo en alturas, se deberá dar cumplimiento a todos los requisitos del Sistema de Permisos de Trabajo (SPT) y los Certificados de Apoyo para Trabajos en Altura, además de implementar las Medidas de prevención para evitar la caída de trabajadores cuando realicen trabajo en alturas (Artículo 8º, CAPÍTULO II Medidas de prevención contra caídas en alturas, resolución 1409 de 2012)
- ❖ Todo trabajador que trabaje a 1.50 metros o más del siguiente nivel de caída, requiere disponer en campo de certificación (con caducidad anual) para el

desarrollo de éste tipo de actividad, como de un sistema adecuado de protección contra caídas.

- ❖ Los equipos de soporte para anclaje, rescate, posicionamiento requieren proceso de inspección específica en campo, reportado en forma física.
- ❖ El personal supervisor de la actividad debe conocer las variables a asegurar el desarrollo de la actividad en un ambiente seguro de trabajo.
- ❖ La valoración de competencia y psicofísica referenciada del trabajador, referenciada en el certificado de apoyo para trabajo en altura, es responsabilidad del ejecutante de la actividad. El personal de soporte será direccionado hacia el soporte médico de la operadora solamente cuando se encuentre medicado, tenga estados de gripe o manifieste restricciones físicas para el desarrollo de la actividad.
- ❖ Se debe realizar una evaluación de los sitios de trabajos para identificar las siguientes categorías de caídas:
 - Caída al mismo nivel
 - Caída a diferente nivel
- ❖ Estos lineamientos cubren los eventos de posibles caídas a diferente nivel, cuando esta supera los 1.50 metros o más, o cuando una evaluación de riesgos determina que se requiere una protección contra caídas. En general, en Petrominerales se han identificados las siguientes actividades como trabajo en alturas:
 - Escaleras, cuando se usan como plataformas de trabajo.
 - Estructura de acero incompleta.
 - Tubería o estantes para tubería de gran altura
 - Carro-canastas para personas.
 - Techo de tanque sin baranda.
 - Techo de carro-tanques
 - Vías de acceso abiertas hacia áreas de levantamiento de carga.
 - Bordes de excavaciones.
- ❖ Para proteger a los trabajadores contra el riesgo de caída diferente nivel por trabajo en alturas, Petrominerales emplea la siguiente jerarquía de control (Para las condiciones de cada uno ver PHS-03 Trabajo en alturas):
 - Prevención de la caída: eliminando los riesgos, mediante diseño y organización del trabajo o en su defecto impidiendo las caídas con protección colectiva.
 - Restricción de la caída: recurriendo a la colocación de redes de protección o restringiendo la caída por medio de un arnés de seguridad, una línea de vida limitada y punto de anclaje que impida la exposición al riesgo.
 - Detención de la caída: cuando no es posible utilizar protecciones colectivas o como medida complementaria (dispositivos o sistemas contra caídas, sistemas de sujeción).
- ❖ Los siguientes factores se deben considerar al seleccionar los sistemas de protección de caídas:
 - La distancia de la superficie de trabajo al siguiente nivel más bajo.

- El tipo de actividad que requerirá protección de caídas y los requisitos específicos de cada actividad.
 - Qué tipos específicos de equipos y componentes serán necesarios con cada sistema de protección de caídas.
 - Cuántos movimientos verticales y horizontales se necesitará realizar para cada trabajo/actividad.
 - Que equipo de protección personal adicional se requerirá para realizar la actividad.
- ❖ Un sistema completo de protección de caídas consiste en los siguientes elementos:
- Arnés de Seguridad
 - Cinturón de seguridad
 - Línea de amarre
 - Línea de vida
 - Ganchos de cierre
 - Amortiguador de energía
 - Punto de anclaje
- ❖ Toda actividad que sea considerada trabajo en altura debe estar soportada por un procedimiento de respuesta, el cual se encuentra en directa dependencia de:
- Estructura de trabajo.
 - Altura de trabajo.
 - Distancia de caída libre.
 - Sistema de anclaje del personal.
 - Posible típico / escenario de contingencia.
 - Elementos de soporte para la atención de la contingencia en campo.
 - Competencia del personal de soporte del procedimiento
 - Tiempo de respuesta presupuestado, teniendo presente en caso de suspensión del trabajador la restricción de tiempo de respuesta por trauma por atrapamiento, el cual no debería ser mayor a cinco minutos.

7.7.2. Trabajo en alturas con escaleras – Generalidades

- ❖ Deberá proveerse una escalera en todos los puntos de acceso para el personal donde haya una diferencia en elevación de 48 centímetros (19 pulgadas), o más y no se haya provisto rampa, pasadizo, terraplén en declive o elevador de personal.
- ❖ Los trabajadores no deberán usar escaleras de espiral que no sean parte permanente de la estructura sobre la cual se esté realizando trabajo.
- ❖ Deberá proveerse una escalera de doble listón o dos o más escaleras separadas cuando las escaleras sean el único medio de acceso o salida desde un área de trabajo para 25 o más trabajadores o cuando haya de servir a tránsito bidireccional simultáneo.

- ❖ Cuando una estructura tenga un solo punto de acceso entre niveles, el punto de acceso deberá mantenerse libre para permitir el paso libre de los trabajadores
- ❖ Cuando una estructura tenga dos o más puntos de acceso entre dos niveles, al menos un punto de acceso deberá mantenerse sin obstrucción para permitir el paso libre de los trabajador.
- ❖ Se deberá proveer e instalar todos los sistemas de protección de escaleras requeridos por el procedimiento PHS-04 Trabajo en alturas con escaleras y deberán cumplir con todos los otros requisitos de seguridad antes de que los trabajadores comiencen el trabajo que necesite la instalación y uso de escaleras y sus respectivos sistemas de protección contra caídas.
- ❖ Tipos de escaleras:
 - Fijas
 - Portátiles
 - Tipo gato

7.7.3. Trabajo en alturas con andamios - Generalidades

- ❖ Los andamios serán diseñados para proporcionar una superficie de trabajo elevado
- ❖ Los andamios podrán ser erigidos desde el piso o ser colgantes
- ❖ Todos los trabajos que se desarrollen y realicen sobre los andamios deben cumplir con las normas del procedimiento PHS-12 Trabajo en alturas con andamios
- ❖ Previa utilización del andamio se debe verificar y certificar su integridad operacional, para lo cual se aplica el formato FHS-33 Inspección general de andamios
- ❖ No se deben utilizar sobre andamios ácidos o sustancias corrosivas, excepto cuando su uso esté autorizado por el fabricante, en tal caso los trabajadores deben protegerse contra los riesgos inherentes de su uso.
- ❖ Cuando se trabaje soldadura y corte sobre andamios los equipos no deben colocarse en los andamios y sus cables y máquinas deben asegurarse a los andamios, de tal forma que no ocasionen caídas o dificultad para moverse.
- ❖ Tipos de andamios:
 - Colgantes
 - De torre

Cuando se requiera el uso de una estructura de trabajo tipo andamio para lograr la altura de posicionamiento para el desarrollo de una actividad operacional, se requiere la verificación de certificación de integridad de la estructura, la cual es emitida por un tercero diferente al proveedor. No aplican estructuras de trabajo que no cuenten con éste lineamiento.

7.8. MANEJO DE QUÍMICOS

En el Servicio de Well Testing debe implementarse los requerimientos de la Legislación colombiana vigente

Personal competente y autorizado deberá hacer el manejo de las sustancias peligrosas, por entes calificados.

Debe disponerse de las Hojas de Seguridad De productos Peligrosos (MSDS) conforme a los requisitos de la NTC 4435.

Debe disponerse de las Matrices de compatibilidad de las sustancias químicas en material para intemperie.

Las unidades de transporte deberán cumplir con todas disposiciones de las resolución 1609 de 2002 y sus actualizaciones y el código de Naciones Unidas. El rotulado y etiquetado de las diferentes sustancias químicas usadas en los procesos se debe usar el Sistema HMIS III (Hazardous Material Identification System) y NAS para el caso de las unidades de transporte y para los tanques y vasijas fijos las NFPA 70.

Debe contarse con equipos y materiales para manejo de contingencias y emergencias.

En ambientes en los que se requiera trabajar con concentraciones de contaminantes perjudiciales para la salud Humana, tales como H₂S, CO o deficiencias de oxígeno, debe darse estricto cumplimiento a los procedimientos de seguridad para manejo de dichas sustancias y a los planes de emergencias contemplados en los respectivos PON.

7.9. MEDICIÓN DE GASES Y VAPORES

Se debe mantener y socializar las fichas toxicológicas de los productos presentes en la facilidad, con el fin de garantizar una adecuada respuesta en caso de exposición a estas sustancias.

En los profesiogramas implementados por cada empleador o contratista se debe garantizar la vigilancia biológica permanente mediante los trazadores definidos en sus programas de vigilancia epidemiológica de riesgo químico.

7.10. SEÑALIZACIÓN.

Los Servicios de Well Testing deberán identificar sus peligros de sus actividades y áreas, a través de avisos preventivos y demarcación de áreas, que contengan

instrucciones claras para que el personal expuesto conozca las precauciones de Seguridad a tomar en el desarrollo de sus trabajos.

Cuando por razones del desarrollo de la labor, el trabajador deba ingresar al área o zona de peligro demarcada, será obligatorio el uso de equipos de protección personal y seguir procedimientos seguros de trabajo.

Petrominerales ha establecido un estándar para la identificación de los peligros, incluyendo:

- ❖ Valla de desempeño.
- ❖ Identificación de áreas.
- ❖ Código de colores de acuerdo al tipo de sustancias transportadas en las tuberías
- ❖ Instrucciones de seguridad para operaciones críticas.
- ❖ Demarcación de distancias de aproximación a tableros eléctricos y sistemas energizados.
- ❖ KIT para manejo de equipos de seguridad.

7.11. EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL

Debe implementarse Protección personal y colectiva de acuerdo con la evaluación de riesgos, conforme a la intensidad y tipo de contaminante o exposición para las personas.

El Contratista debe tener un procedimiento para la selección, uso y reposición de los EPP y la ropa de trabajo para todos los trabajadores expuestos.

La selección de EPP debe realizarse con base en normas técnicas internacionales, tales como: OSHA, NIOSH, ANSI y NTC y legislación Colombiana vigente.

El procedimiento debe especificar los periodos de reposición y los criterios para determinar que el equipo o elemento de protección está saturado o ha cumplido con su tiempo de vida.

Para cada actividad, debe especificarse claramente los EPP y ropa de trabajo aplicable para tareas rutinarias, no rutinarias y especiales y dar entrenamiento sobre el correcto uso a todos los trabajadores expuestos.

El equipo de protección incluye:

- ❖ Protección de la cabeza.
- ❖ Protección para Ojos y Cara.
- ❖ Protección Auditiva.

- ❖ Protección Respiratoria.
- ❖ Protección Contra caídas.
- ❖ Protección de los pies.

La protección incluye el uso de equipos para actividades de mantenimiento (sand blasting y pintura), tal como: Compresor Tipo D, con líneas, filtros, escafandra y válvulas, equipos SCBA, equipos con suministro de aire, mascarillas media cara o full face con cartuchos de protección conforme a concentración del contaminante y nivel de O₂ disuelto en la atmósfera.

El equipo Especial de seguridad, requiere personal competente y debidamente autorizado para el manejo, mantenimiento y operación, tal como el caso de los equipos SCBA que deben tener tratamiento con base en las normas NFPA.

De la misma forma el equipo de seguridad eléctrica, tal como: Pértigas, kits de aislamiento, tapetes dieléctricos, guantes dieléctricos, deben cumplir con las normas de seguridad eléctrica internacionales establecidas y mantener protocolos de prueba y mantenimiento por personal competente y autorizado.

Otro equipo para protección de riesgos radiológicos debe proporcionarse de acuerdo con la intensidad de la exposición y para manejo de emergencias.

Para autorizar trabajos en zonas clasificadas debe proveerse Monitores de atmósferas de fabricantes reconocidos y mantenerse calibración mensual por ente competente.

7.12. SEGURIDAD DE PROCESO

PSM es un proceso de gestión que garantiza el cumplimiento de la normativa y estándares de la industria basada en el desempeño y la obediencia de la seguridad en los procesos, cuyo principal objetivo es el de garantizar en los sistemas de producción y operación, procesos más seguros desde el punto de vista técnico y humano.

El contratista deberá cumplir los mínimos requisitos relacionados con los ítems de cumplimiento en seguridad de procesos. Petrominerales podrá solicitar información o requerimientos adicionales con el objeto de garantizar la protección de las personas, ambiente y bienes de la compañía o el entorno.

A continuación se listará la información mínima requerida. Algunos ítems de cumplimiento especificados serán evaluados por según la particularidad del proyecto relacionado.

7.12.1. Información de seguridad de procesos:

Tabla 91. Requerimientos Seguridad De Procesos

ITEM DE CUMPLIMIENTO	OBSERVACIONES
<p>Diagramas de tubería y proceso. Sistemas de control de distribución Actualización Anual. Identificación Operación Procedimiento Monitoreo Emergencia</p>	<p>P&ID'S Información de cada uno de los componentes del sistema Planos de áreas clasificadas</p>
	<p>Flujo grama de bloque o flujo grama de proceso de contener la información a continuación listada : Especificar parámetros normales de funcionamiento (Presión y Temperatura) Establecer las condiciones de operación normales y anormales y consecuencias Ubicación y acceso a interruptores de cierre de emergencia Accesibilidad a las válvulas prioritarias durante una emergencia Identificación del equipo y la relación con la instrumentación Identificación de equipos de emergencia y control, en los planos y durante la construcción. Identificación de válvulas de emergencia (alivio, SDV) Jerarquía de paradas de emergencia. Sistemas de detección de incendios, gas, combustible , H2S, humo, etc.</p>
	<p>Procedimiento de emergencia en caso de estar fuera de los parámetros no establecidos y consecuencias Procedimiento de Shut Down y consecuencias (Análisis de Causa – Efecto)</p>
<p>Normas y códigos de ingeniería utilizados para el diseño y construcción</p>	<p>Listado de normatividad y buenas prácticas</p>
<p>Documentación de manufactura :</p>	<p>Manual de operaciones Manual de mantenimiento</p>
<p>Certificados de pruebas :</p>	<p>Pruebas NDT/ Pruebas de integridad antes de la construcción y durante el montaje. Pruebas de Presión. Pruebas Hidrostáticas. Pruebas de estanquidad.</p>

	Certificados de Calibración y montaje (sistemas de seguridad, instrumentación y control)
Evaluaciones de riesgo	De Proyectos: HAZID, HAZOP, SAFOP, WHAT IF? Salud y Seguridad: Panorama de Riesgos, Planos de ruido Controles y consecuencias de no ejecutar el plan de acción.
Programa de seguimiento e investigación de activación de alarma	Investigación y Seguimiento de activación de alarmas
Programa de inspecciones	Listas de chequeo del proceso seguimiento de los planes de acción de las inspecciones

Fuente: Petrominerales

7.12.2. Análisis de riesgos de proceso

El ítem de análisis de riesgos está contemplado dentro de la información de seguridad de procesos, sin embargo, la información a continuación descrita, permitirá ampliar el análisis requerido.

Tabla 92. Requerimientos Riesgos de Procesos

ITEM DE CUMPLIMIENTO	OBSERVACIONES
Documentación para estudio :	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Información de seguridad de proceso, completo y al día ✓ Diagramas de ingeniería ✓ Documento anterior de análisis de seguridad de proceso ✓ Procedimiento de operación disponibles ✓ Plan de acción de emergencias ✓ Programa de mantenimiento e integridad. ✓ Debe estar definido y dar prioridad a las consecuencias en donde resulte el mayor potencial de afectación a las personas. ✓ Incluye el sistema de comunicación de final de proceso y en caso de emergencia.

Evaluaciones :	Tener en cuenta que el evaluador deberá ser una persona con las competencias requeridas para direccionar este tipo de evaluaciones
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Al interior de la evaluaciones de riesgo se deberá tener en cuenta: ✓ Ubicación sala de control ✓ Ubicación de edificaciones ✓ Espaciamiento entre equipos y empleados ✓ Seguridad de la planta y acceso a lugares peligrosos
	<p>Controles establecidos en la evaluación tendientes a disminuir los riesgos deberán contemplar:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Controles administrativos ✓ Controles de ingeniería ✓ Políticas y procedimientos de la compañía ✓ Eventos naturales ✓ Eventos causados por las personas (vandalismo, choques accidentales, sabotaje, etc.) ✓ Eventos Externos
	<p>Factores humanos tales como : Acciones de emergencia</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Interacción con el sistema ✓ Capacitación ✓ Uso y herramientas/ equipos Inapropiados ✓ Ambiente de operación
Metodologías definidas	<p>Definir el tipo de metodología y su aplicación, de acuerdo al tipo de proyecto. Las metodologías establecidas por Petrominerales contemplan HAZOP, HAZID, WHAT IF? Otras metodologías conocidas y que requiere validación por parte de Petrominerales:</p> <p>Check list, Hazard and operability study (HAZOP), Failure Mode and Effects Analysis (FMEA), Fault Tree Analysis</p>
Evaluaciones de riesgo del proceso	<p>Matriz de evaluación de consecuencias / Severidad / Probabilidad definidas/ calificación de las prioridades (niveles) de acuerdo a la matriz de consecuencias establecida por Petrominerales.</p> <p>Para ejecutar la evaluación durante el proceso de valoración se deberá tener en cuentas el siguiente proceso general :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Identificar los eventos de riesgo 2. Evaluar los riesgos inherentes , causas y consecuencias 3. Establecer los controles para valorar los riesgos residuales

	<p>4. Diseñar los planes de acción para controlar los riesgos residuales identificados: valorar la prioridad del plan de acción en alta, media o baja, según sea el caso.</p> <p>NOTA: Dentro de la valoración se deberá tener en cuenta las lecciones aprendidas en proyectos u operaciones similares de Petrominerales o de las industrias relacionadas</p>
Consideraciones de seguridad y salud	Se deberá presentar Panorama de riesgos general

Fuente: Petrominerales

7.12.3. Procedimientos de operación.

Petrominerales dentro de su programa de aseguramiento contempla una serie de políticas, estándares, procedimientos y demás documentación de HS que contribuye a incrementar los controles en el aspecto administrativo minimizando así la probabilidad de ocurrencia de un evento.

Los procedimientos a continuación mencionados, tienen relación con los paso a paso técnicos relacionados con la operación particular de un equipo o conjunto de estos. El objetivo es establecer la secuencia ordenada para realizar la operación en caso rutinario, de mantenimiento o emergencia. Aunque el procedimiento está en función de lo técnico debe incluir los aspectos y exigencias requeridas en términos de salud y seguridad acorde a la normativa internacional, nacional, buenas prácticas recomendadas y los procedimientos y estándares de Petrominerales.

Tabla 93. Requerimientos Procedimientos de operación.

ITEM DE CUMPLIMIENTO	OBSERVACIONES
Procedimientos operativos	<p>Consideraciones:</p> <p>Los procedimientos de operación NO son procedimientos de mantenimiento</p> <p>Los Procedimientos de operaciones NO están de diseñados para cualquier persona</p> <p>El detalle y la complejidad están en función del peligro potencial</p> <p>Mantener el orden cronológico del procedimiento</p> <p>Facilitar el entendimiento, no ser ambiguos no con demasiadas explicaciones</p> <p>Mantener la cantidad de procedimientos al mínimo</p> <p>Mantener la el nivel técnico del procedimiento.</p> <p>Desarrollo de procedimientos comunes en la operación con una tabla de diferencias de parámetros.</p>

	<p>Incluir operaciones rutinarias y NO rutinarias El procedimiento debe definir los elementos y equipos de seguridad requeridos para la operación y/o Mantenimiento a realizar. Deben estar considerados las normas y códigos aplicables.</p>	
	<p>Tipo de procedimientos aplicables</p> <ul style="list-style-type: none"> • Inicial • Normales • Temporales • De Emergencia • De Normalización 	<p>Arranque luego de una parada</p> <ul style="list-style-type: none"> • Shut Down corto • Shut Down largo
Procedimientos de seguridad relacionados con los aspectos operativos en caso de emergencia	<p>Procedimiento para el caso de anomalía en los parámetros de los límites de operación</p>	
Programa de capacitación en procedimientos	<p>Aplicable a :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Procedimientos operativos de emergencia. • Evaluación del entrenamiento: Teórica Práctica 	<p>Programa de auditorías y revisión de la correcta aplicabilidad del procedimiento.</p>
Programa de revisión de procedimientos		

Fuente: Petrominerales

7.12.4. Pre comisionamiento / Comisionamiento

El contratista deberá presentar su programa de Pre Comisionamiento / Comisionamiento para ser verificado por el personal delegado por Petrominerales. El procedimiento realizado por el contratista, no exime a Petrominerales de realizar un nuevo proceso o participar conjuntamente con el contratista en la verificación con las áreas de la compañía delegadas.

Tabla 94. Documentación Requerida

ITEM DE CUMPLIMIENTO	OBSERVACIONES
Documentación requerida	Información de seguridad de proceso, completo y al día (PSI) Diagramas de ingeniería P&Ds actualizados Documento de análisis de seguridad de proceso (PHA) Procedimiento de operación disponibles Plan de acción de emergencias Programa de mantenimiento e integridad. Planes de acción (según criticidad) cerrados y ejecutados antes del arranque

Fuente: Petrominerales

7.12.5. Integridad Mecánica

Petrominerales y/o su representante tendrá plenas facultades para aceptar o rechazar los diseños, materiales, accesorios, procedimientos y otros servicios incluidos dentro del alcance de los suministros requeridos, para cumplir con el servicio objeto de esta especificación, de tal forma que se garantice la calidad e integridad operacional de los equipos.

Petrominerales y/o su representante podrá supervisar y verificar los procedimientos de fabricación, ensamble y características de los equipos para que se ajusten a las especificaciones y plazos establecidos por Petrominerales en su cronograma de actividades.

Adicionalmente a estos aspectos, la información requerida para garantizar la integridad de los equipos suministrados se lista a continuación:

Tabla 95. Requerimientos Integridad Mecánica

ITEM DE CUMPLIMIENTO	OBSERVACIONES
Consideraciones	El diseño, la construcción y la instalación, junto con las inspecciones, pruebas y procedimientos de mantenimiento, deben coincidir con los códigos aplicables, las practicas aceptadas por el sector y las recomendaciones del fabricante. Incluye : Recipientes a presión Sistemas de tuberías Válvulas de alivio y sistemas de alivio Controles e instrumentación (Alarmas, enclavamiento, monitoreo) Bombas

<p>Programa mantenimiento reconocido y aprobado</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Inspecciones y pruebas ✓ Registros de mantenimiento y calibración de equipos y sistemas ✓ Programa de mantenimiento preventivo ✓ Capacitación y entrenamiento para inspecciones y pruebas internas ✓ Criterios aceptables durante la inspección ✓ Registros de pruebas e inspecciones durante la vida útil del proceso ✓ Documentación y certificaciones de las pruebas e inspecciones realizadas ✓ Programa de aplicación de recomendaciones del fabricante, prevención de fallas en equipos e instrumentos ✓ Sistema de seguimiento de cierre de desviaciones ✓ Programa de calidad : Custodia , almacenamiento, prueba e instalación de equipos y sistemas ✓ Programa de control de inventarios : Repuestos de equipos y sistemas críticos
<p>Programa de cierre de desviaciones e informes de reportes/ Bitácora</p>	<p>Inspecciones programadas: Fecha Identificación del inspector y certificación aplicable Firma Tipo de inspección o prueba Resultados Parámetros aceptables de la prueba Desviaciones y planes de acción</p>
<p>Programa de integridad</p>	<p>Sistema de monitoreo para el seguimiento control de la erosión y corrosión Pruebas de integridad y de ensayos no destructivos según cronogramas de inspección. Establecer línea base de integridad del sistema. Documentación relacionada con las inspecciones, pruebas y cálculos de vida útil del sistema Espesor de pared por desde el 50 % debe ser remplazada</p>
<p>Cronogramas de inspección seguimiento desviaciones y planes de acción</p>	<p>Pruebas de seguridad y alarmas Inspecciones rutinarias y no rutinarias</p>

Fuente: Petrominerales

7.12.6. Planificación y respuesta a emergencias.

Petrominerales tiene establecido un programa de Sistema de comando de incidentes y continuidad del negocio las siguientes consideraciones mencionadas pretenden establecer una guía los requerimientos necesarios para garantizar las respuestas a emergencias, sin embargo, este punto debe ser ampliado con el representante o administrador del sistema con el objetivo de dimensionar adecuadamente los riesgos y adecuar las respuestas al diseño de emergencias ya establecido.

Tabla 96. Requerimientos Emergencias

ITEM DE CUMPLIMIENTO	OBSERVACIONES
Consideraciones	Guía para la planeación y respuesta a emergencias: OSHA 1910.119 (n) -Plan de respuesta a emergencias para toda la planta / facilidad/ comunidades -Planificación previa y documentación -Procedimientos de evacuación: Procedimiento de evacuación para personal con discapacidad física -Procedimientos de notificación/ presentación de informes -Procedimientos de respuesta / diurnos y nocturnos -Sistemas de alarma -Capacitación y prueba de empleados y contratistas según el nivel de intervención. -Simulacros: Diseñados para que fracasen Evaluados y documentados con registros Prueba y movilización de todos los recursos programados

Fuente: Petrominerales

7.13. SALUD

7.13.1. RUIDO

Objetivo: Minimizar los efectos sobre la salud derivados de la exposición a ruido. Se deberá asegurar el cumplimiento a los dispuesto en RESOLUCION NUMERO 2844 DE 2007. “Guía de Atención Integral Basada en la Evidencia para Hipoacusia Neurosensorial Inducida por Ruido en el Lugar de Trabajo (GATI-HNIR). En Colombia es válida la norma básica de ruido industrial establecida por la ACGIH y acogida por la RESOLUCION 2400 DE 1979. Como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 97. Valores límite permisibles para la exposición ocupacional a ruido continuo e intermitente.*

Tiempo de exposición (horas)	Valor límite permisible dB (A)
8	85
4	90
2	95
1	100
½ (30 minutos)	105
¼ (30 minutos)	110
1/8 (30 minutos)	115

Fuente: RESOLUCION 2400 DE 1979

“Estos valores límites permisibles son aplicados a ruido continuo e intermitente, en los que no se exceda la jornada máxima laboral de 8 horas diarias.”

Los valores límites permisibles recomendados para ruido hacen referencia a niveles y condiciones en las que se demostró estadísticamente que casi todos los trabajadores pueden estar expuestos repetidamente día tras día, sin protección auditiva, sin que sufran efectos adversos para la salud auditiva. Sin embargo, a causa de la susceptibilidad individual de cada trabajador y sus antecedentes de salud auditiva, pueden presentarse daños al estar expuesto a niveles de ruido por debajo de estos límites, por esta razón se recomienda que se activen los Sistemas de Vigilancia Epidemiológica y empezar a ejercer controles a partir de los 80 dB(A).

La Coordinación de salud ocupacional de Petrominerales sugiere tener en cuenta estos tres factores con respecto a este factor riesgo:

- ❖ Susceptibilidad individual.
- ❖ Tiempo de exposición.
- ❖ Magnitud de la exposición.

7.13.2. DISCONFORT TÉRMICO

Objetivo: Minimizar los efectos sobre la salud derivados de la exposición a altas temperaturas.

En el entorno:

- ❖ Instalar sistemas de regulación de temperatura, tales como Aires acondicionados, ventiladores, películas reflectoras en las ventanas, etc.
- ❖ Instalar fuentes de hidratación en puntos estratégicos de la facilidad.

En las personas: Informar a los trabajadores sobre la aparición de cualquiera de estos síntomas: Signos de alarma

- ❖ Debilidad

- ❖ Dolor de cabeza
- ❖ Mareo
- ❖ Debilidad muscular o calambres
- ❖ Náusea y vómitos
- ❖ Sensación de preocupación
- ❖ Latidos del corazón

Asegurarse de cumplir con las siguientes recomendaciones:

- ❖ Use ropa holgada, de materiales delgados y de colores claros.
- ❖ Use cremas protectora solar con un factor de protección contra el sol de 15 o más.
- ❖ Tome bastante agua antes de comenzar cualquier actividad al aire libre.
- ❖ Tome agua adicional durante todo el día.
- ❖ Tome menos bebidas que contienen cafeína: por ejemplo té, café y cola, o alcohol.
- ❖ Durante una actividad tome descansos frecuentes.
- ❖ Incluso si no siente sed, tome agua con sales hidratantes u otros líquidos cada 15 a 20 minutos.
- ❖ Si su orina se encuentra clara y pálida, probablemente está tomando suficientes líquidos.

7.13.3. PROTOCOLO SALUD PÚBLICA

Se debe consultar permanentemente los boletines epidemiológicos de las zonas de influencia del proyecto con el fin de aplicar proactivamente todas aquellas medidas tendientes a mitigar la ocurrencia de enfermedades prevalentes de la zona.

Se debe actualizar los esquemas de vacunación estipulados por el PAI y consideraciones de Petrominerales de acuerdo a notificaciones del SIVIGILA. Además fomentar campañas de promoción y prevención de la salud humana.

7.13.4. PLAN DE EVACUACIÓN MÉDICA PARA OPERACIONES DE WELL TESTING.

El empleador o contratista deberá contar con un plan de evacuación médica MEDEVAC, que como mínimo cumpla con los siguientes puntos:

- ❖ Procedimiento operativo en el cual se estipule:
 - Objetivo.
 - Alcance.
 - Funciones y responsabilidades de sus actores.
 - Cadena de llamado.
 - Directorio de emergencias.
 - Sistemas de comunicación a usar.

- Acuerdos especiales para servicios de ambulancias aéreas, terrestres.
- Equipos de emergencias disponibles y su respectiva ubicación en sitio (camillas, botiquines, inmovilizadores).
- Planes alternos para operar en condiciones especiales como:
 - Operación nocturna.
 - Operación bajo alteraciones de orden público o bloqueos de vía.
 - Operación bajo condiciones climáticas extremas.
- ❖ Plan informático: En este se debe socializar a todas aquellas personas que de una u otra forma participen en la operación del mismo o se beneficien de este:
 - Gerencia general.
 - Coordinación de HSE.
 - Trabajadores asignados al proyecto.
 - Socializar a la ARL sobre la ubicación del proyecto.

7.14. INSPECCIÓN Y VISITAS GERENCIALES

Debe implementarse un cronograma de Visitas Gerenciales, Inspecciones Planeadas y Auditorías (VIA´s) durante la vigencia de cada Proyecto, conforme a los requisitos de los TOR.

- ❖ Las visitas Gerenciales se realizan por el Gerente del Contrato por parte del Contratista y de Petrominerales a cada Well Testing.
- ❖ El Advisor de Producción programará y liderará las inspecciones planeadas de forma permanente a los proyectos de Well testing.
- ❖ Antes del inicio del servicio, se realizará una inspección General al Servicio de Well Testing, aplicando la Lista de chequeo, para iniciar el servicio deberán estar cerrados los hallazgos tipo A.
- ❖ Toda inspección o visita deberá registrarse en Petroims, documentando el objeto de la misma, el equipo que participó, los hallazgos y oportunidades de mejora, acciones preventivas y/o correctivas y hacer seguimiento al cierre.
- ❖ Se llevarán indicadores de cierre.

7.15. ESTANDAR MEDIO AMBIENTE

7.15.1. INTRODUCCIÓN

La actividad de Well Testing puede ocasionar algunos impactos ambientales, los cuales se deben controlar, prevenir y mitigar a fin de garantizar una operación segura para la compañía.

Es fundamental que el Contratista acate los lineamientos que en materia ambiental tiene establecido Petrominerales. En caso de llegarse a presentar daños causados por incumplimiento de estas normas, son responsabilidad de El Contratista, y este deberá remediarlos a su costo.

7.15.2. IMPACTOS AMBIENTALES

Los posibles impactos ambientales que se pueden generar durante las actividades de Well Testing corresponden a contaminación de suelo por derrames de crudo o combustibles, emisión de material particulado por el transporte de equipos y sustancias, aumento en la generación de residuos sólidos y líquidos provenientes de la actividad, aumento en los niveles de ruido, disminución de los caudales de las fuentes hídricas cuando se realiza captación de agua de fuentes naturales, cambio en la calidad del agua, entre otros.

7.15.3. LINEAMIENTOS AMBIENTALES

A continuación se presentan los lineamientos ambientales que se deben tener en cuenta para el desarrollo de Well Testing:

- ❖ Todo el personal que vaya a realizar Well Testing debe conocer la Licencia Ambiental y el Plan de Manejo Ambiental que aplique para el área. Es importante conocer las restricciones estipuladas en las mismas.
- ❖ En caso de ser necesario se deberá instalar un campamento provisional, para lo cual el contratista deberá entregar un plano preliminar que indique la distribución de los equipos y el alojamiento.
- ❖ El campamento debe tener una planta de tratamiento de agua residual doméstica (PTAR) y una planta de tratamiento de agua potable (PTAP). El Contratista debe contar con el respectivo permiso por parte de la autoridad ambiental competente o subcontratar a una empresa con el permiso, para el tratamiento y vertimiento en cumplimiento del Decreto 1594/84 y los que lo actualicen o deroguen, en cuanto a la calidad de la descarga, y contar con la autorización previa de Petrominerales.
- ❖ Los lodos generados del mantenimiento de sistemas de tratamiento de aguas residuales domésticas deben recibir el adecuado tratamiento por parte del contratista, para su disposición final, no se pueden disponer en fuentes de agua ni ser enterrados, estos deben ser entregados a una empresa licenciada para la disposición final de los mismos.

- ❖ Los aceites y lubricantes usados y los residuos de limpieza y mantenimiento de equipos y maquinaria deben ser retenidos en recipientes herméticos y deben recibir tratamiento y disposición final por parte del contratista, de acuerdo al Plan de Manejo Integral de Residuos de Petrominerales.
- ❖ Los residuos sólidos generados durante el Well Testing, deberán ser acopiados en un área acondicionada para tal fin de acuerdo al Programa de manejo integral de residuos sólidos establecido por Petrominerales y estos deben ser entregados a una empresa licenciada para el manejo y disposición final de los mismos. Por otra parte al inicio del contrato el Contratista debe entregar copia del contrato que establezca con la empresa que le realizará el servicio de recolección, tratamiento y disposición final de residuos.
- ❖ El contratista debe entregar semanalmente a Petrominerales los soportes de disposición final de todos los residuos generados durante las actividades de Well Testing (Entregar soportes de la empresa que recoge los residuos como el soporte de control interno de Petrominerales) así como los soportes de compra y/o captación de agua, utilización de material de cantera y demás recursos aprovechados durante la actividad. Adicionalmente todos los soportes de charlas ambientales realizadas y demás requisitos que establezca el Plan de Manejo Ambiental. Se debe entregar los soportes tanto del contratista como de Petrominerales.
- ❖ El contratista debe entregar a Petrominerales el informe trimestral ambiental (ITA), el cual debe contener todos los soportes de la gestión ambiental realizada para dar cumplimiento a la Licencia Ambiental y al Plan de manejo Ambiental.
- ❖ Para el transporte de sustancias químicas peligrosas el contratista debe dar cumplimiento a lo reglamentado en el decreto 1609 de 2002 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial en cuanto a: rotulado y etiquetado de embalajes y envases, marcado y requisitos de los embalajes y envases, requisitos generales para el transporte por carretera de mercancías peligrosas, requisitos de la unidad de transporte y vehículo de carga destinado al transporte.
- ❖ Al realizar el transporte de mercancías peligrosas es obligatorio que los actores presenten todos los soportes de la cadena del transporte.
- ❖ El contratista debe contar con un plan para atender emergencias por derrame de productos químicos, combustibles y lubricantes.
- ❖ El Contratista debe realizar el mantenimiento de cercas y broches que afecte durante el desarrollo de su proyecto, los cuales deben permanecer cerrados en todo momento y exigir a sus subcontratistas la observación de esta obligación, además garantizar su cuidado.
- ❖ En áreas de campamentos y en las plataformas se deben mantener limpias las cunetas y drenajes naturales y artificiales de aguas lluvias.
- ❖ El agua utilizada en los campamentos para consumo humano y preparación de alimentos debe ser potable. (Decreto 1575 de 2007).

- ❖ Toda actividad de manejo de hidrocarburos debe tener medidas preventivas y de control de derrames.
- ❖ Se prohíbe la caza, consumo, transporte o tenencia de ejemplares de fauna silvestre.
- ❖ El contratista debe presentar al gestor del contrato los informes periódicos de la gestión ambiental realizada dando cumplimiento a los requerimientos del PMA del campo donde se está operando.
- ❖ El Contratista debe implementar todas las medidas necesarias para evitar el deterioro de los recursos naturales como agua, aire, suelo, fauna y flora.
- ❖ El Contratista se obliga a dar aviso inmediato a Petrominerales S.A. de los deterioros que se produzcan en el ambiente como consecuencia de la ejecución de los trabajos contratados, y de las medidas correctivas, de recuperación o saneamiento que haya adoptado.
- ❖ Dar cumplimiento adicionalmente a todos los procedimientos y normas que en materia de HSE establezca Petrominerales y por la legislación Nacional aplicable a las actividades de subsuelo durante la ejecución del well testing.

7.15.4. MANEJO DEL MANTENIMIENTO DE MAQUINARIA Y EQUIPOS Y MANEJO DE COMBUSTIBLES

- ❖ Los equipos como tanques de almacenamiento de crudo deben cumplir con lo establecido en el Artículo 20 al 23 del Decreto 823 de 1990.
- ❖ Para el almacenamiento, manejo, transporte, distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo y el transporte por Carrotanques de petróleo crudo, se debe tener en cuenta lo establecido en el Decreto 823 de 1990.
- ❖ El Contratista debe mantener en buen estado de funcionamiento toda su maquinaria, con el fin de evitar escapes de lubricantes o combustibles que puedan afectar los suelos, cursos de agua, aire y organismos.
- ❖ El equipo móvil, incluyendo maquinaria pesada, deberá operarse de tal manera que cause el mínimo deterioro a los suelos, vegetación y cursos de agua en el sitio de la obra o servicio. No se permite el uso, tránsito, estacionamiento ni lavado de equipo móvil en lechos de quebradas u otros sitios distintos a las áreas destinadas para este fin.
- ❖ El aprovisionamiento de Combustible y mantenimiento del equipo móvil y otra maquinaria, incluyendo lavado, deberá realizarse en tal forma que estas actividades no contaminen los suelos o las aguas, los residuos deberán ser retenidos y tratados por el contratista y dispuestos en lugares autorizados por la autoridad ambiental competente, siempre con previo aval del gestor del contrato.
- ❖ Se colocará material impermeable sobre el suelo en un espacio suficiente que cubra el área de intervención en el equipo para los engrases, lubricaciones, cambios de aceite, líquidos o la verificación de los niveles de éstos en caso que sea necesario. De ser posible se efectuará esta actividad en zonas duras.

- ❖ Durante cambios de aceites se colocará debajo del punto de drenaje del motor una bandeja metálica o un recipiente de boca ancha para evitar que se generen derrames.
- ❖ Para el trasvase de los aceites drenados se contará con los envases de boca ancha, resistentes a golpes y deformaciones para el almacenamiento de los aceites o líquidos usados y/o sobrantes en el mantenimiento.
- ❖ Si se presenta un derrame de combustible, lubricante o alguna sustancia grasosa o aceitosa se contendrá el derrame de forma inmediata y se cortará el flujo del mismo, y se esparcirá arena o tierra sobre el líquido derramado o se empleará una estopa para absorberlo. De no poder detener el flujo se contará con un recipiente adecuado para almacenar temporalmente los fluidos.
- ❖ Para los casos de goteos o flujos durante el mantenimiento se dispondrá de un recipiente para contenerlo en caso de no poder detener el flujo. Todos los residuos sólidos contaminados (estopa, trapos, tierra, arena, recebo, etc.) serán dispuestos según lo establecido en el Programa de Gestión de Residuos sólidos establecido por Petrominerales.
- ❖ El aceite usado será entregado o almacenado hasta contar con un volumen suficiente para ser entregado a un recolector autorizado por la autoridad ambiental. Para esto, se contará con una zona de almacenamiento que cuente con dique impermeable que contenga el 110% del volumen almacenado, de igual manera contará con piso impermeable, techo que proteja de la acción del clima y cerramiento perimetral para aislar esta zona del exterior.

7.15.5. MANEJO DE COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES

- ❖ El combustible requerido para el funcionamiento de generadores y equipos será almacenado en tanques, cuya capacidad dependerá de los equipos empleados. El área de tanques de combustible estará protegida con un dique de confinamiento con el 110% del volumen total del tanque de almacenamiento de mayor tamaño.
- ❖ En el área de los diques se contará con válvulas de evacuación y cierre ante una contingencia. El piso del área de tanques y las paredes del dique serán impermeables para garantizar la contención de posibles derrames. Estas áreas estarán debidamente señalizadas y con los equipos necesarios para la atención de contingencias.
- ❖ Por ningún motivo se permitirá el tanqueo, cambio de aceite y lavado de maquinaria, equipos o vehículos, en los cuerpos de agua (incluyendo su ronda hidráulica) o en sitios que no hayan sido acondicionados para el manejo y tratamiento de las aguas residuales generadas por esta actividad.

7.15.6. MANEJO DE RESIDUOS SÓLIDOS

❖ Acciones Generales

La supervisión del manejo integral de los residuos sólidos generados en el desarrollo del proyecto dado por los diferentes contratistas será responsabilidad

de la empresa; por lo tanto el Contratista deberá presentar copia de los permisos, licencias, concesiones y/o autorizaciones para su manejo y disposición final expedidas por las autoridades ambientales competentes, de los terceros que contrate para el manejo, tratamiento y disposición final de los residuos sólidos. La gestión integral de los residuos incluye las acciones de generación, separación y recolección, almacenamiento, transporte y disposición final. Las generalidades se especifican a continuación y los detalles por tipo de residuo posteriormente:

❖ **Generación**

Para la generación se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Buenas prácticas de reducción, reúso y reciclaje por medio de un control de inventarios y capacitación de personal.
- Reemplazo de materias primas de carácter peligroso por materias primas de carácter no peligroso, o menos peligrosos.
- Buen uso de todos los productos químicos antes de que caduquen y se transformen en residuos peligrosos y si así fuera darle el manejo, transporte y disposición final adecuados.
- Cambio en los tipos de envase, para reducir la cantidad de envases contaminados.
- Devolución de envases usados a los proveedores para su reúso.
- Elaboración y desarrollo de un programa de minimización y capacitación en el manejo de los residuos desde el punto de generación hasta el almacenamiento. Este programa contará con entrenamientos permanentes para cada uno de los generadores de residuos, donde se impartan los conocimientos básicos necesarios para prevenir la generación de residuos peligrosos y manejo responsable de dichos residuos cuando sean generados, y así mismo, la forma de actuar ante situaciones de emergencia.




❖ **Separación y Recolección**

- Se realizará reciclaje de materiales en todos los procesos
- Se conformarán grupos de aseo que se encarguen del manejo de los residuos y de esta manera se mantendrán las áreas de trabajo en adecuadas condiciones de aseo. Los grupos de aseo trasladarán diariamente las canecas con los residuos a las áreas de acopio temporal y realizarán la clasificación antes de su disposición.
- El personal encargado de dicha labor utilizará para la manipulación de los residuos domésticos los elementos de protección personal: (casco, gafas, guantes respirador contra el polvo, peto de cuero, botas con puntera de acero, overol o camisa con manga larga) y para la manipulación de los residuos peligrosos acorde a los riesgos de acuerdo a lo recomendado en la hoja de seguridad del producto del cual se genera el residuo.
- En el momento de recolección de los residuos se verificará que no se mezclen unos con otros, especialmente los residuos peligrosos, garantizando así que los residuos sean transportados según la separación previamente realizada. En el caso de los residuos peligrosos se

establecerán las incompatibilidades de mezcla de acuerdo con la normatividad ambiental.

Para la recolección de los residuos se requiere utilizar canecas de 55 galones, que pueden ser metálicas o plásticas con tapa impermeable y removible. Para la separación en la fuente se utilizarán canecas con su respectiva bolsa plástica de acuerdo al código de colores establecido por Petrominerales. A continuación se presenta el código de colores establecido por Petrominerales:

Tabla 98. Código de Colores Residuos Sólidos

Color	Tipo de Residuo
	Papel, cartón y Vidrio
	Envases de plástico, bolsas, PVC, PET (gaseosa litro), soplado, recipientes de bebidas, etc.
	Peligrosos: Vendas, gasas, jeringas, algodones, curas, medicamentos vencidos y clínica. También se deben recolectar luminarias, baterías y residuos químicos (detergentes, limpiadores, aerosoles, etc) y de igual manera el papel de servicios sanitarios.
	Residuos de comida, cáscaras de frutas, servilletas, papel aluminio, hojalata, papel y cartón húmedos con características que los hacen no reciclables.

Fuente. Petrominerales.

A diario se recolectarán los residuos sólidos de las canecas por separado de acuerdo con su categoría, para ser llevados hacia el sitio de acopio en la caseta ubicada en la locación o en los sitios destinados para tal fin. De allí la empresa contratista los retirará para su manejo y disposición final.

Se debe contar con personal entrenado y equipos específicos para el manejo y evacuación de los residuos. Es importante que la empresa haga énfasis en la sensibilización a las comunidades del área de influencia directa del proyecto y a los trabajadores del mismo, acerca de la importancia del reciclaje.

❖ Almacenamiento

La caseta de almacenamiento o área destinada para el acopio de residuos deberá contar con señalización, en la cual se encuentren las instrucciones y recomendaciones sobre la manipulación de los residuos sólidos.

Teniendo en cuenta que la manipulación de los residuos sólidos será manual, el peso total del recipiente de almacenamiento, incluido el contenido, no debe exceder los 41 kg. Si dicho peso fuese superior se moverá con ayuda mecánica.

Diariamente, verificarán el estado de los recipientes y los lavarán con la frecuencia necesaria para remover los residuos adheridos a sus paredes. Todos los recipientes, incluidos canecas, empaques y bolsas, permanecerán debidamente tapados para evitar la generación de olores y vectores y el derrame de lixiviados.

Se debe llevar un registro donde se cuantifique y especifique la disposición final de los residuos orgánicos, reciclables y peligrosos, ya sean manejados por la empresa o por sus contratistas.

❖ **Transporte**

Se tendrá especial cuidado para que los empaques o bolsas que contengan los residuos no se rompan o se salgan del vehículo transportador. Se debe presentar ante el MADS y ante la autoridad ambiental las actas de compromiso de los convenios o el contrato realizado con las empresas especializadas que se encargarán del transporte, manejo, tratamiento y disposición final de los residuos reciclables o aquellos que vayan a ser entregados a terceros, relacionando el número de las respectivas licencias y/o permisos ambientales otorgados por la autoridad ambiental competente y el plan de contingencias para el transporte de las empresas que se encargarán de la respectiva recolección, manejo y disposición final.

7.15.7. RESIDUOS SÓLIDOS DOMÉSTICOS

❖ **Generación y separación**

Este tipo de residuos corresponden a aquellos provenientes de oficinas y del casino, entre los cuales se encuentran; vidrio, cartón, plástico, papel, residuos orgánicos, textiles, etc. Estos serán clasificados, separados según su tipo y almacenados temporalmente en canecas etiquetadas, las que posteriormente serán llevadas hacia un lugar adecuado para su disposición final, con la frecuencia que se requiera. Se almacenará temporalmente los residuos de acuerdo con los colores que exige la Guía Técnica 024 del ICONTEC teniendo en cuenta el tipo de residuo y previa clasificación, identificando los respectivos recipientes con etiquetas.

Se propenderá por reducir el volumen de los residuos siempre que sea posible aplicando presión sobre el residuo a fin de compactarlo.

❖ **Manejo y Disposición**

En la Tabla 99 se describe el manejo y la disposición de los residuos sólidos domésticos de acuerdo con su clasificación:

Tabla 99. Manejo de Residuos Sólidos Domésticos

TIPO DE RESIDUO		MANEJO	DISPOSICIÓN
Orgánicos	Lavazas, restos de comida provenientes de las áreas de alimentación y de las bodegas de alimentos	Se dispondrán y almacenarán en bolsas negras dentro de canecas debidamente cubiertas, se levantarán las respectivas actas de entrega.	Podrá ser entregados a la comunidad para el levante de animales
Reciclables	Vidrio, papel limpio, cartón, plásticos y chatarra como piezas de equipos	Se realizara la clasificación en la fuente y posteriormente se dispondrán en canecas con bolsas plásticas de color verde .	Deben ser almacenados, para finalmente ser entregados a cooperativas de recicladores de la región o rellenos sanitarios municipales autorizados. Se llevará un soporte de la remisión a las empresas recicladoras, donde conste la fecha y cantidad de residuos de acuerdo a su clasificación
Incinerables/No reciclables	Papeles sanitarios, gasas, algodón, vendas	Se almacenará en bolsas de color rojo dentro de canecas debidamente señalizadas.	Serán entregados a empresas especializadas en el manejo de este tipo de residuos que cuenten con la autorización ambiental respectiva

Fuente: Petrominerales

Como medidas complementarias del manejo de los residuos sólidos domésticos se tendrá en cuenta lo siguiente:

- ❖ En las oficinas se contará con dos canecas, una para el manejo de los residuos orgánicos y otra para residuos reciclables, con bolsas de colores verde y negro.
- ❖ Los recipientes contarán con tapa, estarán marcados por colores y ubicados en un sitio cubierto.

- ❖ Se realizará periódicamente la divulgación de los procedimientos de minimización y clasificación.
- ❖ Se implementará un sistema de registro de generación de residuos por tipo.
- ❖ Por ningún motivo se depositarán residuos sólidos en fuentes superficiales de agua.
- ❖ Con respecto a los residuos patógenos tales como: gasas, jeringas, vendajes, algodones, guantes quirúrgicos, etc, se deberán almacenar transitoriamente en recipiente plásticos herméticos durante el transporte de estos residuos peligrosos. La disposición final de estos residuos se debe efectuar de acuerdo con lo establecido en el decreto 2676 de 2000.
- ❖ Se deben presentar actas o certificados de recibo de todos los residuos sólidos entregados a terceros para el respectivo manejo, dentro de los informes de cumplimiento ambiental presentado ante el Ministerio. En caso de ser un relleno sanitario, éste debe contar con licencia ambiental o en su defecto empresas que cuenten con licencias para su disposición final.
- ❖ Los escombros serán entregados a empresas que cuenten con Licencia ambiental para la realización de estas actividades.

7.15.8. Residuos Sólidos Industriales

❖ Generación y separación

Los residuos sólidos industriales adicionales que se generan durante el Well Testing serán generalmente residuos metálicos, chatarras, canecas, y otros residuos metálicos, se clasificarán en reciclables y no reciclables y serán almacenados temporalmente en recipientes debidamente marcados según corresponda y dispuestos en áreas provistas de techo y superficie endurecida.

En el caso de la instalación de tuberías soldadas, construcción de tanques o actividades donde se realicen trabajos de soldadura y sea necesario verificar las uniones, los residuos generados en las pruebas radiográficas serán almacenados y dispuestos por el contratista encargado del material radiográfico.

Los materiales como arena, pedazos de ladrillos y gravilla se podrán almacenar temporalmente en un área de la plataforma donde no afecte el suelo.

❖ Manejo y Disposición

En la Tabla 100 se describe el manejo y la disposición de los residuos sólidos industriales de acuerdo con su clasificación.

Tabla 100. Manejo de Residuos Sólidos Industriales

TIPO DE RESIDUO		MANEJO	DISPOSICIÓN
Reciclables	Latas, papel, cartón, vidrio, plástico,	Se realizará la clasificación en la fuente y	Deben ser almacenados, para finalmente ser entregados a cooperativas

	chatarra	posteriormente se dispondrán en canecas con bolsas plásticas. Se dispondrán y almacenarán en bolsa de color verde .	de recicladores de la región o rellenos sanitarios municipales autorizados. Se llevará un soporte de la remisión a las empresas recicladoras, donde conste la fecha y cantidad de residuos de acuerdo a su clasificación
No reciclables/ Incinerables impregnados con hidrocarburos	Textiles, papel, cartón, tela oleofilica, suelos, etc., impregnados de hidrocarburos	Se almacenará en bolsas de color rojo dentro de canecas debidamente señalizadas	Serán entregados a empresas especializadas en el manejo de este tipo de residuos que cuenten con la autorización ambiental respectiva

Fuente: Petrominerales

7.15.9. RESIDUOS SÓLIDOS PELIGROSOS O ESPECIALES

❖ Generación y separación

Son aquellos residuos que por sus características corrosivas, reactivas, explosivas, tóxicas, inflamables, infecciosas o radiactivas puede causar riesgo o daño para la salud humana y el ambiente. Así mismo, se consideran residuos peligrosos los envases, empaques y embalajes que hayan estado en contacto con ellos. Para la clasificación de este tipo de residuos se tendrá en cuenta la clasificación hecha en el Anexo I y II del Decreto 4741 de 2005.

El almacenamiento temporal de los residuos especiales no se podrá realizar por más de 12 meses. PMG., deberá dar cumplimiento al Decreto 4741 de 2005, así como su disposición final. Durante el transporte de este tipo de residuos, la interventoría HSE, verificará las condiciones de hermeticidad de los recipientes, los cuales se etiquetarán con el tipo de residuos que se transportan.

❖ Manejo y Disposición

En la Tabla 101 se describe el manejo y la disposición de los residuos sólidos especiales de acuerdo con su clasificación.

Tabla 101. Manejo de Residuos Sólidos Especiales

CLASIFICACIÓN DEL RESIDUO		MANEJO	DISPOSICIÓN
Peligrosos o especiales	Envases y empaques de productos químicos (fibras, papel, plástico y recipientes) y partes y piezas de equipo con características peligrosas (baterías, por ejemplo).	Serán almacenados dentro de la bodega de almacenamiento de químicos debidamente organizado	Serán devueltos a los proveedores para su disposición final
	Residuos contaminados con hidrocarburos como trapos, cartón y madera impregnada de hidrocarburos de origen petrogénico no halogenados, entre otros.	Se deberán almacenar transitoriamente en recipientes plásticos herméticos los cuales se etiquetarán identificando el tipo de residuos.	Luego del almacenamiento conducidos a un incinerador que cumpla con las exigencias establecidas en las Resoluciones 058 de 2002 y 0886 de julio 27 de 2004, o entregados a un gestor autorizado para su tratamiento y disposición final.

Fuente: Petrominerales

Los suelos contaminados por derrames de aceites, crudo u otro residuo peligroso no podrán ser tratados con los demás residuos generados. En caso de darles tratamiento en el sitio de la locación mediante biodegradación (si la Licencia Ambiental así lo permite), presentar la respectiva ficha de manejo ambiental especificando el manejo integral de dichos residuos o en su defecto este residuo deberá ser entregado a una empresa Licenciada para tal fin, la empresa debe presentar los respectivos soportes y autorizaciones ambientales de la empresa que contrate para llevar a cabo dicha disposición.

7.15.10. MANEJO DE RESIDUOS LÍQUIDOS

❖ Acciones Generales

- Bajo la premisa de ahorro y uso eficiente de los recursos, se adoptará como medida de minimización, el ahorro del recurso hídrico, propendiendo por la disminución de residuos líquidos a tratar, durante la ejecución de las actividades de Well Testing.
- Se maximizará la recirculación de efluentes, así como la protección de drenajes naturales que pueden ser de alguna manera afectados por la ejecución de obras o actividades asociadas al Well Testing de los pozos.

- Para prevenir la contaminación de aguas lluvias dentro de las Plataforma, se incorporará un sistema de canales perimetrales, para direccionar el recurso hídrico no contaminado al ambiente no intervenido.
- Los equipos se lavarán en el momento que se requiera utilizando la menor cantidad de agua posible con el fin de minimizar la generación de aguas residuales.
- No se permitirá lavar los vehículos en el área de operación, ni fuera de ella como en las vías o drenajes naturales.
- En todos los sitios o áreas donde se manejen o almacenen hidrocarburos, productos químicos, aceites usados y elementos o materiales que puedan contaminar o degradar los recursos naturales, se debe instalar la infraestructura necesaria para el manejo de los mismos que garantice que no se presente contaminación del suelo de las áreas donde se ubique. En el caso de almacenamiento de sustancias líquidas como combustibles, lubricantes y aceites residuales, se deberá instalar un dique perimetral sobredimensionado en un 10% con relación al volumen de los tanques de almacenamiento.
- Se garantizará que antes del inicio del Well Testing se encuentren funcionando los sistemas previstos para el manejo y disposición de las aguas residuales domésticas e industriales.
- Se presentarán certificados de recibo de todos y cada una de las entregas de aguas residuales domésticas y/o industriales que se hagan a terceros especializados durante las diferentes etapas del proyecto, en los ICA y el MADS. Igualmente se deben entregar copia de los permisos ambientales con que cuentan las empresas contratadas para el transporte y disposición final de las aguas residuales generada.
- Indicar en los ICA el volumen de líquidos domésticos e industriales generados mensualmente, discriminando por tipo de residuo, el destino de los mismos, los procedimientos realizados, así como los sitios de disposición final; se deberá presentar copia de las actas de entrega a terceros especializadas indicando: empresa, fecha y sitio de entrega, tipo de residuo líquido y volumen.
- Se realizará un monitoreo mensual o según indique a Licencia Ambiental, durante la etapa de pruebas cortas y extensa de producción, del afluente y el efluente de las plantas de tratamiento de aguas residuales domésticas (PTARD) o de los tanques sépticos según sea el caso.
 - Residuos Líquidos Esperados

En la Tabla 102 se presentan los diferentes tipos de aguas residuales que se presentarán durante la ejecución del Proyecto:

Tabla 102. Aguas Residuales Producidas Durante el Well Testing

CLASIFICACIÓN		TIPO
Aguas Domésticas	Aguas Negras	Servicios sanitarios
	Aguas Grises	Duchas, lavamanos, cocina
Aguas Industriales		Aguas de escorrentía Aguas provenientes de plataforma Agua de la formación Agua residuales del Well testing Actividades de lavado y mantenimiento de equipos

Fuente: Petrominerales

❖ **AGUAS RESIDUALES DOMÉSTICAS**

- **Generación y Separación:** Los residuos líquidos domésticos se generen en el campamento y en las áreas administrativas. Las aguas negras provienen de las baterías sanitarias y las grises proceden de las duchas, lavaplatos y lavamanos. Su manejo y tratamiento se realizarán de manera separada.
- **Manejo y Tratamiento:** Aguas grises: Las aguas grises procedentes de la cocina, lavandería, duchas y casino, serán conducidas por una línea que las llevará a la trampa de grasas y posteriormente serán conducidas a una caja de mezcla donde llega el efluente de la Planta de Aguas Residuales Domésticas Tratadas, para luego ser dispuestas junto con las aguas residuales industriales tratadas las cuáles se enviarán a un tanque australiano o piscinas de tratamiento (que también recibe aguas residuales industriales tratadas donde se realiza su mezcla, ajuste y control de calidad), para finalmente disponerlas en un área de aspersion del campo, entregarlas a un tercero que cuente con los debidos permisos o de acuerdo a lo indicado por la Autoridad Ambiental.
- Aguas Negras: Las aguas negras provenientes de un sistema sanitario conformado por unidades sanitarias portátiles que deberán descargar sobre tubería o fosas excavadas en tierra, las cuales serán clausuradas al finalizar la ejecución de la obra o de acuerdo lo indique la autoridad ambiental.
- Se requerirá de la instalación de un sistema de lodos activados del cual se retirarán los lodos periódicamente para su tratamiento en lechos de secado para utilizarlos posteriormente como abono orgánico en las áreas sujetas a revegetalización.

- El agua que sale de la planta será sometida a desinfección con cloro (Hipoclorito de Sodio) y posteriormente se bombeará al tanque antes de disponerlas adecuadamente.

❖ RESIDUOS LÍQUIDOS INDUSTRIALES

- **Generación y Separación**

Teniendo en cuenta el Decreto 4741 del 30 de diciembre de 2005 del MAVDT y de acuerdo con los Anexos I y II del mismo, se identificaron los siguientes residuos líquidos peligrosos que se podrían generar durante todas las actividades de perforación y pruebas de producción del proyecto, de la siguiente manera: Los residuos peligrosos más representativos generados durante las etapas de Well testing serán: Aceites usados y sobrantes de combustibles y lubricantes.

- **Manejo y Tratamiento**

Aguas de formación: Las aguas provenientes de formaciones deben ser tratadas para poder realizar disposición final de acuerdo a lo establecido por la Autoridad Ambiental.

Aguas de lavado de equipos: Estas aguas ingresarán al sistema de tratamiento después de pasar por el Skimmer. Antes del inicio del Well Testing de un pozo debe asegurarse y garantizar que se encuentren funcionando los sistemas previstos para el manejo y disposición de las aguas residuales domésticas e industriales.

Residuos líquidos aceitosos (aceite usado): Se almacenarán en canecas o recipientes con tapa para luego transportarlo fuera del área de Well Testing y entregado a un gestor autorizado.

Aguas de producción: Se recolectarán en canecas de 55 galones con tapa y se almacenarán temporalmente en un dique con Geomembrana y sacosuleos, para luego ser trasladados por terceros a sitios autorizados por la autoridad ambiental competente para su manejo y disposición final. Los contratistas serán responsables de la devolución de los residuos a sus bases o proveedores, con el fin que éstos hagan el manejo y disposición final.

Los residuos líquidos aceitosos generados por el mantenimiento de maquinaria y equipos, así como los materiales peligrosos se deben almacenar en un sitio seguro que cuente con piso impermeabilizado y sistema de cunetas perimetrales – Skimmer, conectadas al sistema de tratamiento de aguas industriales. (STARI).

- **Almacenamiento y transporte:**

Aguas Residuales: Las aguas residuales contaminadas se almacenarán en *frac Tank* o tanques portátiles, con las debidas medidas de protección y control para evitar un incidente ambiental. Antes de su utilización, el *frac tank* se inspeccionarán para constatar que no presenten daños y/o roturas. Todas las aguas residuales serán transportadas a los sitios de disposición final por medio de líneas de flujo y/o Carrotanques. Los conductores serán entrenados y conocerán el riesgo del tipo de materiales y sustancias que transportan, de acuerdo a lo establecido en el Decreto 1609 de 2002.

Aguas de Escorrentía: Estas serán conducidas por el canal perimetral de la plataforma de cada locación y de equipos, hacia un *skimmer* donde se separarán las fases aceite-agua. El agua será enviada al sistema de tratamiento y la nata de aceite se recolectará en canecas para ser entregados a terceros que cuenten con los permisos ambientales pertinentes o se llevará hacia un sumidero, para posteriormente reincorporarse al sistema de producción.

Para el Well Testing en las locaciones se tendrán en cuenta las siguientes medidas de manejo de estas áreas y los residuos generados:

- En caso de fugas se actuará de inmediato con medidas de control, como colocar recipientes de recolección, o materiales absorbentes.
- Se mantendrán limpios los equipos y áreas, evitando derrames que puedan afectar las aguas de escorrentía. En caso que ocurra, hacer de inmediato la limpieza y reportar al supervisor ambiental.
- Todos los canales y cunetas permanecerán limpias y libre de obstáculos.
- Se verificará que los *skimmer* estén limpios y se retirará periódicamente la capa sobrenadante de aceite.
- Colocar diques y barreras de contención en las áreas de mayor riesgo de contaminación.
- Colocar protectores alrededor de las zonas de ubicación de equipos y de operación.
- Ubicar en sitios bajo cubierta los materiales peligrosos (químicos) y demás materiales que puedan afectar las aguas lluvias por arrastre.

Revisar continuamente las uniones, acoples, niveles de los tanques de almacenamiento de combustible, crudo y químicos para evitar o detectar fugas.

Vertimiento y Disposición de Aguas Residuales

La disposición final para todas las aguas residuales, se hará previa verificación de cumplimiento de las normas de vertimiento establecidas en el Decreto 1594 de 1984 y de acuerdo a lo autorizado por la Autoridad Ambiental, las cuales posiblemente puedan ser:

1. Disposición en áreas de aspersión
2. Riego en vías
3. Entrega a terceros
4. Reinyección

Adicionalmente se debe verificar que la tasa de aplicación de agua, no podrá exceder la de infiltración del suelo.

Cuando el agua sea entregada a terceros se presentarán certificados de recibo de todos y cada una de las entregas de aguas residuales domésticas y/o industriales que se hagan a terceros especializados durante las diferentes etapas del proyecto, lo cual debe quedar reportado en los ICA's y ante el MADS. Igualmente se debe entregar copia de los permisos ambientales con que cuentan las empresas contratadas para el transporte y disposición final de las aguas residuales generada.

Se deberá indicar en los ICA el volumen de líquidos domésticos e industriales generados mensualmente, discriminando por tipo de residuo, el destino de los mismos, los procedimientos realizados, así como los sitios de disposición final; se deberá presentar copia de las actas de entrega a terceros especializadas indicando: empresa, fecha y sitio de entrega, tipo de residuo líquido y volumen

7.15.11. MANEJO DE RUIDO Y EMISIONES ATMOSFÉRICAS

Acciones Generales: Las posibles fuentes de contaminación del aire durante las pruebas de producción son el ruido y las emisiones atmosféricas (de gases y partículas) asociadas a la operación de motores de vehículos y maquinaria involucrados en las actividades constructivas, quema de gas durante las pruebas de producción y evaporación de aguas residuales industriales.

Manejo de Material Particulado: Durante la movilización de maquinaria, equipos y transporte de producto en época de bajas lluvias o en periodo seco, se aplicará riego en las zonas de concentraciones de vivienda próximas a la vía con el fin de evitar la re suspensión de material particulado, bien sea por el paso de vehículos o por la acción del viento. Esta medida se ejecutará mediante carrotanque con sus respectivos aditamentos que garanticen la aplicación uniforme del agua en los frentes de trabajo.

Sincronización y mantenimiento de equipos y maquinaria: Los vehículos, maquinaria y equipos vinculados al proyecto serán sometidos a mantenimientos periódicos según la hoja de vida de cada uno y las especificaciones del fabricante, con lo cual se evitará que se genere combustión incompleta o ruido. Se garantizará la buena sincronización y carburación de los motores mediante inspecciones pre operacionales y mantenimientos predictivos y preventivos a la maquinaria, equipos y vehículos de transporte (cambios de aceite, filtros limpieza). Para llevar a cabo estos

mantenimientos se adecuarán áreas de talleres en las locaciones, los cuales contarán con las medidas de manejo del caso para la buena gestión de los residuos sólidos, líquidos y gaseosos que se puedan generar. Cuando la intervención sea mayor, la maquinaria, equipo o vehículo será trasladado a un sitio autorizado para su mantenimiento; se exceptúan mantenimientos de fuerza mayor. Se propenderá porque los equipos empleados en el proyecto presenten bajas emisiones atmosféricas y por el no uso de sustancias que deterioren la capa de ozono.

Infraestructura de quemado de gases residuales: Si bien el artículo 73 del Decreto 948 de 1995, reglamentado por la Resolución 619 de 1997, establece que la actividad de quema de gas producido durante las pruebas cortas y extensas en el desarrollo de la etapa de perforación exploratoria no requiere el otorgamiento de permiso de emisiones atmosféricas, se debe garantizar el cumplimiento de los estándares de emisión permitidos y los parámetros de calidad de aire de las Resoluciones 909 de 2008 y 601 de 2006 y el Decreto 979 de 2006, expedidos por el MAVDT, principalmente a lo que se menciona en el literal c) del artículo 4º del Decreto 948 de 1995: "...Actividades Especialmente Controladas. Sin perjuicio de sus facultades para ejercer controles sobre cualquier actividad contaminante, se considerarán como actividades, sujetas a prioritaria atención y control por parte de las autoridades ambientales, las siguientes: c) La quema industrial o comercial de combustibles fósiles..." Por todo lo anterior el quemado de los gases residuales de los pozos se llevará a cabo mediante teas verticales. A continuación se presentan algunos lineamientos que se deben tener en cuenta:

- **Requerimientos ambientales:** Como en cualquier diseño de un sistema de control de emisiones atmosféricas, se tendrán en cuenta las normas ambientales vigentes que se deben cumplir en cuanto a calidad del aire, radiación térmica, luminosidad y ruido. De igual manera, se tendrán en cuenta las recomendaciones que al respecto formule la Autoridad Ambiental. De acuerdo con las características específicas de cada zona de localización de los pozos, se tendrán requerimientos sociales adicionales sumados a los ambientales. La presencia de viviendas y actividades agrícolas y pecuarias hacen más exigentes y controlados los sistemas de quemado de gas por los riesgos que estos representan no solo a nivel ambiental sino también de seguridad especialmente en cuanto a explosividad e inflamabilidad.
- **Llamas visibles:** Uno de los impactos de mayor adversidad en el ambiente es la luminosidad producida por la llama de combustión del gas, cuyo tamaño depende de la velocidad de flujo y la caída de presión. En la medida que la llama sea lo menos visible, es decir que las barreras refractarias sean superiores en altura, los efectos de la radiación y la luminosidad serán menores porque son controlados y la indisposición o molestias de la comunidad es mucho menor.
- **Diques de contención:** La tea se alojará en un dique que contará con cunetas perimetrales, de paredes y taludes impermeables con un grado adecuado de inclinación para evitar afectaciones al entorno circundante. El piso del dique será impermeabilizado y contará con canales recolectores de agua que conducirán los líquidos a trampas de grasas. Las dimensiones de los diques podrán variar de un pozo a otro de acuerdo con las particularidades de cada proyecto.

- Mamparas o barreras de protección: Construidas en láminas metálicas revestidas de una Geomembrana refractaria. La altura total de la barrera será de aproximadamente 3.0 m (Cuando las condiciones lo requieran).
- Otras consideraciones:
 - Durante la etapa de construcción y uso de las teas horizontales se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones: Si durante la construcción de la tea se detecta un nivel freático alto se cerrará la excavación y ubicará otro sitio con condiciones freáticas bajas.
 - Si existe vegetación circundante a la tea, se procederá a realizar una poda para evitar su afectación. El borde del foso se ubicará a una distancia mínima de 30 m de la cobertura arbórea más próxima.
 - El borde de la tea quedará a una distancia de 30 m de cuerpos de agua y vías existentes. En este último caso de contarse con vías a menor distancia, se realizará cierre temporal de las mismas.
 - Durante la operación se hará seguimiento mediante inspecciones a las fuentes superficiales cercanas que puedan estar influenciadas por la apertura del dique donde se instalará la tea, de tal manera que se verifique que no se está presentando ningún cambio en sus condiciones.
 - Al finalizar los trabajos se retirarán los residuos que queden dentro del dique de la tea. En caso de ser necesario se caracterizará el agua almacenada al igual que el suelo del fondo de la piscina midiendo en el agua pH, conductividad, grasas y aceites y en el suelo TPH siempre y cuando los residuos sean aceitosos.
 - En el caso que el dique de la tea permanezca abierto, se hará seguimiento a la presencia de aguas lluvias, las cuales serán periódicamente drenadas al sistema de canales y cunetas de la locación previa verificación de los parámetros de pH, conductividad y ausencia de grasas y aceites. Adicionalmente, en los casos en que se encuentren por fuera de la malla de cerramiento de la locación, serán cercadas y señalizadas para prevenir incidentes con el personal vinculado a la operación y los vecinos.
- Información a autoridades y la comunidad sobre operación de las teas: Petrominerales informará a la autoridad ambiental sobre la ejecución de las pruebas de producción y su avance, incluidos los vecinos del área circundante sobre el alcance de la quema de gas y las medidas de manejo implementadas.
 - Cierre de la tea: Después de la terminación de las pruebas, y si no se prevé el uso posterior de la tea horizontal, se procederá su desmonte y el dique será rellenado, dejando el terreno conformado de acuerdo con las condiciones topográficas iniciales.
 - El área intervenida en inmediaciones del sitio de instalación de la tea será restaurada mediante la siembra de pastos o especies nativas
 - Estándares de Ruido Ambiental: Por medio de la resolución 627 del 7 de Abril de 2006, se estableció la norma nacional de emisión de ruido y ruido ambiental por las cuales se fijaron los límites máximos medidas en decibeles para cada uno de los sectores del territorio colombiano.

- Las actividades de Well Testing requieren el uso de equipos, maquinaria y vehículos que pueden incrementar los niveles de ruido ambiental del área.
- De acuerdo a lo establecido en la Resolución 627 del 7 de Abril de 2006, se establecen los límites máximos permisibles de niveles de emisión de ruido, lo cual se debe cumplir dependiendo del área donde se realice el Well Testing. En la Tabla 103, se presentan los límites máximos permisibles de niveles de emisión de ruido.

Tabla 103. Límites máximos permisibles de niveles de emisión de ruido

Sector	Subsector	Estándares máximos permisibles de niveles de ruido ambiental en dB(A)	
		Día	Noche
Sector A. Tranquilidad y Silencio	Hospitales, bibliotecas, guarderías, sanatorios, hogares geriátricos.	55	45
Sector B. Tranquilidad y Ruido Moderado	Zonas residenciales o exclusivamente destinadas para desarrollo habitacional, hotelería y hospedajes.	65	50
	Universidades, colegios, escuelas, centros de estudio e investigación		
	Parques en zonas urbanas diferentes a los parques mecánicos al aire libre		
Sector C. Ruido Intermedio Restringido	Zonas con usos permitidos industriales, como industrias en general, zonas portuarias, parques industriales, zonas francas.	75	70
	Zonas con usos permitidos comerciales, como centros comerciales, almacenes, locales o instalaciones de tipo comercial, talleres de mecánica automotriz e industrial, centros deportivos y recreativos, gimnasios, restaurantes, bares, tabernas, discotecas, bingos, casinos.	70	55
	Zonas con usos permitidos de oficinas.	65	50
	Zonas con usos institucionales.		
	Zonas con otros usos relacionados, como parques mecánicos al aire libre, áreas destinadas a espectáculos públicos al aire libre, vías troncales, autopistas, vías arterias, vías principales.	80	70
Sector D. Zona Suburbana o Rural de Tranquilidad y Ruido Moderado	Residencial suburbana.	55	45
	Rural habitada destinada a explotación agropecuaria.		
	Zonas de Recreación y descanso, como parques naturales y reservas naturales.		

Fuente: Resolución 627 del 7 de abril de 2006

- Control de ruido: Dependiendo de la procedencia del ruido, se procederá a realizar el control respectivo, actuando:

En la fuente: Reducción del impacto lo más posible, evitar las fricciones, utilizar aisladores y amortiguadores, utilizar lubricación adecuada.

- Diseño de Equipos y Maquinaria (mantenimiento, carcasas, anclaje, motores).
- Diseño de las Instalaciones.

- Selección de Materiales.
- Diseño de los Procesos, entre otros.

En el medio: Aislar el equipo (encerrar todo o una parte al equipo fuente de ruido con algún material aislante). Existen diferentes formas entre ellos:

- a) Aislamiento anti vibrátil
 - b) Revestimiento absorbentes del sonido
 - c) Apantallado
 - d) Blindajes 0
 - e) Cabinas
-
- Determinación de niveles de ruido: Durante las pruebas de Well Testing se deben verificar los niveles de ruido ambiental a fin de garantizar el cumplimiento de lo establecido en la Resolución 627 de 2006, para lo cual se deben realizar monitoreo de ruido los cuales se realizarán de acuerdo a lo establecido por la Autoridad Ambiental.

8. CONCLUSIONES

- ❖ Se elaboró un manual de recomendaciones con las mejores técnicas, metodologías y buenas prácticas para el diseño, montaje y operación de las pruebas iniciales de producción en los pozos exploratorios de Petrominerales Colombia.
- ❖ El presente manual se entregó a Gerencia de Produccion y es una guía para los ingenieros de producción en todas las etapas que conllevan el desarrollo de las pruebas iniciales de producción, como son: Planeación, Diseño, Montaje: eléctrico, mecánico e instrumentación; y operación, y de esta manera se realizan las pruebas de producción con asertividad cumpliendo los estándares de la industria; obteniendo así información valiosa para Petrominerales.
- ❖ El manual describe los procesos necesarios para la planeación y diseño de las facilidades iniciales de producción de los pozos exploratorios de Petrominerales Colombia
- ❖ Se realizó la estandarizar las obras civiles necesarias para el montaje de las facilidades para las pruebas iniciales de producción
- ❖ Se recopilaron y seleccionaron los estándares y normativas de la industria aplicables al montaje eléctrico de las facilidades para las pruebas iniciales de producción.
- ❖ El manual describe los trabajos necesarios para la construcción mecánica y de instrumentación de las facilidades para las pruebas iniciales de producción aplicando los estándares propios de la industria.
- ❖ Se identificaron los criterios básicos para la operación de las facilidades de las pruebas iniciales de producción.
- ❖ Se realizó recopilación y selección de los estándares y normas de HSE Nacionales y de Petrominerales Colombia aplicables a todas las etapas de las pruebas de producción.
- ❖ Los métodos, técnicas, sistemas, equipos y demás elementos incluidos en este manual no proporcionan toda la información de seguridad concerniente a su uso o implementación y pueden variar en mayor o menor grado según cada caso en el que requieran ser implementados en la práctica. Es responsabilidad de quien utilice esta información el garantizar el cumplimiento e implementación de prácticas seguras.

- ❖ Este documento está sujeto a revisión en cualquier momento y debe ser revisado periódicamente según la evolución de las operaciones de la compañía.

9. BIBLIOGRAFIA

American Association of State Highways and Transportation Officials (AASHTO), Estados Unidos, 2010

American Iron and Steel Institute (AISI), Estados Unidos, 2008

American National Standards Institute (ANSI): ANSI A 14.3, ANSI A 90.1, ANSI B30.2, ANSI B30.5, ANSI B30.9, ANSI/ISA-5.1-2009, ANSI/ISA-51.1-1979 (R1993), ANSI/ISA-S7.0.01-1996. Estados Unidos,

American Society for Testing and Materials (ASTM), Estados Unidos, 2009

American Society of Mechanical Engineering (ASME): ASME B16.11, ASME B16.20, ASME B16.47, ASME B16.5, ASME B30.10, ASME B30.14, ASME B30.17, ASME B30.20, ASME B30.22, ASME B30.23, ASME B30.5, ASME B30.9, ASME B31.3, ASME B56.1, ASME B56.6, ASME B56.7, ASME PTC 19.2, ASME PTC 19.3 TW, ASME PTC 19.5, ASME SECTION VIII DIV. 1. Estados Unidos, 2002

American Welding Society (AWS), Estados Unidos, 2002

American Petroleum Institute: API 16C, API 510, API 537, API 570, API 5L, API 6A, API RP 500, API RP 520 PT II, API RP 540, API RP 551, API RP 552, API RP 553, API RP 576, API STD 520 PT I, API STD 527, API STD 618, API STD 653, API STD 672, Estados Unidos, 2002

COLOMBIA, Código Colombiano de la Construcción: Decreto 0283 de 1990

COLOMBIA, Instituto Colombiano de Productores de Cemento (ICPC), 2012

International Standard Organization (ISO), Estados Unidos, 2000

NFPA: NFPA 101, NFPA 11-2012, NFPA 20-2010, NFPA 24-2010, NFPA 30-2012, NFPA 497, NFPA 70E, NFPA 72, NFPA 780, NFPA-30. Estados Unidos, 2012

RETIE, Colombia, 2008