



Informe Final

Estándares de los sistemas de medición en las actividades de la cadena de prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo -GLP-

Universidad Tecnológica de Pereira
Facultad de Ingeniería Mecánica
Pereira



Universidad
Tecnológica
de Pereira



Tabla de contenido

Capítulo 1. Definición de los parámetros nacionales e internacionales de medición del GLP	18
Definición del GLP	20
1. Hidrocarburos	20
2. Otros componentes del GLP	21
Análisis del GLP por país	23
1. Estados Unidos.....	23
2. España.....	56
3. Perú.....	70
4. Chile	90
5. México	111
6. Colombia	126
Capítulo 2. Diagnóstico sistemas de medición usados por la industria	143
Requerimientos por agente	144
1. Cadena de GLP en Colombia [82].....	144
2. Descripción del problema	148
3. Principales indicadores de calidad (normatividad)	150
4. Indicadores de cantidad.....	190
5. Conclusiones acerca de los requerimientos por agente	224
Diagnóstico sobre la medición de la calidad y cantidad del GLP en Colombia	226
1. Muestra para el diagnóstico	226
2. Estudio por agente.....	228
3. Comparación de parámetros de medición establecidos en el Informe con los aplicados por cada empresa	318
4. Evaluación (diagnóstico)	321
Capítulo 3. Recomendaciones sobre el sistema de medición	328
Medición de las características del GLP.....	330
1. Calidad del GLP	330
2. Cantidad de GLP.....	355
3. Presiones de suministro.....	392
4. Muestreo	398
Corrección de medición del volumen entre agentes y al usuario final [105].....	405
1. Corrección por temperatura [105]	406
2. Corrección por presión [105]	406
3. Proceso de facturación acorde a los procedimientos de corrección de volumen	411
4. Densidad del producto [109]	417
Sistema de Contabilidad de Líquidos [107]	417
1. Medidores de densidad [109].....	418
2. Instalación [109]	418



Modelo de pérdidas de un agente	419
Ejemplo 1 basado en un modelo ideal.....	423
Ejemplo 2 Modelo sin corrección de volumen	426
Ejemplo 3 modelo con corrección considerando errores en la instrumentación.....	429
Ejemplo 4 Modelo sin calcular la masa en fase gaseosa	432
Ejemplo 5 Modelo considerando la incertidumbre	434
Formula tarifaria tanques multiusuarios.....	438
Recomendaciones generales.....	440
Capítulo 4. Definición de responsabilidades y diseño del programa de gradualidad en la implementación de los sistemas de medición	442
Puntos de control de la calidad del GLP en la cadena de distribución	442
Responsabilidad en la medición.....	446
1. Comercializador mayorista	447
2. Comercializadores.....	450
3. Transportador	452
4. Distribuidor	454
5. Comercializador minorista	462
Mantenimiento y calibración de los equipos de medición	462
Medición de calidad.....	463
2 Medición Cantidad.....	469
Análisis y cálculo de los costos de Administración, Operación y Mantenimiento -AOM-, para la inversión requerida en GLP	475
1. Cálculo de los gastos de AOM.....	475
2. Descripción	477
Resumen de inversión.....	481
Programa de gradualidad en la implementación [101]	491
Socialización de resultados	494
Objetivo	494
Asistentes	494
Presentación	495
Observaciones	496
1. Factor de corrección de volumen por temperatura	497
2. NFPA 58 - Liquefied Petroleum Gas Code.....	505
3. Medición de producto en más de una fase de agregación	506
Sugerencias.....	507
Conclusiones.....	509
Bibliografía	514
Anexos.....	522
Anexo A. Esquema general de la cadena de producción y distribución de GLP	522
Anexo B. Indicadores de calidad [58-71]	523
Anexo C. Indicadores de cantidad	527
Anexo D. Tablas comparativas de normatividad por país, [59 – 80]	532
Anexo E. Resumen de las visitas	537
Anexo F. Material Magnético Soporte.	587



Lista de tablas

Tabla 1. Principales distribuidores de GLP en EEUU.	32
Tabla 2. Consumo, precio y gastos en la industria de GLP en EEUU en 2005.	35
Tabla 3. Indicadores de cantidad y calidad en la cadena de custodia de GLP en EEUU.	54
Tabla 4. Unidades utilizadas para la comercialización (EEUU).	55
Tabla 5. Balance Nacional GLP 2005 en España.	57
Tabla 6. Medición de cantidad y calidad en la cadena de custodia de GLP en España.	68
Tabla 7. Unidades utilizadas para la comercialización (España).	69
Tabla 8. Participación por asociaciones en el mercado de empresas envasadoras de GLP en Perú.	76
Tabla 9. Principales empresas distribuidoras de GLP (Perú).	78
Tabla 10. Aspectos de la comercialización de GLP en Perú.	80
Tabla 11. Leyes relacionadas con la comercialización de GLP en Perú y Colombia.	80
Tabla 12. Medición de cantidad y calidad en la cadena de custodia de GLP (Perú).	87
Tabla 13. Unidades utilizadas para la comercialización en Perú.	88
Tabla 14. Medición de cantidad y calidad en la cadena de custodia de GLP (Chile).	109
Tabla 15. Unidades utilizadas para la comercialización	110
Tabla 16. Medición de cantidad y calidad en la cadena de custodia de GLP (México)	123
Tabla 17. Unidades utilizadas para la comercialización	124
Tabla 18. Medición de cantidad y calidad en la cadena de custodia de GLP en Colombia.	140
Tabla 19. Unidades utilizadas para la comercialización.	141
Tabla 20. Número de empresas por actividad del sector de GLP [82].	147
Tabla 21. Principales indicadores de calidad según NTC y ASTM.	149
Tabla 22. Valores de referencia para algunas variables medibles a diferentes tipos de GLP.	151
Tabla 23. Valores de referencia para algunos componentes de diferentes tipos de GLP.	152
Tabla 24. Porcentajes máximos para los componentes del GLP (Colombia).	172
Tabla 25. Porcentajes máximos para los componentes del GLP (Estados Unidos).	172
Tabla 26. Porcentajes máximos para los componentes del GLP (España).	172
Tabla 27. Porcentajes para los componentes del GLP (Chile).	172
Tabla 28. Porcentajes máximos para los componentes del GLP (Perú).	173
Tabla 29. Porcentajes máximos para los componentes del GLP (Argentina).	173
Tabla 30. Porcentajes máximos para los componentes del GLP (México).	173
Tabla 31. Requerimientos propuestos para la composición del GLP.	174
Tabla 32. Especificaciones para propano comercial.	174
Tabla 33. Especificaciones para butano comercial.	174
Tabla 34. Especificaciones para mezclas propano-butano.	174
Tabla 35. Especificaciones para propano de uso especial.	174
Tabla 36. Composiciones químicas promedio (y desviación estándar) del GLP en Colombia según su fuente de producción.	188
Tabla 37. Valores de referencia para los principales indicadores de calidad.	189
Tabla 38. Requerimientos de calidad por agente	190
Tabla 39. Incertidumbres de los instrumentos de los tanques [90].	222



Tabla 40. Termómetros de mercurio usados para hidrocarburos* .	222
Tabla 41. Precisión mínima en cambios de custodia para medidas dinámicas de temperatura en petróleos o derivados del petróleo.	223
Tabla 42. Especificaciones de termómetros electrónicos portátiles* .	223
Tabla 43. Tiempo mínimo de inmersión recomendado para termómetros.	223
Tabla 44. Comentarios sobre medidores electrónicos para uso con hidrocarburos.	224
Tabla 45. Valores de referencia para los principales indicadores de calidad.	224
Tabla 46. Requerimientos de instrumentación por agente* .	225
Tabla 47. Número de empresas visitadas por agente.	226
Tabla 48. Localización de los comercializadores mayoristas.	226
Tabla 49. Localización de los transportadores.	226
Tabla 50. Localización de los tanques estacionarios.	226
Tabla 51. Localización Plantas de envasado* .	227
Tabla 52. Localización redes de usuarios.	227
Tabla 53. Cilindros en plantas de envasado.	227
Tabla 54. Indicadores y normatividad asociada comercializadores mayoristas.	231
Tabla 55. Calidad GLP Ecopetrol 2012.	232
Tabla 56. Comparación entre el GLP producido en Colombia y los límites propuestos.	233
Tabla 57. Comparación entre el GLP producido en Colombia y regulación NTC 2303.	234
Tabla 58. Lista de chequeo de indicadores Ecopetrol Barrancabermeja.	236
Tabla 59 Medidores máscos Ecopetrol Barrancabermeja.	237
Tabla 60. Listados de procedimiento de calibración Ecopetrol Barrancabermeja [21].	237
Tabla 61. Lista de chequeo de indicadores Ecopetrol Cartagena.	238
Tabla 62. Instrumentación Ecopetrol Cartagena* .	239
Tabla 63. Listados de procedimiento de calibración Ecopetrol Cartagena [21].	239
Tabla 64. Listado de chequeo indicadores VIDAGAS Manizales.	240
Tabla 65. Instrumentos Vidagas Manizales.	241
Tabla 66. Lista de chequeo de indicadores Vidagas Cúcuta.	242
Tabla 67. Instrumentación Vidagas Cúcuta.	243
Tabla 68. Listado de chequeo indicadores Colgas Yumbo.	244
Tabla 69. Instrumentación Colgas Yumbo.	245
Tabla 70 Laboratorios, parámetro calibrado e intervalo de calibración.	245
Tabla 71. Lista de chequeo indicadores Envagas Puerto Salgar.	246
Tabla 72. Instrumentación Envagas Puerto Salgar.	247
Tabla 73. Lista de chequeo indicadores Asogas/Colgas Mosquera.	248
Tabla 74. Instrumentación Asogas/Colgas Mosquera.	249
Tabla 75. Indicadores calidad y cantidad transportadores	251
Tabla 76. Lista de chequeo de indicadores Ecopetrol Yumbo.	253
Tabla 77. Instrumentación Ecopetrol Yumbo.	253
Tabla 78. Listados de procedimiento de calibración Ecopetrol Yumbo [21].	253
Tabla 79. Laboratorios de calibración y parámetro calibrado.	254
Tabla 80. Intervalos de calibración.	254



Tabla 81. Lista de chequeo indicadores Ecopetrol Mansilla.....	256
Tabla 82. Instrumentación Ecopetrol Mansilla	256
Tabla 83. Listados de procedimiento de calibración Ecopetrol Mansilla [21].	256
Tabla 84. Indicadores distribuidores	260
Tabla 85. Lista de chequeo de indicadores Norgas Girón.	262
Tabla 86. Instrumentación Norgas Girón.....	262
Tabla 87. Lista de chequeo de indicadores Vidagas Cúcuta.	263
Tabla 88. Instrumentación Vidagas Cúcuta.	264
Tabla 89. Listado de chequeo Vidagas Yumbo.....	265
Tabla 90. Instrumentos Vidagas Yumbo.	265
Tabla 91. Listado de chequeo VIDAGAS Manizales.....	266
Tabla 92. Instrumentos tanques estacionarios Vidagas Manizales.	267
Tabla 93. Instrumentos envasadora Vidagas Manizales.	267
Tabla 94. Lista de chequeo indicadores Vidagas Bogotá*.....	268
Tabla 95. Instrumentación Vidagas Bogotá.	269
Tabla 96. Instrumentación Vidagas Cauca.	270
Tabla 97. Instrumentación Vidagas Cauca.	271
Tabla 98. Listado de chequeo Chilco Marinilla.	272
Tabla 99. Instrumentación Chilco Marinilla.	273
Tabla 100. Listado de chequeo Chilco Puerto Salgar.	274
Tabla 101. Instrumentación Chilco Puerto Salgar.	275
Tabla 102. Lista de chequeo indicadores Asogas/Colgas Bogotá*.....	276
Tabla 103. Instrumentación Asogas/Colgas Bogotá.	277
Tabla 104. Lista de chequeo indicadores Colgas San Francisco*.....	278
Tabla 105. Instrumentación Colgas San Francisco.	278
Tabla 106. Lista de chequeo de los indicadores Colgas Saldaña.	279
Tabla 107. Instrumentación Colgas Saldaña.	280
Tabla 108. Lista de chequeo indicadores Asogas/Colgas Manizales*.....	281
Tabla 109. Instrumentación Asogas/Colgas Manizales.	282
Tabla 110. Listado de chequeo Asogas/Colgas Yumbo.	283
Tabla 111. Instrumentación tanques estacionarios Asogas/Colgas Yumbo.	284
Tabla 112. Instrumentación planta de envasado Asogas/Colgas Yumbo.	284
Tabla 113. Listado de chequeo Asogas/Colgas Quibdó.....	285
Tabla 114. Instrumentación Asogas/Colgas Quibdó.	286
Tabla 115. Laboratorios, parámetro calibrado e intervalo de calibración.....	286
Tabla 116. Lista de chequeo indicadores Envagas Puerto Salgar.	287
Tabla 117. Instrumentación Envagas Puerto Salgar.....	288
Tabla 118. Laboratorios, parámetro calibrado e intervalo de calibración.....	288
Tabla 119. Lista de chequeo de indicadores Provigas San Andrés.	289
Tabla 120. Instrumentación Provigas San Andrés.....	290
Tabla 121. Lista de chequeo de indicadores Vidagas Cartagena.	291
Tabla 122. Instrumentación Vidagas Cartagena.	292



Tabla 123. Lista de chequeo indicadores Norgas Cúcuta*.	293
Tabla 124. Instrumentación Norgas Cúcuta.	293
Tabla 125. Listado de chequeo Asogas/Colgas Mosquera.	294
Tabla 126. Indicadores Asogas/Colgas Mosquera.	295
Tabla 127. Lista de chequeo de indicadores Inprogas San Gil.	297
Tabla 128. Instrumentación Inprogas San Gil.	297
Tabla 129. Lista de chequeo de indicadores Inprogas Charalá.	299
Tabla 130. Listado de procedimientos de calibración Inprogas Charalá.	299
Tabla 131. Listado de chequeo de indicadores Nacional De Servicios Públicos Socorro.	300
Tabla 132. Instrumentación Nacional de Servicios Públicos Socorro.	301
Tabla 133. Lista de chequeo de indicadores Norgas Charalá.	302
Tabla 134. Instrumentación Norgas Charalá.	303
Tabla 135. Lista de chequeo de indicadores Norgas San Gil.	305
Tabla 136. Instrumentación Norgas San Gil.	305
Tabla 137. Lista de chequeo indicadores Norgas Villa Nueva.	306
Tabla 138. Instrumentación Norgas Villa Nueva.	307
Tabla 139. Lista de chequeo de indicadores Proviservicios El Playón.	308
Tabla 140. Instrumentación proviservicios El Playón.	309
Tabla 141. Lista de chequeo de indicadores Proviservicios Málaga.	310
Tabla 142. Indicadores Proviservicios Málaga.	311
Tabla 143. Lista de chequeo de indicadores Proviservicios Zapatoca.	313
Tabla 144. Instrumentación Proviservicios Zapatoca.	313
Tabla 145. Lista de chequeo de indicadores Surcolombiana de Gas Palestina.	314
Tabla 146. Instrumentación Surcolombiana de Gas Palestina.	315
Tabla 147. Lista de chequeo de indicadores Proviservicios Rio de Oro.	317
Tabla 148. Instrumentación Proviservicios Rio de Oro.	317
Tabla 149. Indicadores para productores e importadores.	318
Tabla 150. Cumplimiento de Indicadores	319
Tabla 151. Indicadores para transportadores.	319
Tabla 152. Cumplimiento de Indicadores. Tanques estacionarios	320
Tabla 153. Cumplimiento de Indicadores en plantas de envasado.	320
Tabla 154. Cumplimiento de Indicadores para distribución por redes.	321
Tabla 155. Productores e importadores, cumplimiento por empresa.	322
Tabla 156. Productores e importadores, cumplimiento por indicador.	322
Tabla 157. Comercializadores, cumplimiento por empresa.	323
Tabla 158. Comercializadores, cumplimiento por indicador.	323
Tabla 159. Transportadores. Cumplimiento por empresa.	324
Tabla 160. Transportadores, cumplimiento por indicador.	324
Tabla 161. Cumplimiento por empresas, plantas de envasado.	325
Tabla 162. Cumplimiento por indicador, plantas de envasado.	325
Tabla 163. Cumplimiento por empresas, tanques estacionarios.	326
Tabla 164. Cumplimiento por indicador, tanques estacionarios.	326



Tabla 165. Cumplimiento de indicadores de calidad y cantidad de los distribuidores de redes.	327
Tabla 166. Cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad por empresa.	327
Tabla 167. Normas técnicas colombianas relacionadas con la calidad del GLP (Editorial ICONTEC).	331
Tabla 168. Normas Técnicas estadounidenses relacionadas con el GLP (Editorial ASTM)	333
Tabla 169. Requerimientos de composición del GLP según NTC 2303 (Colombia)	338
Tabla 170. Requerimientos de composición del GLP según ASTM D1835 (Estados Unidos).	339
Tabla 171. Requerimientos de composición del GLP (España).	339
Tabla 172. Requerimientos de composición del GLP (Chile).	339
Tabla 173. Requerimientos de composición del GLP (Perú).	340
Tabla 174. Requerimientos de composición del GLP (Argentina)	340
Tabla 175. Requerimientos de composición del GLP (México)	340
Tabla 176. Composición química del GLP según la fuente de producción (Colombia)	341
Tabla 177. Parámetros de calidad para el GLP	344
Tabla 178. Requisitos para los cuatro tipos comerciales de GLP según NTC 2303.	345
Tabla 179. Valores típicos para propiedades del GLP en Colombia según su fuente de producción.	346
Tabla 180. Normas técnicas colombianas relacionadas con la calidad del GLP (Editorial ICONTEC).	349
Tabla 181. Normas técnicas estadounidenses relacionadas con el GLP (Editorial ASTM)	350
Tabla 182. Requerimientos de composición del GLP según NTC 2303 (ASTM D1835).	352
Tabla 183. Parámetros de calidad para el GLP.	352
Tabla 184. Requisitos para los cuatro tipos comerciales de GLP según NTC 2303 (ASTM D1835).	353
Tabla 185. Recomendación sobre el requerimiento de las variables para cada uno de los agentes de la cadena de suministro de GLP en Colombia.	354
Tabla 186. Normas técnicas colombianas relacionadas con la medición de flujo GLP (Editorial ICONTEC).	355
Tabla 187. Capítulos Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS).	356
Tabla 188. Normas técnicas ISO relacionadas con la medición de hidrocarburos (Editorial ISO).	359
Tabla 189. Recomendaciones internacionales relacionadas con la medición de hidrocarburos (Editorial OIML).	360
Tabla 190. Estándares asociados al GLP emitidas por la NFPA.	360
Tabla 191. Tabla comparativa de los indicadores y la normatividad para el GLP respecto a la cantidad discriminada por países.	362
Tabla 192. Valores límite superior e inferior de los caudales para medidores tipo diafragma.	368
Tabla 193. Intervalo máximo y numeración de los dispositivos indicadores para medidores tipo diafragma.	368
Tabla 194. Errores máximos permisibles en medidores tipo diafragma.	369
Tabla 195. Valores límite superior e inferior de los caudales para medidores tipo rotativo.	370
Tabla 196. Errores máximos permisibles en medidores tipo rotativo*.	370
Tabla 197. Valores para el flujo transicional en función del rango de trabajo.	370
Tabla 198. Clases de exactitud para sistemas de medición OIML R 117-1.	372
Tabla 199. Límites para el error máximo permisible en sistemas de medición según su clase.	372
Tabla 200. Límites para el error máximo permisible en sistemas de medición con resolución en volumen o en masa menores a 2l (2kg).	373
Tabla 201. Termómetros de mercurio usados para hidrocarburos*.	374



Tabla 202. Precisión mínima en cambios de custodia para medidas dinámicas de temperatura en petróleos o derivados.....	374
Tabla 203. Especificaciones de termómetros electrónicos portátiles*.....	375
Tabla 204. Comentarios sobre medidores electrónicos para uso con hidrocarburos.....	375
Tabla 205. Requisitos para los medidores de nivel de líquido.....	378
Tabla 206. Métodos recomendados por la OIML D10 para determinar los intervalos de calibración para instrumentos de medida.....	379
Tabla 207. Normas técnicas colombianas relacionadas con la medición del flujo de GLP (Editorial ICONTEC).....	386
Tabla 208. Capítulos del Manual Of Petroleum Measurement Standards (MPMS).....	386
Tabla 209. Estándares asociados al GLP emitidas por la NFPA.	387
Tabla 210. Recomendaciones Internacionales relacionadas con la medición de hidrocarburos (Editorial OIML).....	387
Tabla 211. Recomendaciones Internacionales relacionadas con la medición de hidrocarburos (Editorial OIML).....	387
Tabla 212. Indicadores a ser medidos o verificados para cada agente	446
Tabla 213. Características que debe tener un densímetro para tener acreditación por parte de la ONAC.	470
Tabla 214. Cuentas objeto de administración operación y mantenimiento.....	477
Tabla 215. Gastos AOM porcentual, comercializador mayorista y transportador con medidor tipo coriolis	479
Tabla 216. Gastos AOM porcentual, comercializador mayorista y transportador con medidor tipo turbina	479
Tabla 224. Etapas para la implementación de un proyecto [101].	493
Tabla 225. Cronograma para el cumplimiento del programa de gradualidad.	493
Tabla 223. Indicadores de calidad para el propano comercial.	523
Tabla 224. Indicadores de calidad para el butano comercial	524
Tabla 225. Indicadores de calidad para el propano y butano comercial	525
Tabla 226. Indicadores de calidad para el propano y butano para uso automotor.	526
Tabla 227. Termómetros de mercurio usados para hidrocarburos [71]*	527
Tabla 228. Precisión mínima en cambios de custodia para medidas dinámicas de temperatura en petróleos o derivados del petróleo [72].....	527
Tabla 229. Especificaciones de termómetros electrónicos portátiles [73]*	527
Tabla 230. Tiempo mínimo de inmersión recomendado para termómetros.....	527
Tabla 231. Comentarios sobre medidores electrónicos para uso con hidrocarburos.....	529
Tabla 232. Medición del nivel en hidrocarburos líquidos estacionarios [74][75]	529
Tabla 233. Medición del nivel en hidrocarburos líquidos estacionarios [74][75]	530
Tabla 234. Medición del nivel en hidrocarburos líquidos estacionarios presurizados [80]	530
Tabla 235. Parámetros para la medición de caudal y flujo másico en GLP [76] [77] [78] [79]	531
Tabla 236. Tabla comparativa sobre el mercado y la regulación asociada al GLP discriminada por países	532
Tabla 237. Tabla comparativa de los indicadores y la normatividad para el GLP respecto a la calidad discriminada por países	533
Continuación Tabla 237. Tabla comparativa de los indicadores y la normatividad para el GLP respecto a la calidad discriminada por países	534



Continuación Tabla 237. Tabla comparativa de los indicadores y la normatividad para el GLP respecto a la calidad discriminada por países	535
Tabla 238. Tabla comparativa de los indicadores y la normatividad para el GLP respecto a la cantidad discriminada por países	536
Tabla 239. Tanques estacionarios de la muestra de Vidagas	537
Tabla 240. Tanques de la muestra de Asogas	538
Tabla 241. Tanques estacionarios de Asogas.....	541
Tabla 242. Tanques estacionarios de la muestra en San Francisco	542
Tabla 243. Tanques estacionarios de la muestra en Caldas	550
Tabla 244. Tolerancias de llenado de cilindros	552
Tabla 245. Comparación de básculas en Envagas Puerto Salgar	554
Tabla 246. Análisis de llenado cilindros.....	556
Tabla 247. Tanques estacionarios de la muestra en Yumbo.	557
Tabla 248. Tolerancias de llenado de cilindros en Marinilla	559
Tabla 249. Tolerancias para el llenado de cilindros en Cauca	562
Tabla 250. Tanques estacionarios de la muestra en Yumbo.	563
Tabla 251. Tanques de almacenamiento de Girón.	564
Tabla 252. Medidores másicos en la refinería de Barranquebermeja	569



Lista de figuras

Figura 1. Volumen de ventas de GLP en EEUU durante la década de 1930.	25
Figura 2. Distribución del consumo de GLP como fuente energética en EEUU.	27
Figura 3. Fuentes de GLP en EEUU.	29
Figura 4. Esquema de un sistema de distribución de GLP típico en EEUU.	29
Figura 5. Distribución de plantas de producción de gas natural en EEUU.	31
Figura 6. Distribución de refinerías en EEUU.	32
Figura 7. Densidad de estaciones de servicio por estado en EEUU.	33
Figura 8. Sistema de distribución para productos del petróleo (España).	58
Figura 9. Cadena de suministro de GLP en España.	60
Figura 10. Cadena de comercialización de GLP (Perú).	72
Figura 11. Producción nacional de GLP antes y después del ingreso de Pluspetrol en Perú.	74
Figura 12. Balance energético de GLP en Chile.	93
Figura 13. Esquema de gas licuado en Chile.	94
Figura 14. Responsabilidades finales contempladas para la venta del producto.	97
Figura 15. Diagrama de flujo instituciones sector hidrocarburos [34]	99
Figura 16. Puntos de fiscalización en la cadena de producción, transporte y distribución de GLP.	100
Figura 17. Regulación de las actividades del mercado nacional de GLP.	117
Figura 18. Marco legal del mercado de GLP en México.	119
Figura 19. Estructura del sector GLP en Colombia.	129
Figura 20. Temperatura de evaporación de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar para diferentes mezclas de GLP.	181
Figura 21. Altura sobre el nivel del mar vs presión de vapor para propano y butano puros.	182
Figura 22. Presión de vapor vs temperatura ambiental para diferentes mezclas de GLP.	184
Figura 23. Poder calorífico superior del gas natural y de diferentes mezclas de GLP.	185
Figura 24. Índice de Wobbe para diferentes mezclas de GLP.	186
Figura 25. Costo de la cantidad de combustible necesaria para evaporar un metro cúbico de agua a condiciones estándar.	187
Figura 26. Elementos constitutivos de un sistema electrónico de medición.	192
Figura 27. Guía selección desplazamiento positivo y turbina.	195
Figura 28. Diagrama de Instalación de un medidor tipo desplazamiento positivo.	198
Figura 29. Sección de flujo.	200
Figura 30. Diagrama de Instalación del medidor tipo turbina.	200
Figura 31. Diagrama de Instalación medidores coriolis.	203
Figura 32. Corte transversal de un dispositivo de medición de nivel de llenado tipo rotogage [90].	216
Figura 33. Vista exterior de un dispositivo de medición de nivel de llenado tipo rotogage [90].	216
Figura 34. Vista exterior de un dispositivo de medición de nivel de llenado tipo magnético [90].	218
Figura 35. Corte transversal dispositivo de medición de nivel de llenado tipo magnético [90].	219
Figura 36. Dial de termómetro bimetalico en un tanque estacionario de GLP [90].	221
Figura 37. Manómetro [90].	222
Figura 38. Esquema comercializadores mayoristas, productores.	229
Figura 39. Esquema comercializadores mayoristas, comercializadores.	230
Figura 40. Esquema de los transportadores.	251
Figura 41. Esquema de distribuidores en plantas de envasado.	258
Figura 42. Esquema distribuidores tanques estacionarios.	259
Figura 43. Esquema distribuidores por redes.	260



Figura 44. Configuración básica para ELMS.....	371
Figura 45. Descomposición funcional máquina de drenado/llenado cilindros para GLP	391
Figura 46. Algoritmo para la determinación del factor de corrección por temperatura.....	410
Figura 47. Puntos de medición de la calidad de GLP en la cadena de distribución.....	443
Figura 48. Coeficientes de corrección (CTL) a través de tres normas técnicas para un rango de temperaturas entre 0 y 40 °C.	504
Figura 49. Consumo final de energía eléctrica por habitante en América Latina y el Caribe	Error!
no definido.	Marcador



Introducción

El Gas Licuado de Petróleo -GLP- es una alternativa energética para muchos hogares de Colombia, particularmente por su facilidad de suministro a comunidades pequeñas y a poblaciones fuera de la infraestructura de transporte de gas natural. El GLP se ha posicionado como alternativa energética por ser una fuente económica, segura y limpia.

La cadena productiva del GLP en Colombia está conformada por agentes encargados de la producción, la importación, la exportación, la comercialización, el transporte y la distribución. Entre estos agentes se presenta una interacción directa y cada uno de ellos debe recibir y/o entregar el producto bajo condiciones de calidad y cantidad adecuadas.

La medición de la cantidad garantiza la transparencia de las operaciones comerciales entre los diferentes agentes de la cadena productiva, y protege al usuario final de recibir la cantidad establecida en el producto adquirido. La medición de la calidad vela por la seguridad de las instalaciones y del personal en toda la cadena, y garantiza que el usuario final reciba un producto que cumpla con especificaciones normalizadas.

Las condiciones de calidad y cantidad deben estar soportadas por normas nacionales e internacionales que direccionan los requerimientos (indicadores) que cada agente debe cumplir, mediante la realización de pruebas de laboratorio y con el uso y aplicación de buenas prácticas de medición.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es un ente regulador de servicios públicos para los mercados de energía y gas pertenecientes al territorio colombiano y fue creado a partir de las **leyes 142 y 143 de 1994**. Entre los objetivos fundamentales de la comisión se encuentra el de crear regulaciones sobre los mercados en relación con los precios, la seguridad, la calidad y la cantidad.



En Colombia, ICONTEC es el instituto encargado de expedir la normatividad técnica. Para el caso del GLP se han expedido normas que tiene como objetivo indicar las características del producto (densidad, residuos disueltos, volatilidad, presión de vapor, cantidad de azufre, cantidad de sulfuro de hidrógeno entre otras), la toma de muestras para análisis y el equipo involucrado en el manejo y transporte e instrumentación básica. Sin embargo, en el caso de la medición de cantidad y calidad aún no existe una normatividad completa.

Actualmente, los precios y las condiciones de venta del GLP se encuentran regulados, sin embargo, no existe una regulación claramente definida sobre la medición de la cantidad y la calidad del GLP a lo largo de las transacciones realizadas en los diferentes puntos de transferencia de custodia.

La CREG, a través de un proyecto conjunto con la Universidad Tecnológica de Pereira, tiene la intención de avanzar en el análisis e implementación de una regulación precisa sobre la medición de la cantidad y la calidad del GLP. Se pretende inicialmente diagnosticar todos los sistemas de medición a nivel nacional en contraste con la regulación internacional y la normatividad técnica vigente, y sugerir lineamientos para la creación de una regulación detallada sobre la medición de cantidad y calidad del GLP durante el cambio de custodia, que sea adecuada para la industria del país y que garantice al usuario final un producto de buena calidad a un precio adecuado.

En la primera fase del estudio se realizó la recopilación del estado del arte nacional e internacional de la normatividad vigente en cuanto a las prácticas de medición de la calidad y cantidad del producto; el estado del arte se utilizó como referencia para definir los estándares del sistema de medición de la cadena de producción de GLP en cuanto a calidad y cantidad. En la revisión de la normatividad vigente internacional, se tuvieron en cuenta países como Estados Unidos, España, Chile, Perú, y México. En cada uno de estos se analizaron las normas gubernamentales que rigen las regulaciones relacionadas con la medición en la cadena productiva de GLP. Con respecto a la normatividad nacional, se



realizó la revisión cronológica de las resoluciones de la CREG relacionadas con el GLP. Con la información recopilada en esta primera fase se establecieron los criterios necesarios para generar los indicadores y procedimientos que permitan identificar y calificar la medición de la calidad y la cantidad del producto.

Los indicadores y criterios analizados en la primera fase se tomaron como punto de partida para la segunda fase en la que se realizó el diagnóstico de los sistemas de medición que utilizan los agentes nacionales para la medición de la calidad y cantidad del GLP en cada una de las actividades de la cadena de GLP en Colombia, identificando la situación actual de cada uno de los indicadores y las prácticas utilizadas por las empresas para la determinación de la calidad y la cantidad del producto recibido o entregado. Dada la cantidad y dispersión geográfica de las empresas y de los puntos de medición, se trabajó con una muestra estadística representativa de las empresas, y una muestra estadística representativa de la medición que utilizan las empresas seleccionadas en la muestra aleatoria diseñada por la CREG.

La tercera fase del estudio consistió en las recomendaciones a adoptar en toda la cadena productiva sobre el sistema de medición de la calidad y de la cantidad de GLP que el grupo de trabajo de la Universidad Tecnológica realiza a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. Las recomendaciones están enfocadas a la manera de obtener las características de calidad y cantidad más relevantes del GLP; para ello, se tiene en consideración los antecedentes respecto a la normatividad técnica, la regulación, la composición química, metodologías y equipos de calibración, las propiedades del GLP y la información entregada por los agente visitados en el protocolo de requisición de información. En este informe se realiza el estudio de las correcciones de volumen de GLP que se requieren para determinar el volumen de GLP considerando la presión atmosférica, temperatura y otros factores que se llegasen a requerir para el proceso de facturación del gas entregado entre los agentes a lo largo de la cadena y al usuario final. En el estudio se



propone un modelo para evaluar las pérdidas de GLP para un agente durante un periodo de estudio.

En la última fase, se propuso un esquema completo de las responsabilidades de cada uno de los agentes en toda la cadena del GLP en cuanto a la medición de la cantidad y la calidad, al mantenimiento de los equipos de medición y del servicio técnico entre ellos, de acuerdo con los estándares de instrumentación propuesto y la gradualidad de la implementación. Se elaboró también un plan de inversión con miras a mejorar, en caso de requerirlo, el sistema de medición de la cantidad y calidad de GLP. En el plan de inversión se proyecta la definición de los procedimientos de calibración de los instrumentos.

Las fases de este proyecto se presentan en cuatro capítulos en este informe final, donde se recopiló toda la información, se adiciona la información de la socialización de los resultados y las conclusiones generales de todo el proyecto. Este estudio permitirá la generación de estándares de medición en cada actividad, a fin de garantizar la transparencia en las transacciones comerciales que se realizan a lo largo de la cadena de prestación del servicio del GLP entre los diferentes agentes.



Capítulo 1. Definición de los parámetros nacionales e internacionales de medición del GLP

Toda actividad industrial y comercial relacionada con hidrocarburos requiere mediciones de calidad y cantidad del producto a lo largo de la cadena productiva¹. La medida de la cantidad es imperante para garantizar el éxito de las transacciones comerciales entre los diferentes agentes, a la vez que permite realizar el balance de pérdidas a lo largo de la cadena de los hidrocarburos. Por su parte, la medición de la calidad se requiere para garantizar las propiedades del producto entregado y la seguridad en su manejo.

Estas mediciones, que permiten garantizar al usuario final un producto de buena calidad, seguro y con la cantidad acordada en la transacción comercial, deben ser realizadas según estándares contenidos en normas nacionales e internacionales, publicadas por entidades acreditadas tales como el *American Petroleum Institute* (API), la *American Standard for Testing and Materials* (ASTM) y el Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC).

Los estándares además de establecer los procedimientos y protocolos para la implementación de los sistemas de medición, ofrecen también una guía técnica para la operación e instalación de instrumentos, la determinación y control de la incertidumbre y el control metrológico de los mismos.

En Colombia, ICONTEC es el instituto encargado de expedir la normatividad técnica. Para el caso de los Gases Licuados de Petróleo (GLP), se han expedido normas con el objetivo de indicar las características del producto (densidad, residuos disueltos, volatilidad, presión de vapor, cantidad de azufre, cantidad de sulfuro de hidrógeno, entre otras), la toma de muestras para análisis y el equipo involucrado en el manejo, transporte e instrumentación básica.

¹ Se presenta en el Anexo A el esquema general de la cadena productiva y distributiva del GLP.



En este capítulo se presenta una definición del GLP, de sus componentes y un análisis comparativo de los aspectos normativos y técnicos del GLP en algunos países de interés:

1. Estados Unidos, país representativo de un mercado de libre competencia con un sinnúmero de proveedores y con capacidades técnicas superiores; 2. España, país miembro de la Unión Europea; 3. Perú, país homólogo a Colombia; 4. Chile, representante de un mercado con una reglamentación amplia respecto al tema a tratar; 5. México, país con clima y distribución política equivalentes al colombiano, además de ser uno de los mercados más grandes del mundo, y 6. Colombia. El objetivo fundamental de este análisis es establecer los parámetros e indicadores en la cadena de producción del GLP con los cuales se describen las mediciones sobre la cantidad y la calidad de GLP.

El análisis del GLP para cada uno de los países referidos consta de una reseña histórica, la estructura general de la cadena productiva y del mercado, la normativa asociada a la medición de calidad y cantidad, la corrección del volumen y el análisis de esta información.

El análisis de la normatividad compila los aspectos regulatorios relativos al mercado del GLP, seguido de un resumen de las leyes, decretos y resoluciones relacionados con la medición de la cantidad y la calidad del GLP. La información de este capítulo se complementa con los anexos B y C, cuadros-resumen que indica los parámetros relacionados con la medición de la calidad y cantidad del GLP, junto con el anexo D, donde se presenta la comparación por países de las normas técnicas correspondientes, para cada uno de los puntos de custodia en la cadena productiva.



Definición del GLP²³

A continuación se hace una breve descripción del GLP, de sus componentes y de cómo afectan estas las propiedades.

El GLP es un combustible gaseoso a condiciones normales de presión y temperatura (CNPT⁴). Está constituido por hidrocarburos (i.e. compuestos de carbono e hidrógeno) y contienen residuos e impurezas como azufre y nitrógeno. Las propiedades físicas del GLP (i.e. volatilidad y poder calorífico, entre otros) dependen de la composición química del mismo. Esta composición varía dependiendo de la fuente geográfica del petróleo crudo o de su proceso de obtención (secado de gas natural y refinamiento de petróleo).

El proceso de secado de gas natural utiliza calor y presión para extraer los hidrocarburos más pesados que el etano (entre ellos los pertenecientes a la familia del GLP) y así facilitar su transporte.

El proceso de refinamiento de petróleo usa químicos, catalizadores, calor y presión para realizar dos funciones: a) separar y combinar los tipos básicos de moléculas de hidrocarburos encontradas en el petróleo crudo en grupos de moléculas similares y b) arreglar las estructuras moleculares y los patrones de los enlaces. El GLP es el primer componente que sale de la torre de destilación.

1. Hidrocarburos

Los hidrocarburos pueden ser de tres tipos: parafínico, nafténico o cicloparafínico, y aromático.

² Nicholas P. Cheremisinoff, Paul Rosenfeld. *Handbook of Pollution Prevention and Cleaner Production* - Best Practices in The Petroleum Industry, William Andrew Inc., 2009.

³ Dennis P. Nolan Handbook of Fire & Explosion Protection Engineering Principles for Oil, Gas, Chemical, and Related Facilities, William Andrew Inc., 1996.

⁴ Condiciones Normales de Presión y Temperatura (CNPT): $T = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$ (o 273,15 K); $P = 1\text{ atm}$ (101,323 kPa).



Las parafinas o alcanos son hidrocarburos alifáticos saturados, es decir, no poseen anillos aromáticos y sus enlaces carbono-carbono son simples. Pueden formar cadenas lineales (i.e. normal) o cadenas ramificadas (i.e. isómero) y es importante mencionar que constituyen el principal componente de los productos gaseosos del petróleo (i.e. el gas natural y el GLP). Las parafinas ramificadas o isómeros son comunes en el GLP que provienen de petróleos nafténicos, el cual poseen un mayor índice de octano que las parafinas normales.

Los naftenos o cicloalcanos son hidrocarburos alifáticos saturados de estructura molecular cíclica. Se encuentran comúnmente más en las naftas que en los componentes gaseosos del petróleo como el GLP y el gas natural.

Los aromáticos son hidrocarburos cíclicos insaturados que poseen por lo menos un anillo de benceno en su estructura molecular. Por ejemplo, petróleos crudos con bajo contenido de carbono y alto contenido de hidrógeno serán ricos en parafinas, mientras que aquellos con alto contenido de carbono y bajo contenido de hidrógeno pueden presentar altas concentraciones de naftenos y aromáticos.

2. Otros componentes del GLP

Los gases licuados de petróleo son fracciones livianas (gaseosas) del petróleo, cuyos componentes principales son parafinas, sin embargo pueden contener bajos porcentajes de olefinas, alquinos, residuos e impurezas.

Las olefinas o alquenos son hidrocarburos alifáticos insaturados, no poseen anillos aromáticos y presentan uno o más enlaces dobles carbono-carbono, lo que implica dos hidrógenos menos que los alcanos. Las olefinas se generan por pirolisis⁵ mediante los

⁵ La pirólisis (del griego piro, 'fuego' y lisis, 'rotura') es la descomposición química de materia orgánica y todo tipo de materiales, causada por el calentamiento en ausencia de oxígeno.



procesos de cracking térmico y catalítico y no suceden frecuentemente de manera natural en el petróleo crudo sin procesar. El GLP proveniente del refinamiento del petróleo, tendiendo a ser más rico en olefinas que aquel obtenido del secado del gas natural.

Los alquinos son hidrocarburos alifáticos insaturados que poseen uno o más enlaces triples carbono-carbono y sus propiedades físicas son similares a las de los alquenos.

Las parafinas líquidas a condiciones normales de presión y temperatura (i.e. pentanos y más pesados) son considerados residuos dentro de la familia de los gases licuados de petróleo, debido a su baja concentración en el GLP y a que su presencia puede representar problemas operativos en ductos y equipos.

Las impurezas del GLP incluyen compuestos de azufre, compuestos de oxígeno y compuestos de nitrógeno. El azufre se presenta en tres formas: en su forma elemental, como sulfuro de hidrógeno (H_2S), o como compuestos (mercaptanos, sulfuros, disulfuros, tiofenos, entre otros). Todas las formas del azufre causan graves daños por corrosión de los materiales utilizados en su producción, manipulación y comercialización.

Los productos de la combustión de combustibles ricos en azufre generan contaminantes como ácido sulfúrico, dióxido de azufre y gases de efecto invernadero como monóxido y dióxido de carbono. Los compuestos de oxígeno incluyen fenoles, cetonas y ácidos carboxílicos. Los compuestos del nitrógeno se encuentran con frecuencia como compuestos básicos en las fracciones más livianas del petróleo crudo (i.e. el gas natural y el GLP). La descomposición de los compuestos de nitrógeno pueden causar corrosión y sus productos de combustión forman óxidos de nitrógeno que son contaminantes atmosféricos y forman lluvias ácidas.

Además de los elementos contaminantes presentes en el GLP existen otros factores medioambientales referentes a los hidrocarburos en general, incluyendo las parafinas. La



principal familia de contaminantes provenientes de las actividades de distribución y comercialización de los productos derivados del petróleo son los Compuestos Orgánicos Volátiles (COVs). Estos contaminantes surgen de las fugas en ductos de transporte⁶ y de los sistemas de ventilación. Otros contaminantes significativos incluyen: óxidos de azufre (SOx), sulfuro de hidrógeno (H₂S), material particulado y otros químicos tóxicos (ej. benceno).

Análisis del GLP por país

1. Estados Unidos

Estados Unidos de América (EEUU) es uno de los principales productores y consumidores de GLP en el mundo; su mercado internacional y su normatividad técnica sólida a lo largo de toda la cadena productiva lo convierte en un referente importante para el análisis de aspectos relacionados con la medición de la cantidad y la calidad.

a. Reseña histórica

La historia del GLP en EEUU inicia en los campos de petróleo Apalaches (occidente de Pennsylvania), cincuenta años después de que el petróleo fuera descubierto y producido en la región, aproximadamente en la segunda década del siglo XX (1910-1919). En aquel entonces el mercado del gas natural ya estaba desarrollado y la extracción de los líquidos contenidos en él era necesaria para su transporte. Estos líquidos eran obtenidos mediante la compresión del gas y fueron denominados *casing head gasoline* (posteriormente, Gas Licuado de Petróleo) y fueron utilizados, inicialmente, como combustible para el transporte automotor. Esta gasolina no podía ser usada o almacenada inmediatamente, puesto que se debía realizar una purga de los gases más volátiles y, además, no existían

⁶ Emisiones fugitivas: emisiones debidas a las fugas en ductos de transporte (corresponden al 50% de las emisiones totales).



métodos precisos para determinar la presión de vapor. Ambos factores causaron numerosos accidentes y explosiones durante el transporte y almacenamiento [1].

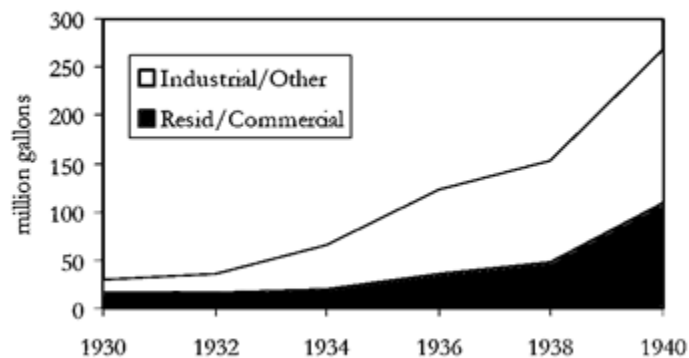
Alrededor de la misma década fueron desarrollados los primeros tanques presurizados de almacenamiento, utilizados, principalmente, para la cocción y la iluminación en granjas. Sin embargo, la comercialización de GLP fue más lenta. Inicialmente, fue utilizado como combustible para máquinas de corte de metal. Las ventas aproximadas anuales eran de 400 toneladas en 1922. Para el año de 1927 la industria fue impulsada, principalmente, por dos factores: el diseño de estufas con GLP como combustible por parte de algunas empresas y el desarrollo de tecnología propia para la extracción, lo que permitió la disponibilidad de los diferentes agentes para su utilización⁷. Un año después comenzó la producción de camiones cisterna para el transporte presurizado de GLP y la fabricación de tanques de almacenamiento doméstico e industrial para los consumidores finales [1].

En los años 1930 y 1931 fueron fundadas, respectivamente, la *Federal Power Commission* (FPC), posteriormente denominada *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), y la *National Bottled Gas Association*, que más tarde se convertiría en la *National Propane Gas Association* (NPGA). Mientras la primera tenía como objetivo el aseguramiento de mercados sostenibles y proteger los intereses ambientales, económicos y de seguridad del país; la segunda tenía como objetivo la representación de los miembros relacionados con la industria de distribución del GLP. A pesar de la depresión económica precedente a la segunda guerra mundial, las ventas a nivel nacional aumentaron desde 20 kt (miles de toneladas) en 1930 hasta 110 kt en 1934. Los consumidores durante esta época eran principalmente gente adinerada que compraba cilindros de 45 kg. Fue hasta 1936 que fueron comercializados cilindros más económicos de 10 kg. Para 1940, las ventas del GLP a nivel nacional eran alrededor de 600 kt. La Figura 1 muestra la evolución del volumen de venta en galones durante la década de 1930-1940.

⁷ La patente que protegía la tecnología fue derogada y su utilización fue liberada a nivel nacional.

Al inicio de la segunda guerra mundial las ventas del GLP disminuyeron debido a que gran parte de la producción fue requerida por el gobierno para fines bélicos. En la posguerra (1947) las ventas sobrepasaron 400 kt por año (3,5 millones de clientes). Durante esta época de expansión del mercado se manifestó una inminente escasez de tanques de almacenamiento y camiones transportadores. El almacenamiento subterráneo en cavernas tuvo que esperar hasta el año de 1950. El principal estado productor durante el nacimiento de la industria fue Oklahoma, pero durante la década de los años 1950-1960 otros estados surgieron como productores, entre los que se destacaron rápidamente Texas y Louisiana.

Figura 1. Volumen de ventas de GLP en EEUU durante la década de 1930.



Tomado de: The Story of LPG [1].

Debido al mejoramiento de la tecnología que permitió la extracción profunda del GLP, las ventas aumentaron de 7 Mt (millones de toneladas) en el año de 1950 a 34,8 Mt en el año de 1972. Este aumento incentivó el crecimiento de distribuidores en el país, desde los locales de menor tamaño, hasta aquellos con operaciones a nivel nacional. Se desarrollaron también las ventas mayoristas del GLP como materia prima para la industria petroquímica para finales de la década de 1960.

Los medios de transporte predominantes durante la década de los años 1950-1960 fueron férreas (aproximadamente 20 t-100 t) y marítimas (aproximadamente 6.000 m³). En los



años siguientes la industria tuvo su mayor periodo de expansión, desarrollando las infraestructuras de almacenamiento y transporte por ductos similares a sus tamaños actuales. Finalmente, el país recurrió a la industrialización del mercado durante la década de 1970-1980, mediante el inicio de la producción internacional (en medio oriente) y la exportación del producto.

Para el año de 1971, el Gobierno Federal ya había impuesto un control de precios para la industria hasta entonces sin regular[2]. Se generó un fuerte balance entre la oferta y la demanda del GLP, debido a la predicción de escasez de gas natural en el país y al aumento general en los precios de los hidrocarburos a causa de la crisis energética del año 1973. Las compañías que reaccionaron planeando grandes compras de gas para abastecimiento fueron rápidamente neutralizadas por el Gobierno Federal, causando un aumento en las importaciones, principalmente provenientes de Canadá y México (*National Energy Act of 1978*). Los factores regulatorios, aplicados mediante auditorías residenciales, impuestos y créditos, resultaron en grandes esfuerzos para economizar combustible a través de mejores aislamientos en hogares, menores temperaturas en termostatos, entre otros (*Energy Tax Act of 1978, National Energy Conservation Policy Act of 1978*). Las ventas de propano cayeron aproximadamente un 15% durante este periodo.

El racionamiento había terminado para finales de 1970 y con la posesión del presidente Ronald Reagan en enero de 1981, el control de precios sobre la industria fue abandonado.

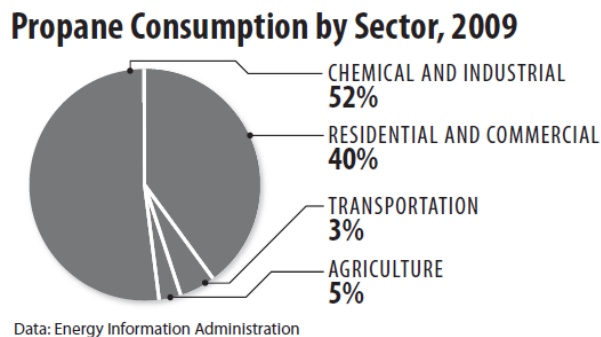
b. Estructura del mercado [3]

Consumo

EEUU es uno de los países con mayor consumo del GLP en el mundo, las aplicaciones del gas son comunes en diversos campos de la economía, donde se resalta el uso como materia prima para la producción de petroquímicos (plástico, nylon, etc.) y la utilización como fuente de energía.

El denominado propano en este país y su demanda como combustible corresponde a los mercados industriales, comerciales, residenciales, de transporte y de agricultura. La Figura 2 muestra un diagrama con la distribución porcentual del consumo del GLP como fuente energética en EEUU.

Figura 2. Distribución del consumo de GLP como fuente energética en EEUU.



Tomado de: U.S. Energy Information Administration [3].

La industria utiliza más de la mitad del propano consumido en los EEUU. Sus usos frecuentes son: combustible para maquinaria (camiones, grúas, etc.), máquinas de corte de metal, máquinas de soldadura, máquinas de vulcanización y otros procesos que requieren una fuente de calor (secado de concreto y revoque, entre otros). Más de 350.000 empresas en EEUU utilizan propano como combustible principal.

A nivel residencial y comercial, el GLP suple las necesidades de calefacción y cocción, y corresponde aproximadamente al 40% del consumo nacional. Se utiliza principalmente en hogares localizados en zonas rurales que no poseen servicio de gas natural. Se estima que alrededor de seis millones de hogares utilizan el GLP como fuente principal de calefacción. El gas posee, además, otros usos a nivel residencial y comercial como: acondicionamiento de aire, calentamiento de agua, refrigeración de alimentos, secado de ropa, iluminación y combustible para chimeneas. Las casas que usan GLP como fuente principal de energía poseen generalmente un tanque presurizado de almacenamiento exterior con capacidades entre 500 gal y 1.000 gal ($1,89 \text{ m}^3$ y $3,78 \text{ m}^3$), el cual es llenado varias veces al



año. Entre los establecimientos que utilizan GLP como fuente de energía se cuentan hoteles, escuelas, hospitales, restaurantes y lavanderías, entre otros.

El consumo de GLP en la industria agropecuaria representa el 5% de la demanda nacional. Aproximadamente 865.000 granjas en el país (40% del total) utilizan el gas para satisfacer sus necesidades energéticas. Principalmente, es utilizado para el secado de productos (maíz, soya, granos, tabaco, manzanas, maní y cebolla), maduración de frutas, control de malas hierbas mediante lanzallamas, calefacción (establos, gallineros, depósitos, invernaderos, huertos y viveros) y combustible para maquinaria (tractores, desmalezadoras, bombas de riego, generadores de energía eléctrica y plantadores).

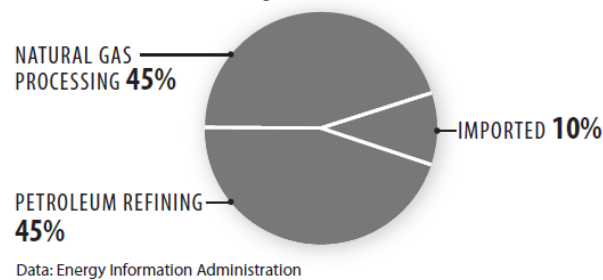
Además de los usos mencionados anteriormente, el GLP ocupa el tercer lugar en demanda después de la gasolina y el diesel en este país. Es utilizado, principalmente, en flotas de transporte público y federal.

Producción y distribución

El propano representa la séptima fuente de energía más importante de EEUU y suministra el 1% de las necesidades totales de energía del país. EEUU es uno de los mayores productores en el mundo y más del 90% de la demanda doméstica es suplida por la producción nacional a partir del procesamiento de gas natural y la refinación de petróleo crudo (Figura 3).

De la demanda total del GLP a nivel nacional, el 45% se obtiene a partir del gas natural puro, el cual contiene cerca del 90% de metano, 5% de propano y 5% de otros gases. El propano es separado del gas natural para evitar los problemas que surgen de su condensación durante el transporte. Otro 45% de esta demanda se obtiene a partir del petróleo crudo, como subproducto del proceso de refinamiento. El 10% restante resulta de la importación desde otros países (principalmente Canadá y México).

Figura 3. Fuentes de GLP en EEUU.

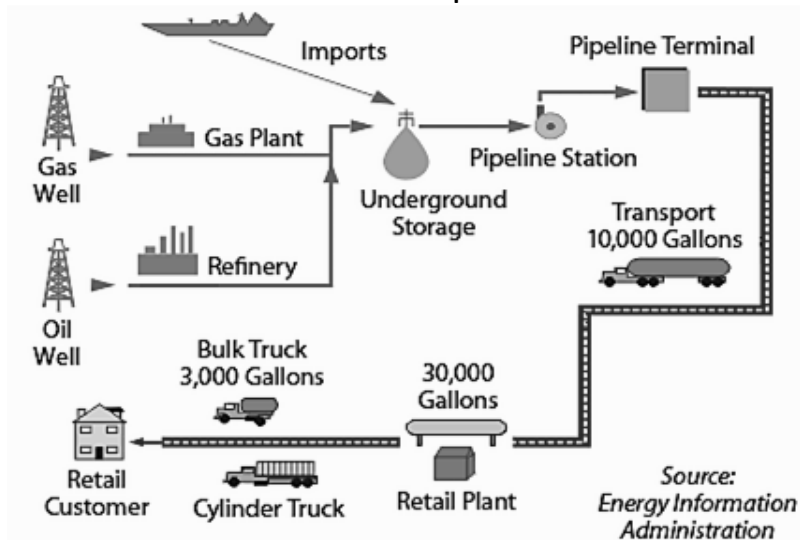


Data: Energy Information Administration

Tomado de: U.S. Energy Information Administration [3].

Posterior a la producción del gas, la cadena productiva del gas se constituye en diferentes canales de distribución a terminales mayoristas y minoristas hasta los usuarios finales. La Figura 4 muestra el sistema productivo del GLP típico en Estados Unidos:

Figura 4. Esquema de un sistema de distribución de GLP típico en EEUU.



Tomado de U.S. Energy Information Administration [3]

La distribución del GLP se realiza mediante ductos subterráneos o barcos cisterna a las terminales de distribución mayorista en todo el país. Existen alrededor de 70.000 km de tuberías de distribución en los EEUU y 13.500 terminales de distribución. Estas terminales de distribución, que son operadas por empresas privadas de gas propano, funcionan como



depósitos de almacenamiento del producto previo a la distribución minorista. Durante temporadas de bajo consumo (especialmente en verano), el propano se almacena en grandes depósitos subterráneos. Posterior al almacenamiento en los terminales de distribución mayorista, el propano se transporta por camiones y buques cisterna a las plantas de distribución minorista. Estas plantas locales distribuyen a los vendedores minoristas, que pueden ser de tres tipos: *a)* estaciones de abastecimiento de combustible, *b)* empresas de distribución a usuarios residenciales con tanques de almacenamiento (mediante carrotanques de pequeña capacidad), y *c)* vendedores minoristas de gas por cilindros (mediante camiones transportadores). Existen en la actualidad alrededor de 25.000 vendedores minoristas de gas propano, como ferreterías y estaciones de servicio (2.490 en todo el país).

Productores

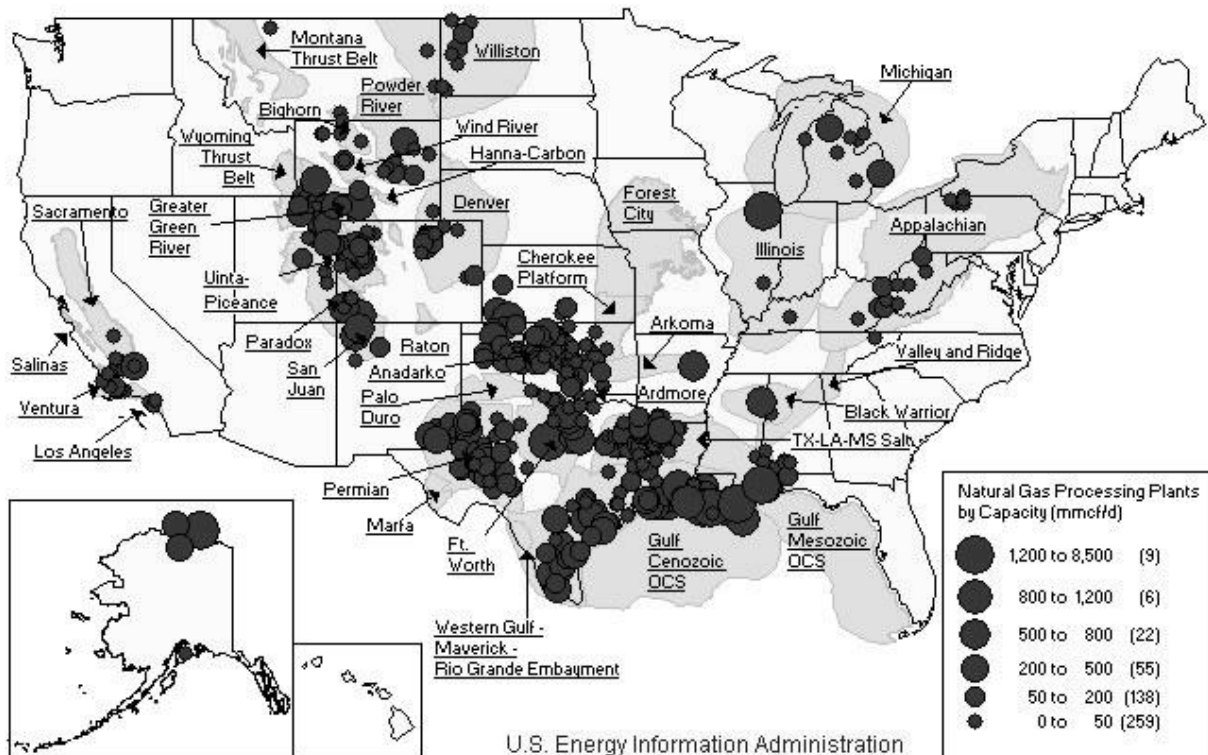
Existen dos medios de producción doméstica del GLP: *a)* a partir del gas natural, al separar los condensados para el transporte, *b)* a partir del petróleo crudo, como subproducto del refinamiento. Una relación de los principales productores en ambos medios es:

Procesamiento de gas natural: muchos productores de gas natural se encuentran distribuidos por todo el territorio de EEUU, desde grandes productores con operaciones integradas en todo el mundo e intereses en todos los segmentos de la industria de petróleo y gas, hasta pequeñas operaciones de una o pocas personas que poseen interés parcial en un solo pozo. Las principales empresas con participación en el mercado de gas natural en el país son: *Exxon Mobil, Chesapeake Energy, Anadarko, Devon Energy, BP, Encana, Conoco Phillips, Southwestern Energy Co., Chevron y Williams Energy* [4].

La producción nacional de gas natural proviene principalmente de cinco estados: Texas (166 plantas), Louisiana (61 plantas), Oklahoma (59 plantas), Wyoming (45 plantas) y Nuevo México (25 plantas). De hecho, según *US Energy Information Administration* [3],

estos cinco estados fueron responsables de casi el 80% del total de la producción comercializada del gas natural en 2001. La Figura 5 muestra la distribución de plantas de gas natural en EEUU en 2009:

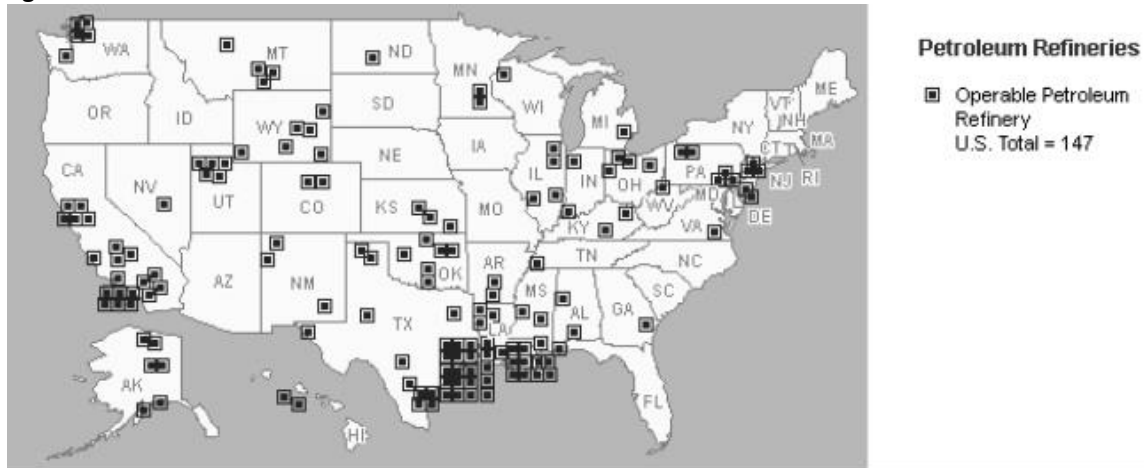
Figura 5. Distribución de plantas de producción de gas natural en EEUU.



Tomado de: U.S. Energy Information Administration [3].

Refinamiento de petróleo crudo: muchas de las grandes empresas relacionadas con el gas natural operan igualmente en el mercado del refinamiento de petróleo. Existen en Estados Unidos 147 grandes refinerías distribuidas a través de todo el país, siendo los estados productores más importantes: *Texas, Louisiana, California y Illinois*. Las principales empresas relacionadas con la producción del GLP por refinerías en el país son: *Exxon Mobil Corp., PDV America Inc., Valero Energy Corp., BP PLC., ConocoPhillips, Chevron Corp. y Marathon Oil Corp.* La Figura 6 muestra la distribución de las refinerías en el territorio de EEUU.

Figura 6. Distribución de refinерías en EEUU.



Tomado de: U. S. Energy Information Administration [3].

Distribuidores

Posterior a la producción y la importación, el GLP es enviado a los terminales de distribución mayorista. Existen muchos distribuidores de GLP a nivel nacional, en la Tabla 1 se puede ver el número de clientes y las ventas para las principales empresas del mercado de EEUU (2011).

Tabla 1. Principales distribuidores de GLP en EEUU.

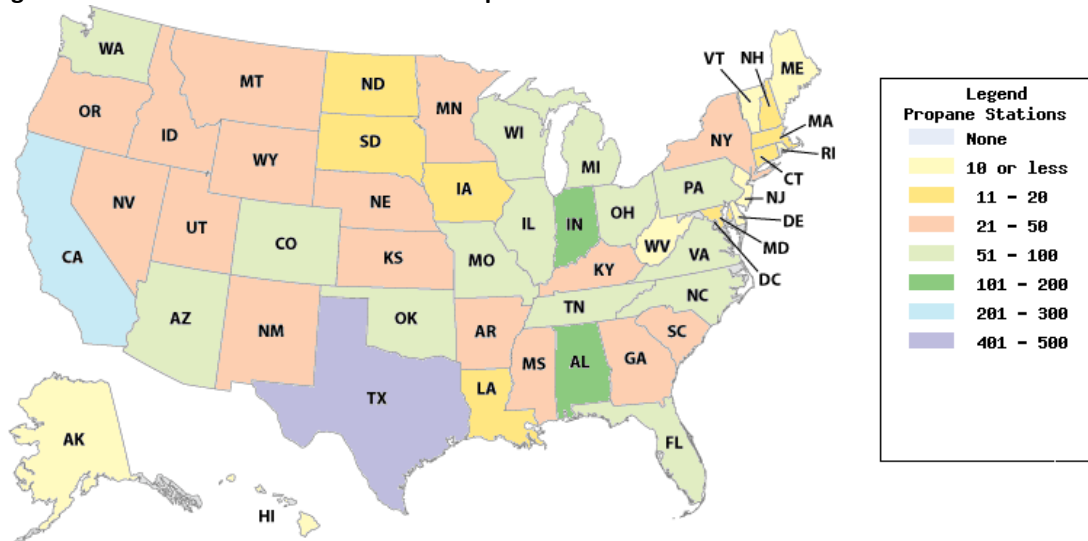
	Número de Clientes (miles)	Ventas de Propano		
		Millones de galones		Millones de toneladas
		Por menor	Por mayor	Total
1 AmeriGas	1250	930	350	2,3
2 Ferrellgas	1.000	870	90	1,8
3 Cenex Propane	750	570	220	1,5
4 Suburban Propane	750	450	90	1,1
5 Inergy	200	110	430	1,0
6 Cornerstone	450	240	230	0,9
7 Heritage	650	330	50	0,7
8 Sigüientes cinco	850	440	10	0,9
9 Balance (estimado)				9,8
Total				20

Tomado de: U.S. Energy Information Administration [3].

Finalmente desde los terminales de almacenamiento mayorista el producto se transporta por los distribuidores hasta el usuario final, que pueden ser hogares o estaciones de servicio.

A través del territorio estadounidense existen aproximadamente 2.600 estaciones de servicio. La Figura 7 muestra los estados de EEUU con sus correspondientes densidades de estaciones de servicio.

Figura 7. Densidad de estaciones de servicio por estado en EEUU.



Tomado de: US Department Of Energy [5].

Regulación del mercado [4] [6]

El mercado de los hidrocarburos es uno de los principales en EEUU y el mundo en general. Se calcula que el valor agregado anual del país debido a la industria del GLP (producción, transporte, almacenamiento, ventas mayoristas y minoristas) es de 9.500 millones de dólares. Desde el surgimiento del mercado en la década de 1920-1930 sólo han sido establecidas cuatro normas federales relacionadas con el GLP. La *Natural Gas Pipeline Safety Act of 1968 (49 CFR)*, que surgió como respuesta al alto nivel de accidentalidad relacionado con el transporte y almacenamiento de combustibles en general, regula el transporte y el almacenamiento del GLP, en todo aquello referente a seguridad (diseño,



construcción, inspección, pruebas, operación y mantenimiento). La jurisdicción federal incluye líneas de transmisión, líneas de distribución y líneas reguladas no rurales. El Estado es el encargado de las operaciones de producción y las líneas rurales.

Otras normas federales fueron establecidas para regular el uso, los impuestos y los subsidios de la energía en general. Tres de éstas regulan el mercado de GLP: *a) El National Energy Act of 1978*, que surgió como respuesta a la crisis energética de 1973, protegía a los usuarios de monopolios potenciales e impulsaba el uso eficiente de combustibles y energías renovables mediante auditorías, impuestos y créditos de impuesto; *b) El Energy Policy Act of 1992*, relacionado con la energía en términos de eficiencia, conservación y administración de las importaciones de gas natural y con vehículos de combustibles alternativos, entre otros; requiere el uso de vehículos impulsados por combustibles alternativos para flotas de transporte público y federal, y *c) Energy Policy Act of 2005*, que entre varias consideraciones, establece la reducción en los impuestos para vehículos que utilizan combustibles alternativos. Esta última medida fue apoyada por legislación subsecuente (*Energy Independence and Security Act of 2007*).

Dos órganos a nivel federal están encargados de la supervisión de la industria del GLP en EEUU: *a) U.S. Environmental Protection Agency*, responsable de la regulación y supervisión de emisiones y estándares de aire limpio, y *b) U.S. Department of Transportation* encargado de regular el transporte del GLP. No obstante, a pesar de la existencia de cierta regulación federal, la misma resulta limitada por jurisdicción. Por esta razón, regulaciones locales más específicas deben ser ejercidas por los estados.

Debido al gran número de estados productores del GLP en EEUU y al considerar que el estado más representativo por producción y consumo es el de Texas, a continuación se referencia la regulación del mercado en dicho estado a nivel local.

Regulación en el estado de Texas: este estado es el mayor productor y consumidor del GLP en EEUU. Produce aproximadamente el 36% del total del país. El consumo del GLP del



estado para fines energéticos es de aproximadamente el 60% del consumo nacional, distribuido por sectores así: industrial 30%, residencial 29%, comercial 22%, combustión interna 7%, granjas 6% y cilindros 5% [6]. La Tabla 2 muestra una relación de consumo, precio y gastos en el mercado de GLP por sector en el estado de Texas.

Tabla 2. Consumo, precio y gastos en la industria de GLP en EEUU en 2005.

	Residencial	Comercial	Industrial	Transporte	Total
Consumo (1.000 barriles)	8.996	1.587	402.436	468	413.487
Consumo (trillones de Btu)	32,6	5,7	1.456,8	1,7	1.496,8
Precio (dólares por millón de Btu)	\$22,5	\$18,1	\$12,0	\$21,7	\$12,2
Gastos (millones de dólares)	\$733,0	\$103,8	\$17.416,7	\$36,8	\$18,29

Tomado de: U.S. Energy Information Administration [3].

La *Texas Railroad Commission* (RRC) [7] es el órgano estatal encargado de gestionar y administrar las leyes locales relacionadas con el GLP.

La RCC regula las actividades de: a) venta, transporte y almacenamiento, b) manufactura, reparación, venta e instalación de tanques de almacenamiento, y c) la instalación, servicio y reparación de equipos que funcionan con GLP.

Adicionalmente, Texas posee el 23% de las estaciones del GLP como combustible automotor del país. Para este uso particular del GLP se impuso un gravamen denominado *Liquefied Gas Tax*, que causó una disminución drástica de la cantidad de vehículos que utilizan GLP como combustible, hasta la publicación del *Federal Energy Policy Act of 1992*, que requería que los gobiernos estatales adquirieran vehículos livianos de combustibles alternativos.



Subsidios e impuestos

El GLP recibe varios subsidios e incentivos de los gobiernos estatales y federales. El más importante es el *Federal Motor Fuel Excise Tax Credit*, el cual otorga el 50% de crédito al impuesto por galón.

Dado que es subproducto del petróleo crudo y el gas natural, los impuestos de estas industrias también le afectan, al igual que otros impuestos particulares al GLP.

El estado grava el GLP usado en vehículos que transitan por avenidas públicas en 15 centavos de dólar por galón. También impone un *impuesto de entrega* para los transportadores que va desde 7,5 dólares para pequeños contenedores, hasta incrementos de 25 dólares por cada 5.000 galones, para grandes contenedores (12.000 galones o más).

c. Normatividad relacionada con la medición de la cantidad y la calidad [8][9]

La industria de GLP en EEUU se encuentra regulada por los estados con base en normatividad técnica del país. Las principales instituciones que expiden normas técnicas para la industria de hidrocarburos son el *American Petroleum Institute* (API), la *American Society for Testing and Materials* (ASTM) y la *National Fire Protection Association* (NFPA).

Las normas NFPA relacionadas con la industria del GLP se enfocan en la seguridad de las instalaciones. A continuación se presenta una breve descripción de las normas más relevantes:

NFPA 58 – Liquefied Petroleum Gas Code: regula el almacenamiento, manipulación, transporte y el uso de GLP. Los Gases Licuados de Petróleo, como se definen en este código, son gases a condiciones normales de temperatura ambiente y presión



atmosférica. Regulaciones del Departamento de Transporte de Estados Unidos (DOT) son referenciadas en este código. Antes del 1.º de abril de 1967 estas normas fueron promulgadas por la Comisión Interestatal de Comercio Internacional (CCI). La Ley Federal de Sustancias Peligrosas (15 USC 1261) exige el etiquetado de advertencia de los cilindros recargables de GLP distribuidos para uso del consumidor. La Ley Federal de Sustancias Peligrosas es administrada por la *Consumer Product Safety Commission* bajo normas codificadas en 16 CFR 1500, Prácticas Comerciales, Capítulo 11.

NFPA 59- Utility LP-Gas Plant Code: regula el diseño, construcción, localización, instalación, operación y mantenimiento de plantas de gas refrigeradas y no refrigeradas de servicios públicos. La cobertura de los sistemas de gas licuado de petróleo se puede extender hasta el punto en que el GLP o una mezcla del mismo y el aire son introducidas en el sistema de distribución.

NFPA 290-Standard for Fire Testing of Passive Protection Materials for Use on LP-Gas Containers: procedimiento para determinar la resistencia al fuego de los materiales de protección pasiva contra incendios (PPP) aplicados al exterior de los recipientes de GLP.

Por otra parte, las normas API se encuentran en relación más directa con la medición de cantidad de GLP. Estas normas han sido registradas en el *Manual of Petroleum Measurement Standards*. A continuación se presenta una descripción de las normas más relevantes:

MPMS 3 – Tank Gauging: la norma aborda la precisión, instalación, calibración y verificación de medidores automáticos de tanques (ATG) en las aplicaciones de transferencia de custodia en las que son utilizados para medir el nivel de hidrocarburos líquidos ligeros. Estos hidrocarburos pueden ser presurizados, refrigerados o ambos. También cubre los requisitos para la recolección de datos, su transmisión y recepción.



Esta norma describe: a) los procedimientos para medir manualmente el nivel líquido de petróleo y productos del petróleo en tanques de techo fijo no presurizados, tanques de techo flotante y buques cisterna, b) procedimientos para medir manualmente el nivel de agua libre que se puede encontrar con el petróleo o los productos del petróleo, c) métodos utilizados para verificar la longitud de las cintas de medición bajo condiciones de campo, y la influencia de las plumas de medición y de la temperatura en la longitud de la cinta de medición, d) las influencias que pueden afectar la posición del punto de referencia de medición (ya sea la placa de cota cero o el punto de referencia).

En este estándar, el término petróleo es utilizado para denotar: petróleo, productos del petróleo o los líquidos normalmente asociados con la industria petrolera.

Esta norma no cubre lo siguiente: el método utilizado para determinar el volumen del contenido de los tanques a partir de las lecturas de la medición; la medida de la temperatura, la densidad, el sedimento y el agua (S&W); la medición de nivel en tanques subterráneos o en tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos a presión; el muestreo para la determinación de las propiedades del hidrocarburo líquido; la detección de fugas en los tanques, y no aplica a líquidos criogénicos (por debajo de -100°F) tales como gas natural licuado (GNL).

MPMS 5-Metering: esta norma tiene como objetivo ser una guía para la instalación, mantenimiento y operación de estaciones diseñadas para la medición dinámica de hidrocarburos líquidos con un buen nivel de precisión. Además, es una guía para obtener una vida de servicio óptima, seguridad, confiabilidad y control de calidad adecuados. Incluye información que ayuda a solucionar problemas y mejorar el funcionamiento de los medidores.

En la norma se especifican las características de rendimiento de los medidores de desplazamiento positivo, de turbina, ultrasónicos y de coriolis.



También se describen las características de los accesorios que pueden ser utilizados con los medidores en el servicio de hidrocarburos líquidos (ciertos requisitos mínimos para los dispositivos que controlan la temperatura, la densidad y la presión). La selección del tipo de accesorio a utilizar depende de la función, el diseño, propósito y la manera en que una instalación va a ser utilizada.

MPMS 7 – Temperature Determination: en esta norma se describen los métodos y prácticas para obtener una medición precisa de la temperatura del petróleo y sus derivados, tanto en condiciones estáticas como dinámicas con la utilización de termómetros y transductores. Estas mediciones son utilizadas para convertir los volúmenes de hidrocarburos líquidos a una condición de base común de temperatura.

La norma trata sobre los requisitos de medición de temperatura en general, los requisitos para la transferencia de custodia y las aplicaciones del control de inventario. También trata sobre los requisitos para la recolección de datos, la transmisión y la recepción. El método a utilizar y el equipo seleccionado para la determinación de la temperatura se dejan para mutuo acuerdo entre las partes involucradas.

Las temperaturas de hidrocarburos líquidos en condiciones estáticas pueden determinarse mediante la medición de la temperatura del líquido en lugares específicos como los tanques de almacenamiento, tanques de recolección de campo, barcos, barcasas y carrotanques. Existen tres métodos disponibles para determinar la temperatura media del tanque, dato necesario para la transferencia de custodia: a) método automático con sensores electrónicos fijos de temperatura, b) método manual utilizando termómetros electrónicos portátiles, y c) método manual con termómetros de mercurio.

MPMS 9 – Density Determination: el propósito de esta sección es la determinación de la densidad, densidad relativa (gravedad específica) y gravedad API del petróleo crudo,



productos licuados del petróleo o mezclas, normalmente manejados como líquidos. Los instrumentos cubiertos son: hidrómetro, hidrómetro de presión y termohidrómetro.

Los valores son medidos en un hidrómetro a temperaturas convenientes, con lecturas de la densidad, densidad relativa (gravedad específica) y gravedad API, todas corregidas a 15 °C (60°F), usando tablas de estándares internacionales. Con estas mismas tablas, los valores determinados en cualquiera de los tres sistemas de medida son convertibles a valores equivalentes en alguno de los otros dos, para que estas mediciones se puedan realizar en unidades de conveniencia local.

MPMS 11 – Volume Correction Factors: tablas de factores de corrección de volumen y densidad por temperatura y presión para petróleo crudo, productos refinados y aceites lubricantes. Propiedades físicas y factores de compresibilidad de hidrocarburos.

Esta norma proporciona el algoritmo y el procedimiento de aplicación para la corrección de los efectos de la temperatura y la presión sobre la densidad y el volumen de hidrocarburos líquidos que entran en las categorías de petróleo crudo, productos refinados o aceites lubricantes. Los factores de corrección de la densidad y el volumen por temperatura y presión se denominan colectivamente en esta norma como corrección de la temperatura y la presión de un líquido (CTPL). La porción de la temperatura de esta corrección se denomina *corrección por el efecto de la temperatura en líquidos* (CTL), también conocida históricamente como FCR (factor de corrección de volumen). La porción de presión se denomina *corrección por el efecto de la presión sobre el líquido* (CPL).

El procedimiento reconoce tres grupos de productos diferentes: petróleo crudo, productos refinados y aceites lubricantes. El propósito de las tablas de medición de petróleo es establecer un conjunto estándar de correcciones de temperatura y presión relacionado con el volumen y la densidad sobre la base de datos de prueba documentada.



ANSI/API MPMS 14.8-Natural Gas Fluid Measurement (GLP): esta norma describe sistemas de medición dinámicos y estáticos utilizados para medir gas el GLP en el intervalo de densidad relativa de 0,350 a 0,637.

Las propiedades físicas de los componentes a ser medidos y la composición química de la mezcla del gas deben ser revisadas para determinar el sistema de medición a utilizar. Diversos sistemas y métodos pueden ser utilizados en la medición de la cantidad de producto, y se requiere el mutuo acuerdo sobre el sistema y método entre las partes contratantes.

Esta norma sirve como una guía en la selección, instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de medición aplicables al GLP e incluye descripciones funcionales para sistemas individuales.

Finalmente, las normas ASTM se ocupan de los diferentes procedimientos de medición de la calidad. A continuación se describen las normas más relevantes:

ASTM D 1265-Standard Practice for Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases (Manual Method): descripción del equipo y los procedimientos para la obtención de una muestra representativa para determinar tanto características físicas y químicas de GLP, como la conformidad respecto a las especificaciones del mismo. El equipo descrito por esta práctica puede ser adecuado para el transporte de las muestras de gas, con sujeción a las normas de transporte aplicables. Esta práctica es recomendada para la obtención de una muestra representativa de un fluido de hidrocarburos ligeros y la posterior preparación de la muestra para análisis de laboratorio cuando los gases disueltos están presentes.

Esta práctica incluye también recomendaciones para la ubicación de un punto de muestra en una línea o un buque. Es responsabilidad del usuario asegurarse que el punto de muestra esté localizado adecuadamente para obtener una muestra representativa.



Los valores indicados en unidades SI deben ser considerados como los estándares. No hay otras unidades de medida que estén incluidas en esta norma.

ASTM D 1267-Standard Test Method for Gage Vapor Pressure of Liquefied Petroleum

(LP) Gases: este método de ensayo cubre la determinación de la medición de la presión de vapor de productos de gases licuados del petróleo a temperaturas desde 37,8 °C (100 °F) en adelante, incluyendo una temperatura de ensayo de 70 °C (158 °F). Los valores indicados en unidades métricas deben ser considerados como el estándar. Los valores entre paréntesis son sólo a título informativo.

Esta información sobre las presiones de vapor de GLP en condiciones de temperatura de 37,8 °C a 70 °C (100 °F a 158 °F) es pertinente para la adecuada selección y diseño de los recipientes de almacenamiento, de contenedores para el transporte y para el equipo que utiliza el cliente, garantizando la seguridad de la instalación. Se debe garantizar también que las presiones máximas de diseño durante el funcionamiento de sistemas de almacenamiento, manipulación y el combustible mismo no superen las condiciones normales de temperatura. Para el GLP, la presión de vapor es una medida indirecta de la condición de temperatura más baja en la que puede suceder vaporización inicial.

ASTM D 1298 –Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method:

la determinación precisa de la densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad API del petróleo y sus productos es necesaria para la conversión de volúmenes medidos a otros volúmenes o masas a las temperaturas de referencia estándar en la transferencia de custodia.

Este método cubre la determinación en el laboratorio (utilizando un hidrómetro de vidrio) de la densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad API de petróleo crudo,



productos derivados del petróleo (entre ellos el GLP) o mezclas de petróleo y de productos no petroleros, normalmente manejados en fase líquida. Estos valores son factores que regulan la calidad y los precios del petróleo crudo y sus productos. Sin embargo, estas características no son una indicación muy segura de la calidad, a menos que sean correlacionadas con otras propiedades. Los valores se miden en un hidrómetro ya sea a la temperatura de referencia o en otra temperatura conveniente y las lecturas son corregidas a la temperatura de referencia por medio de tablas de datos. Los valores determinados como la densidad, densidad relativa o gravedad API pueden ser convertidos a valores equivalentes en otras unidades a temperaturas de referencia alternativas por medio de las tablas de datos.

Esta norma contiene también un procedimiento para verificar o certificar los equipos para este método de ensayo.

ASTM D1835 – Standard Specification for Liquefied Petroleum (LP) Gases: esta norma cubre la especificación de gases licuados del petróleo compuestos por propano, propeno (propileno), butano y mezclas de estos materiales. Se debe tener cuidado durante el muestreo de los gases licuados para obtener resultados significativos en los ensayos. Los cuatro tipos de gases licuados del petróleo comprendidos en esta norma deben cumplir con los requisitos especificados para la presión de vapor, los residuos volátiles (temperatura de evaporación), la materia residual, densidad relativa y la corrosión.

Esta especificación es aplicable a los productos destinados a ser utilizados en la calefacción doméstica, comercial e industrial y como combustibles de motor. Los valores indicados en unidades SI deben ser considerados como los estándares.

ASTM D 1837-Standard Test Method for Volatility of Liquefied Petroleum (LP) Gases: la volatilidad, expresada en términos de la temperatura a la que el 95% de la muestra de GLP se ha evaporado, es una medida de la cantidad de componentes menos volátiles



presentes en el producto. En conjunto con un límite de presión de vapor, aseguran productos de un solo componente en los casos de grados comerciales de propano y butano. Cuando la volatilidad se acopla con un límite de presión de vapor (a su vez relacionado con la densidad), la combinación sirve para asegurar esencialmente dos mezclas de componentes de dichos combustibles. Cuando se combina con un límite de presión de vapor adecuada, esta medida sirve para asegurar que los productos se componen en su mayor parte de propano y propileno, y que el propano será el mayor constituyente. Este método de prueba es una medida de la pureza relativa de los diversos tipos de GLP y ayuda a asegurar un rendimiento de volatilidad adecuado. Los resultados del ensayo, cuando están debidamente relacionados con la presión de vapor y la densidad del producto, pueden ser utilizados para indicar la presencia de butano y componentes más pesados en gases licuados de petróleo tipo propano, y pentanos y componentes más pesados en combustibles tipo propano-butano y butano. Cuando se requiere el tipo y concentración de componentes con un mayor punto de ebullición debe utilizarse un análisis cromatográfico.

Los valores indicados en unidades SI deben ser considerados como los estándares.

ASTM D 1838-Standard Test Method for Copper Strip Corrosion by Liquefied Petroleum

(LP) Gases: este método de prueba detecta la presencia de componentes en gases licuados de petróleo que pueden ser corrosivos para el cobre. Un límite de corrosión de cobre proporciona una garantía que no se presentarán dificultades o deterioro de accesorios de cobre (y aleaciones de cobre) utilizados comúnmente en aplicaciones de almacenamiento y equipos de transporte.

Los valores indicados en unidades SI deben ser considerados como los estándares.

ASTM D 2158-Standard Test Method for Residues in Liquid Petroleum (LP) Gases: el

control sobre el contenido de residuos es de importancia considerable en aplicaciones de



GLP en su uso final (estos es, dispositivos de usuarios). En sistemas de alimentación líquida, los residuos pueden dar lugar a depósitos molestos y en sistemas de arranque a vapor, los residuos pueden afectar los equipos de regulación. Aquellos que se mantienen presentes, pueden ser corrosivos y contaminarán el producto en contacto. El agua, particularmente si es alcalina, puede provocar falla en el equipo de regulación y la corrosión de los metales.

Este método de ensayo cubre la determinación de la presencia de materiales extraños presentes en gases licuados de petróleo a temperaturas mayores a 38 °C. Gases licuados de petróleo que contienen alcoholes para enriquecer su comportamiento anticongelante pueden presentar resultados erróneos mediante este método de ensayo. Aunque este método de prueba ha sido utilizado para verificar la limpieza y la falta de contaminantes pesados en propano por muchos años, podría no ser lo suficientemente sensible para proteger algunos equipos de problemas operativos o de un mayor mantenimiento. Un ensayo más sensible, capaz de detectar niveles más bajos de contaminantes disueltos, podría ser necesario para algunas aplicaciones.

ASTM D 2163-Standard Test Method for Analysis of Liquefied Petroleum (LP) Gases and Propene Concentrates by Gas Chromatography: la distribución de componentes de hidrocarburos de GLP y sus mezclas es requerida a menudo en todos los puntos de transferencia de custodia. Se requieren datos precisos sobre la composición en aplicaciones como sistemas de alimentación de químicos o combustibles. Pequeñas cantidades de impurezas de hidrocarburos en el GLP pueden tener efectos adversos durante su uso y su procesamiento. Estos datos de distribución de componentes de GLP pueden utilizarse también para calcular propiedades físicas como la densidad relativa, presión de vapor y número de octanos. La precisión y exactitud de los datos de composición son extremadamente importantes cuando estos se utilizan para calcular varias propiedades de estos productos de petróleo.



Este método de prueba cubre la determinación cuantitativa de hidrocarburos individuales en GLP y mezclas, excluidos propenos de alta pureza (entre C_1 y C_5). Las concentraciones de las componentes se determinan mediante el porcentaje en volumen (entre 0,01 y 100). Este método de prueba no determina completamente los hidrocarburos más pesados que el C_5 ni otros materiales que no sean hidrocarburos. Pruebas adicionales pueden ser necesarias para caracterizar completamente una muestra de GLP. Los valores indicados en unidades SI deben ser considerados como los estándares.

ASTM D 2598-Standard Practice for Calculation of Certain Physical Properties of Liquefied Petroleum (LP) Gases from Compositional Analysis: esta práctica cubre, a partir de un análisis de la composición, la determinación aproximada de las siguientes características físicas del propano comercial: la presión de vapor, densidad relativa y el índice de octanos motor (MON). Esta práctica no aplica para ningún producto que exceda las especificaciones de residuos no-volátiles. Para calcular el índice de octanos motor, esta práctica sólo es aplicable a mezclas que contengan 20% o menos de propeno. Los valores indicados en unidades SI deben ser considerados como los estándares.

ASTM D 2713-Standard Test Method for Dryness of Propane (Valve Freeze Method): esta es una prueba funcional en la cual, la concentración de agua en el producto se relaciona con las características del comportamiento del mismo en un sistema reductor de presión de diseño especial, para obtener así una medida de la aceptación del producto en aplicaciones de uso común. La experiencia ha demostrado que el contenido excesivo de agua (agua disuelta) provocará congelación en los sistemas de reducción de presión.

Este método de prueba cubre la medición de la sequedad de los productos de propano que no contienen agentes anticongelantes. Los valores indicados en unidades SI deben ser considerados como los estándares.



ASTM D 1657 –Standard Test Method for Density or Relative Density of Light Hydrocarbons by Pressure Hydrometer: la densidad o la densidad relativa de los hidrocarburos ligeros y el GLP se utiliza en los cálculos de cantidad durante la transferencia de custodia o para satisfacer los requerimientos del transporte, almacenamiento y regulación.

Este método de prueba cubre la determinación de la densidad o la densidad relativa de hidrocarburos ligeros incluyendo GLP. El dispositivo prescrito no debe utilizarse para materiales cuyas presiones de vapor sean superiores a 1,4 MPa (200 psi) a la temperatura de ensayo. Este límite de presión está dictado por el tipo de equipo. Presiones más altas pueden utilizarse para diseños de otros equipos. Los valores expresados en unidades SI deben ser considerados como los estándares. Tanto las unidades SI como las personalizadas se han redondeado de modo que no pueden ser exactamente equivalentes.

ASTM D 2420-Standard Test Method for Hydrogen Sulfide in Liquefied Petroleum (LP) Gases (Lead Acetate Method): los gases licuados de petróleo y sus productos de combustión no deben ser excesivamente corrosivos junto con los materiales con los que entran en contacto. Además, los peligros potenciales de la exposición del personal al sulfuro de hidrógeno (H_2S) también tornan importante su detección y medida, incluso en bajas concentraciones.

Este método de ensayo cubre la detección de sulfuro de hidrógeno en gases licuados de petróleo. La sensibilidad de la prueba es de aproximadamente 4 mg/m^3 (0,15 granos de sulfuro de hidrógeno por cada 100 ft^3 a 0,2 granos de sulfuro de hidrógeno por cada 100 ft^3) de gas. El metil mercaptano, si está presente, produce una mancha amarillenta en el papel acetato que desaparece en menos de cinco minutos. Otros compuestos de sulfuro presentes en el gas licuado del petróleo no interfieren con el ensayo. Los valores indicados en unidades SI deben ser considerados como los estándares.



ASTM D 2421-Standard Practice for Interconversion of Analysis of C₅ and Lighter Hydrocarbons to Gas-Volume, Liquid-Volume, or Mass Basis: para la transferencia de custodia y otros fines, es frecuentemente necesario convertir un análisis de componentes de una mezcla de hidrocarburos ligeros de una base (ya sea de gas de volumen, el volumen de líquido, o masa) a otra. Los datos de la distribución de componentes de las mezclas pueden usarse para calcular las propiedades físicas como la densidad relativa, presión de vapor y el poder calorífico. La conversión de datos consistentes y precisos es extremadamente importante en el cálculo de la equivalencia de vapor, líquido o masa.

Esta práctica describe el procedimiento para la interconversión del análisis de C₅ y mezclas de hidrocarburos más livianos a gas-volumen (mol), líquido-volumen o base de masa. El procedimiento de cálculo descrito supone que los porcentajes de gas-volumen ya han sido corregidos para componentes no-ideales, como una parte del proceso analítico por el cual se han obtenido. Estos valores son numéricamente iguales que los porcentajes de moles. Los valores indicados en unidades SI deben ser considerados como los estándares.

ASTM D2784-Standard Test Method for Sulfur in Liquefied Petroleum Gases (Oxy-Hydrogen Burner or Lamp): es importante que en los gases licuados de petróleo se presente una baja concentración de azufre para cumplir con las regulaciones gubernamentales. La presencia de azufre puede resultar en la corrosión de superficies metálicas. El azufre también puede ser tóxico para las personas a cargo del catalizado en el procesamiento posterior.

Este método de prueba cubre la determinación de la cantidad total de azufre en el GLP que contenga más de 1 µg/g. Las muestras no deben contener más de 100 µg/g de halógenos. Para mantener la capacidad de detección cuantitativa por medio del método de ensayo al máximo, deben ser empleadas técnicas estrictas y todas las posibles fuentes de contaminación de azufre deben ser eliminadas. En particular, agentes de limpieza,



como detergentes domésticos comunes que contienen sulfatos, deben ser evitados. Los valores indicados en unidades SI deben ser considerados como los estándares.

ASTM D 3588-Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and

Relative Density of Gaseous Fuels: el poder calorífico es una medida de la capacidad de un gas puro o una mezcla de gases para su uso como combustible e indica la cantidad de energía que puede obtenerse en forma de calor por la combustión de una unidad de gas. Para su uso como agentes de calentamiento, los méritos relativos de los gases procedentes de diferentes fuentes y que tienen diferentes composiciones se pueden comparar fácilmente sobre la base de sus poderes caloríficos. Por lo tanto, el poder calorífico se utiliza como un parámetro para determinar el precio del gas en la transferencia de custodia. También es un factor esencial en el cálculo de las eficiencias de los dispositivos de conversión de energía, tales como turbinas a gas. El poder calorífico de un gas depende no sólo de la temperatura y la presión, sino también del grado de saturación con vapor de agua.

La densidad relativa (gravedad específica) de un gas cuantifica la densidad del gas en comparación con la del aire en las mismas condiciones.

Esta práctica cubre los procedimientos para calcular el poder calorífico, densidad relativa y factor de compresibilidad en condiciones estándar (14.696 psia y 60 °F /15,6 °C) para las mezclas de gas natural a partir del análisis de la composición. Se aplica a todos los tipos comunes de combustibles gaseosos de servicios públicos, por ejemplo, el gas natural seco, gas reformado, gas de petróleo, propano-aire, vapor de agua, gas de horno de coque y gas de carbón de retorta, para lo cual están disponibles métodos adecuados de análisis. Los valores indicados en unidades pulgada-libra deben ser considerados como los estándares.

ASTM D5305-Standard Test Method for Determination of Ethyl Mercaptan in LP-Gases

Vapor: el gas licuado de petróleo es incoloro e inodoro y no es detectable por los sentidos



humanos normales. Para proporcionar una alerta olfativa en el caso de una fuga, el GLP para uso doméstico o comercial es intencionalmente odorizado de manera que sean fácilmente detectables por debajo de los niveles de concentraciones inflamables o asfixiantes en el aire. El olor más común para el GLP es etil mercaptano. El uso de este método de prueba permite determinar rápidamente la presencia y concentración de etil mercaptano en GLP en fase de vapor sin la necesidad de un equipo de laboratorio complejo.

Este método de prueba consiste en un procedimiento rápido y sencillo utilizando la longitud de los tubos de tinción para la medición de campo de etil mercaptano en la fase de vapor de los sistemas de GLP. Este método de ensayo es específicamente aplicable a los sistemas que contienen 5 ppmv o más de etil mercaptano en los vapores de GLP. Una técnica cromatográfica puede ser utilizada para una determinación más precisa y cuantitativa de etil mercaptano en GLP.

d. Corrección del volumen

Las condiciones estándar de presión y temperatura para la medición del volumen en Estados Unidos son, respectivamente, 60-68 °F (15-20 °C)/14,7 psi (101,325 kPa). Las condiciones estándar de temperatura y presión pueden encontrarse en las normas sobre corrección de volumen del American Petroleum Institute (MPMS 11.2).

El factor de corrección por temperatura (C_{TL}) es determinado mediante la aplicación de la norma MPMS 11.2 – 4 [10], mediante el procedimiento descrito a continuación:

- Determinar:

T_x : Temperatura observada del propano en K

γ_{60} : Densidad relativa del propano a 60°F



Nota: este procedimiento es válido sólo para valores de temperatura desde 227,15 K hasta 366,15 K (desde $-46\text{ }^{\circ}\text{C}$ hasta $93\text{ }^{\circ}\text{C}$) y valores de densidad relativa desde 0,3500 hasta 0,6880.

- Determinar la variable de interpolación (δ):

$$\delta = \frac{\gamma_{60} - \gamma_{60,1}}{\gamma_{60,2} - \gamma_{60,1}}$$

Donde:

$\gamma_{60,1}$: Densidad relativa del fluido de referencia 1 (valor de γ inmediatamente inferior a γ_{60})

$\gamma_{60,2}$: Densidad relativa del fluido de referencia 2 (valor de γ inmediatamente superior a γ_{60})

Ambas deben ser determinadas a partir de la Tabla 1 de la norma MPMS 11.2 – 4 [10].

- Determinar la temperatura crítica del propano (T_c):

$$T_c = T_{c,1} + \delta(T_{c,2} - T_{c,1})$$

Donde:

$T_{c,1}$: el fluido de referencia 1

$T_{c,2}$: el fluido de referencia 2

Ambas deben ser determinadas a partir de la Tabla 1 de la norma MPMS 11.2 – 4 [10].

- Determinar la temperatura reducida observada del propano ($T_{r,x}$):

$$T_{r,x} = \frac{T_x}{T_c}$$

Si este valor es superior a 1,0 el fluido se encuentra en condiciones supercríticas y no puede existir como un líquido.



- Determinar la temperatura reducida a 60°F ($T_{r,60}$):

$$T_{r,60} = \frac{519,67}{1,8 T_c}$$

- Determinar el factor de escalamiento (h_2), a partir de los datos de factor de compresibilidad crítico (Z_c) y densidad crítica (ρ_c) correspondientes a ambos fluidos de referencia (valores encontrados en la Tabla 1 de la norma MPMS 11.2 – 4 [10]):

$$h_2 = \frac{Z_{c,1} \cdot \rho_{c,1}}{Z_{c,2} \cdot \rho_{c,2}}$$

- Determinar la densidad de saturación (ρ^{sat}) para ambos fluidos de referencia a 60°F usando $T_{r,60}$. Para cada fluido, las ecuaciones para calcular la densidad de saturación a cualquier temperatura reducida (T_r), son:

$$\tau = 1 - T_r$$

$$\rho^{sat} = \rho_c \left(1 + \frac{(k_1 \cdot \tau^{0,35}) + (k_3 \cdot \tau^2) + (k_4 \cdot \tau^3)}{1 + (k_2 \cdot \tau^{0,65})} \right)$$

Los parámetros k_1, k_2, k_3 y k_4 son diferentes para cada fluido de referencia y se encuentran en la tabla 1. La densidad calculada para el primer fluido de referencia será $\rho_{60,1}^{sat}$, para el segundo fluido de referencia será $\rho_{60,2}^{sat}$.

- Determinar el factor de interpolación (X):

$$X = \frac{\rho_{60,1}^{sat}}{1 + \delta \left[\left(\frac{\rho_{60,1}^{sat}}{h_2 \cdot \rho_{60,2}^{sat}} \right) - 1 \right]}$$

- Determinar de nuevo los valores de $\rho_{60,1}^{sat}$ y $\rho_{60,2}^{sat}$ de ambos fluidos de referencia pero a partir de la temperatura reducida observada $T_{r,x}$ (usando las mismas ecuaciones utilizadas anteriormente).



- Finalmente, determinar el factor de corrección por temperatura (C_{TL}) a la temperatura observada:

$$C_{TL} = \frac{\rho_{x,1}^{sat}}{X \left[1 + \delta \left(\frac{\rho_{x,1}^{sat}}{h_2 \cdot \rho_{x,2}^{sat}} - 1 \right) \right]}$$

e. Análisis

En la Tabla 3 se presenta un resumen de los principales parámetros de cantidad y calidad que son medidos en cada uno de los puntos que hacen parte de la cadena de custodia del GLP en EEUU, además se muestran las normas técnicas en las cuales están basados sus respectivos procedimientos de medición.

Tabla 3. Indicadores de cantidad y calidad en la cadena de custodia de GLP en EEUU.

PUNTO DE CUSTODIA	VARIABLE	NORMA TÉCNICA
Producción e Importación	Nivel (Volumen) [mm, in], [m ³ , gal]	MPMS 3, MPMS 11, ANSI/API MPMS 14.8
	Flujo [kg/s, gal/s], [m ³ /min, gal/min]	MPMS 5
	Presión [kPa, psi]	ANSI/API MPMS 14.8
	Temperatura [°C, °F]	MPMS 7
	Poder Calorífico [kJ/ mol, Btu/lbm]	ANSI/API MPMS 14.5
	Presión de vapor [kPa, psi]	ASTM D 1267
	Densidad y densidad relativa [kg/m ³ , lbm/ft ³]	MPMS 9, MPMS 12, ASTM D 1298, ASTM D 1657
	Volatilidad	ASTM D 1837
	Corrosión de cobre	ASTM D 1838
	Contenido de residuos [ml]	ASTM D 2158
	Composición [%]	ANSI/API MPMS 14.5, ASTM D 2163
	Contenido de agua	ASTM D 2713
	Contenido de sulfuro de hidrógeno	ASTM D 2420
	Contenido de azufre [μg/g]	ASTM D 2784
	Odorización [ppmv]	ASTM D 5305
Almacenamiento mayorista	Nivel (Volumen) [mm, in], [m ³ , gal]	MPMS 3, MPMS 11, ANSI/API MPMS 14.8
	Flujo [kg/s, gal/s], [m ³ /min, gal/min]	MPMS 5
	Presión [kPa, psi]	ANSI/API MPMS 14.8
	Temperatura [°C, °F]	MPMS 7
	Poder calorífico [kJ/ mol, Btu/lbm]	ANSI/API MPMS 14.5
	Composición [%]	ANSI/API MPMS 14.5, ASTM D 2163
	Odorización [ppmv]	ASTM D 5305
Almacenamiento minorista	Nivel (Volumen) [mm, in], [m ³ , gal]	MPMS 3, MPMS 11, ANSI/API MPMS 14.8
	Flujo [kg/s, gal/s], [m ³ /min, gal/min]	MPMS 5
	Presión [kPa, psi]	MPMS 11
	Temperatura [°C, °F]	MPMS 7
	Odorización [ppmv]	ASTM D 5305
Distribución	Nivel (Volumen) [mm, in], [m ³ , gal]	MPMS 3, MPMS 11, ANSI/API MPMS 14.8
	Flujo [kg/s, gal/s], [m ³ /min, gal/min]	MPMS 5
	Presión [kPa, psi]	MPMS 11
	Temperatura [°C, °F]	MPMS 7
	Masa [kg]	

En la tabla 4 se presenta las unidades utilizadas en los diferentes puntos de custodia para el recibo, entrega y facturación de GLP en Estados Unidos.

Tabla 4. Unidades utilizadas para la comercialización (EEUU).

PUNTO DE CUSTODIA	VARIABLE	UNIDAD DE COMERCIALIZACIÓN
Almacenamiento en la fuente de producción e importación	Unidad de recibo	m ³ , gal
	Unidad de entrega	gal
	Unidad de facturación	gal
Almacenamiento mayorista	Unidad de recibo	gal
	Unidad de entrega	gal
	Unidad de facturación	gal
Almacenamiento minorista y plantas de envasado	Unidad de recibo	gal
	Unidad de entrega	gal
	Unidad de facturación	gal
Usuario por cilindros	Unidad de recibo	gal
	Unidad de entrega	gal, lbm
	Unidad de facturación	-
Usuario residencial con tanques estacionarios	Unidad de recibo	gal
	Unidad de entrega	gal
	Unidad de facturación	-
Estaciones de Servicio	Unidad de recibo	gal
	Unidad de entrega	gal
	Unidad de facturación	gal

El mercado del GLP en EEUU es un mercado de beneficios, internacionales para la producción y nacionales para la distribución, ambos eficientes (o de competencia perfecta), en el cual existe un balance entre oferta y demanda. Los precios se encuentran regulados exclusivamente por las fuerzas del mercado (aunque algunas regulaciones como: *Natural Gas Pipeline Safety Act of 1968 (49 CFR)*, *National Energy Act of 1978*, *Energy Policy Act of 1992*, *Energy Policy Act of 2005* y *Energy Independence and Security Act of 2007* han sido impuestas a nivel federal).

La normatividad respecto a aspectos de seguridad es prolija, debido al gran número de accidentes registrados a lo largo de la historia desde el inicio de la producción, almacenamiento y transporte.

Con respecto a la medición de cantidad y calidad de los productos de petróleo existen dos órganos nacionales de amplio recorrido que emiten normas técnicas: API y NFPA. Algunas normas complementarias se pueden encontrar en el *American Standards for Testing and Materials (ASTM)*.



La calidad de GLP está definida por características determinadas en ensayos de laboratorio que permiten conocer: a) componentes que corroen el cobre (corrosión tira de cobre), b) contenido de azufre, c) densidad relativa, d) temperatura de evaporación, e) cantidad de residuos, f) manchas de aceite, g) odorización, h) presión de vapor, i) contenido de agua, j) sequedad, k) porcentaje de sulfuro de hidrógeno, l) poder calorífico, m) número de Wobbe y n) composición.

La cantidad de GLP se determina mediante la medición de nivel y/o flujo (volumétrico o másico), estas variables deben ser corregidas por temperatura y presión.

2. España

España como país que hace parte de la Unión Europea, es un buen referente de la normatividad aplicada en este continente. Es un país que importa desde África y otros países europeos gran parte del GLP consumido, la cadena de distribución es dirigida por el sector privado con una estructura bien definida y una normatividad prolija.

a. Reseña histórica

EL 17 de octubre de 1927 nació la Compañía Arrendataria del Monopolio de Petróleos S.A. (CAMPSA), su función era administrar la concesión del monopolio estatal de petróleo, según el Real Decreto Ley Número 1142 del 28 de junio de 1927 [11], originalmente CAMPSA fue una empresa mixta donde el Estado tenía una participación minorista.

Posteriormente en 1987 nació el grupo Repsol como resultado de la reorganización del sector petrolero español y la adecuación a los cambios a nivel mundial. Su actividad engloba la explotación, producción, transporte y refinamiento de petróleo y gas. CAMPSA pasa a ser parte de este grupo con otras cuatro filiales, con el monopolio del mercado.



A partir de 1992, con el inicio de la privatización de Repsol, el mercado pasa de ser un monopolio a ser un mercado de libre competencia con participación de empresas de diversas nacionalidades, de acuerdo con el Artículo 8, Título 2: “Exploración, investigación y explotación de hidrocarburos”, Numeral 1 de la Ley 34 de 1998 [12], de 7 de octubre donde se dicta: “Las personas jurídicas, públicas o privadas podrán realizar cualquiera de las actividades a que se refiere este Título, mediante la obtención de las correspondientes autorizaciones, permisos y concesiones”. Así, la producción tiene características de un oligopolio, puesto que tres empresas concentran toda la capacidad de refinamiento española: Repsol Butano, Cepsa y BP [13] con un dominio del mercado de Repsol, como se muestra en la Tabla 5. En cuanto a la producción española, ésta no es lo suficientemente grande para cumplir con la demanda del mercado.

Tabla 5. Balance Nacional GLP 2005 en España.

	PRODUCCIÓN	COMERCIALIZACIÓN
Producción Nacional	61,4%	
Repsol	50,54%	82,23%
Cepsa	42,17%	9,33%
BP	7,29%	4,76%
Importación	38,6%	Resto de operadores

Adaptado de: La regulación de precios de los GLP envasados en España: ¿hay oportunidades para su mejora? [13].

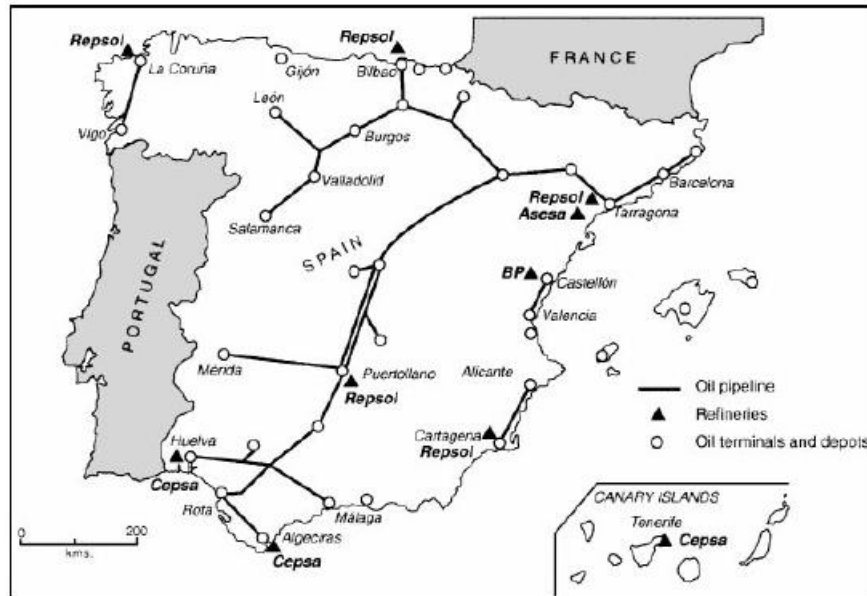
b. Estructura del mercado

La producción española de GLP se concentra en cuatro pozos de producción Ayoluego, Boquerón, Casablanca y Rodaballo, estos campos petroleros poseen una producción relativamente baja tanto de GLP como de petróleo, con un sistema de distribución por ductos como se muestra en la Figura 8. Debido a su producción limitada, España importa aproximadamente la mitad de su consumo de GLP. Las importaciones llegan casi todas por barco provenientes de África y el resto de Europa [14], [15].

El GLP inicialmente debe transportarse desde los centros de producción hasta las fábricas o entre dos fábricas (en el caso de las importaciones), este tipo de transporte se conoce

como *Transporte primario* y se realiza por varios medios, entre ellos: buques especialmente diseñados con tanques de almacenamiento que transportan el GLP entre refinerías e instalaciones situadas en la costa y que disponen de las instalaciones adecuadas, ferrocarril y carretera por medio de vagones o camiones cisterna, y finalmente mediante gasoducto entre refinerías e instalaciones próximas [16].

Figura 8. Sistema de distribución para productos del petróleo (España).



Tomado de: The Spanish Distribution for Oil Products: ¿An Obstacle to Competition? [15].

Este tipo de transporte, en pequeña proporción, se efectúa mediante contenedores cisternas que, una vez llenados en las fábricas, son montados sobre plataformas de carretera para dirigirse a un puerto marítimo donde son despachados en buques (la plataforma puede o no ser despachada junto con los tanques), una vez la carga llega al puerto de destino, una nueva plataforma o una cabeza tractora espera el contenedor cisterna para llevarlo a su destino [16].

En este punto entra el *Transporte secundario* que se divide en dos tipos:

De envasado: es el transporte con origen en las fábricas y que tiene como destino final las agencias y las estaciones de servicio. En el caso de las agencias, se usan camiones de tipo



articulado, cargados en las fábricas con 840 o 910 envases, en paquetes de 35 envases, cada unidad dirigida al almacén de una agencia en particular. El transporte dirigido hacia las estaciones de servicio posee características similares, pero el número de envases es variable y el destino final son comercializadoras del producto (a diferencia de Colombia, el GLP vehicular no está restringido y es un negocio en crecimiento).

Secundario de granel y canalizado: se da este nombre al transporte mediante camiones cisterna entre las fábricas y clientes con instalaciones de depósitos fijos de un consumidor. Según sea el propietario del depósito, se puede distinguir entre: plan clásico si el depósito es propiedad del consumidor y plan personalizado cuando el depósito pertenece a la empresa comercializadora. Cada depósito posee un único consumidor.

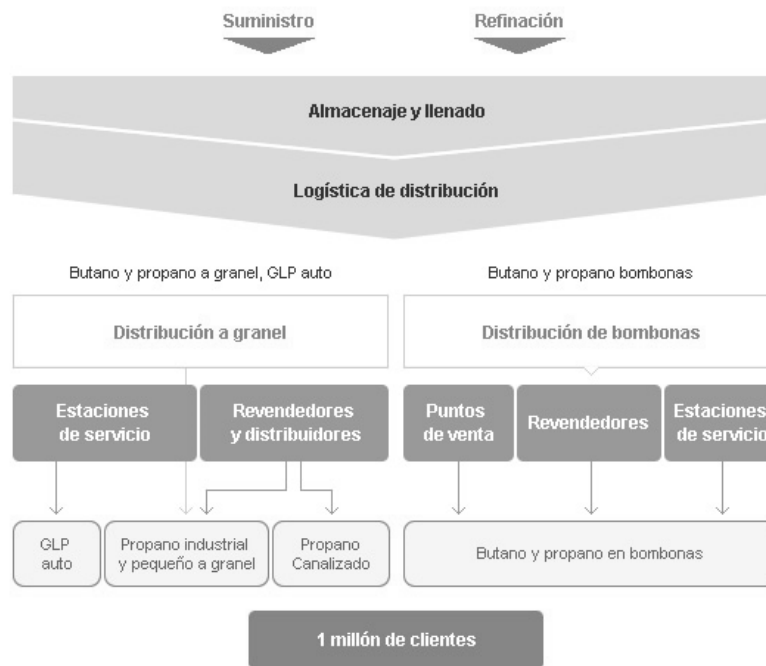
En el transporte secundario canalizado, los camiones cisterna cargan el GLP de las fábricas para descargarlo en uno o varios depósitos, pero en este caso existen varios consumidores para cada depósito o centro de almacenamiento y se factura al consumidor por lectura del contador de consumo. Se divide en 2 modalidades: primero, *vivienda*, en el que con un centro de almacenamiento se atiende a los consumidores de un edificio o pequeña urbanización y segundo, *poblaciones*, en el que con un centro de almacenamiento de mayor tamaño se atiende a toda una población (es aplicado en poblaciones de un tamaño relativamente pequeño).

La última etapa es el *transporte capilar*, en esta los camiones que cargan los envases en el almacén de las agencias y los llevan hasta el domicilio del cliente. La capacidad habitual de estos camiones varían entre 70 y 210 envases, por lo general cada agencia tiene su propio almacén y atiende una zona adjudicada exclusivamente. En este transporte los repartidores realizan rutas preestablecidas, que son informadas a los consumidores [16].

Una estructura global de la cadena de distribución española se puede observar en la Figura 9, allí se hace evidente toda la logística de distribución que se divide en dos partes:

a) distribución a granel que tiene como destino final abastecer estaciones de GLP para automóviles, pequeños distribuidores y redes de propano canalizado, b) distribución de bombonas (cilindros) que se expendan por medio de puntos de venta, por revendedores y en estaciones de servicio.

Figura 9. Cadena de suministro de GLP en España.



Tomado de: Transporte y distribución en España del GLP envasado y a granel [16]

La normatividad española respecto al GLP está compilada en una serie de leyes y decretos reales, siendo los de mayor interés los siguientes:

Ley 34 de 1998 del 7 de octubre del sector de hidrocarburos: tiene por objeto regular el régimen jurídico de las actividades relativas a los hidrocarburos líquidos y gaseosos. En el Título 3: “Ordenación del mercado de productos derivados del petróleo”, Capítulo 3: “Gases licuados de petróleo” se definen los operadores al por mayor, los distribuidores al por menor de gases licuados de petróleo a granel, la comercialización al por menor del GLP envasado y se establece el registro de operadores al por mayor del GLP.



Real Decreto 1085/1992 del 11 septiembre: por el que se aprueba el Reglamento de la Actividad de Distribución de Gases Licuados del Petróleo. Este reglamento posee la siguiente estructura: Capítulo 1: Generalidades, definiciones y clasificación; Capítulo 2: Autorización de la inscripción; Capítulo 3: Instalaciones, obligaciones y responsabilidades; Capítulo 4: Suministro y contratación; Capítulo 5: Régimen Tarifario, y Capítulo 6: Infracciones, sanciones y recursos.

En el Capítulo 3, Artículo 18 se dicta: “Los aparatos, medios y sistemas de medida utilizados para medir los suministros efectuados y para realizar en general operaciones susceptibles de medición, deberán haber superado el control metrológico establecido en las normas del Estado y de la Comunidad Europea. Mediante las correspondientes instrucciones técnicas se determinará el régimen de tolerancias de peso en el GLP envasado y los sistemas de control y muestreo aplicable”.

Este Real Decreto 1085/1992 fue parcialmente derogado por el Real Decreto 919/2006 del 28 de julio.

Real Decreto 919/2006 del 28 de julio: por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias IGC 01 a 11. Este reglamento, entre otros campos, se aplica a:

Centros de almacenamiento y distribución de envases del GLP: centros destinados a la recepción y almacenamiento de los envases de gases licuados del petróleo para su posterior distribución y venta a clientes finales en los mismos centros y a domicilio.

Instalaciones de almacenamiento del GLP en depósitos fijos: instalaciones de depósitos fijos de gas licuado de petróleo y todos sus accesorios dispuestos para alimentar las redes de distribución o directamente las instalaciones receptoras.



Estaciones de servicio para vehículos a gas: instalaciones de almacenamiento y suministro de gas licuado de petróleo a granel o de gas natural comprimido o licuado para su utilización como carburante para vehículos a motor.

Instalaciones del GLP de uso doméstico en caravanas y auto caravanas (casas rodantes).

En este decreto se aprueba la **norma ITC-IGC 02 “Centros de almacenamiento y distribución de envases de gases licuados del petróleo”**, la cual tiene como objetivo fijar los requisitos técnicos esenciales y las medidas de seguridad mínimas que se deben observar al proyectar, construir y explotar los centros de almacenamiento y distribución del GLP envasado. Se incluyen igualmente los criterios técnicos de transporte de envases del GLP en vehículos privados y en los de reparto domiciliario complementarios.

Adicionalmente, se aprueba la **norma ITC-IGC 03 “Instalaciones de gases licuados del petróleo en depósitos fijos”**, la cual tiene como objetivo fijar los requisitos técnicos y las medidas esenciales de seguridad que deben observarse en el diseño, construcción montaje y explotación de las instalaciones de almacenamiento del GLP, mediante depósitos fijos, destinadas a alimentar instalaciones de distribución de combustibles gaseosos por canalización o instalaciones receptoras.

La **Norma ITC-IGC 06 “Instalaciones de gases licuados del petróleo para uso propio”**, tiene como objetivo establecer los criterios técnicos y los requisitos de seguridad que son de aplicación para el diseño, construcción y explotación de las instalaciones de almacenamiento para uso propio y suministro del GLP en envases cuya carga unitaria sea superior a 3 kg destinados a alimentar instalaciones receptoras.

La **Norma ITC-IGC 10 “Instalaciones de gases licuados del petróleo de uso doméstico en caravanas y autocaravanas”**, tiene como objetivo fijar los requisitos técnicos esenciales y las medidas de seguridad que deben observarse referentes al diseño, construcción,



pruebas, instalación y utilización de las instalaciones del GLP de uso doméstico en caravanas y autocaravanas.

Real Decreto 1700/2003 del 15 de diciembre: por el que se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo y el uso de carburantes. En este Decreto, en el Artículo 4 se dictan las especificaciones comerciales del propano comercial, el butano comercial y el GLP para automoción.

Decreto 2913/1973 del 26 de octubre (Industria): por el que se aprueba el Reglamento General de Servicio Público de Gases Combustibles.

c. Normatividad relacionada con la medición de la cantidad y la calidad

España como integrante de la Unión Europea forma parte de la *European LPG Association (AEGPL)* la cual en conjunto con la ISO, el Comité Europeo de Normalización (CEN) y las Naciones Unidas son las encargadas de dictar los estándares y las prácticas para el buen manejo del GLP. La normatividad europea más relevante respecto al GLP es:

EN ISO 8819:1995 Liquefied Petroleum Gases-Determination of Hydrogen Sulfide-Lead Acetate Method (ISO 8819:1993): especifica el procedimiento para la detección del sulfuro de hidrógeno, el límite mínimo de detección es 4 mg de sulfuro de hidrógeno en un metro cúbico de gas. El metil mercaptano puede producir un resultado positivo en el análisis, pero éste debe desaparecer después de 5 minutos.

EN ISO 8973:1999 Liquefied Petroleum Gases-Calculation Method for Density and Vapour Pressure (ISO 8973:1997): describe un método simplificado para el cálculo de la densidad y la presión de vapor del GLP, basándose en los datos de composición y la presión de vapor de los elementos componentes.



EN ISO 3993:1995 Liquefied Petroleum Gas and Light Hydrocarbons-Determination of Density or Relative Density-Pressure Hydrometer Method (ISO 3993:1984): especifica el procedimiento para determinar la densidad y la densidad relativa mediante el uso de un aerómetro de presión, no debe ser utilizado para materiales con una presión de vapor superior a 1,4 MPa a temperatura del ensayo.

EN ISO 13757:1996 Liquefied Petroleum Gases- Determination of Oily Residues-High Temperature Method (ISO 13757:1996): especifica un método para la determinación de residuos en el GLP que permanecen sin evaporar a una temperatura de 105 °C.

EN ISO 13758:1996 Liquefied Petroleum Gases-Assesment of the Dryness of Propane-Valve Freeze Method (ISO 13758:1996): describe un procedimiento que define un estado para el GLP en el que está lo suficientemente seco para evitar malfuncionamiento de las instalaciones domésticas e industriales.

EN ISO 4257:2001 Liquefied Petroleum Gases-Method of Sampling (ISO 4257:2001): especifica los métodos manuales para obtener muestras de gas licuado de petróleo.

EN ISO 4256:1998 Liquefied Petroleum Gases-Determination of Gauge Pressure-LPG Method (ISO 4256:1996): especifica un método para la determinación de la presión relativa del GLP a una temperatura entre 35 y 70 °C.

EN ISO 6251:1998 Liquefied Petroleum Gases-Corrosiveness to Copper-Copper Strip Test (ISO 6251:1996): especifica un método para la determinación de la corrosión a tira de cobre para gas licuado de petróleo.

DIN EN 15469:2007 Petroleum Products-Test method for Free Water on Liquefied Petroleum Gas by Visual Inspection: cubre el uso de un recipiente a presión para determinar la presencia de agua libre en GLP, mediante inspección visual, a una temperatura menor a 0 °C. La diferenciación entre el agua y el GLP a temperaturas



normales es imposible a simple vista, pues el agua disuelta o libre no se diferencia del resto de la mezcla, para esto se congela el agua con lo que se logra distinguirla.

DIN EN 15470:2007 Liquefied Petroleum Gases-Determination of Dissolved Residues-High-Temperature Gas Chromatographic Method: especifica un método para la determinación de residuos disueltos en GLP. Estos residuos son componentes orgánicos que se detectan mediante cromatografía después de una evaporación de la muestra a temperatura ambiente y posterior evaporación en un horno a 105 °C.

DIN EN 15471:2007 Liquefied Petroleum Gases-Determination of Dissolved Residues-High-temperature Gravimetric Method: especifica un método para la determinación de residuos en el GLP que permanecen sin evaporar a una temperatura de 105 °C.

BS EN 13715 LPG Equipment and Accessories-Specification and Testing for Liquefied Petroleum Gas (LPG) Tank Valves and Fitting: especifica los requerimientos mínimos para el diseño y prueba de válvulas, incluye acoples usados en tanques estacionarios y móviles con capacidades superiores a 150 litros de agua. No incluye válvulas de alivio ni elementos para tanques de automotores.

BS EN 14570:2005 Equipping of LPG Tanks, Overground and Underground: especifica el equipo necesario para tanques de GLP, en superficie y subterráneos con una capacidad no mayor a 13 m³, fabricados de acuerdo con la norma EN 12542 o equivalentes. El equipo cubierto por esta norma se conecta directamente a las conexiones del tanque. Excluye los equipos para tanques refrigerados y tanques de almacenamiento.

BS EN 14912:2005 LPG Equipment and Accessories-Inspection and maintenance of LPG Cylinder Valves at Time of Periodic Inspection of Cylinders: especifica los requerimientos para la inspección y mantenimiento de las válvulas para cilindros de GLP. Aplica para las inspecciones y mantenimientos programados de los cilindros como se describe en la norma EN 1440, EN 14795, EN 14914 y EN 14767. Este estándar se aplicará para cualquier otro momento, por ejemplo cuando el mantenimiento de las válvulas sea necesario.



BS EN 13952:2003/A1:2006 LPG Equipment and Accessories-Filling Procedures for LPG

Cylinders: especifica las medidas necesarias en las plantas de envasado de cilindros para GLP, esta norma no incluye llenado de tanques de usuarios. Los cilindros deben estar en el rango de 0,5 a 150 litros.

d. Corrección de volumen

Las condiciones estándar de presión y temperatura para la medición del volumen en España son 15 °C y 101,325 kPa. Las condiciones estándares mostradas son aplicadas en transacciones internacionales y los factores de corrección para este estándar se encuentran en la norma ISO 91-1:1992; sin embargo, para algunas transacciones dentro del país aún no se adopta completamente y se utiliza como referencia 20 °C/101,325 kPa cuyos factores de corrección se encuentran en la norma ISO 91-2:19992.

La corrección de volumen se hace de acuerdo con lo dicho en las normas ISO 91-1:1992 para condiciones de referencia de comercio internacional y con la norma ISO 91-2:1992 para transacciones con referencia a 20 °C. La corrección en ambas normas posee la misma estructura que la aplicada en el estándar API 2540 (Manual of Petroleum Measurement Standard Chapter 11.1) y la norma ASTM D 1250, en la que se realiza una corrección con respecto a la temperatura. El volumen se corrige multiplicando por el factor obtenido de la Tabla 6A de la norma ASTM D1250, tomando como datos de entrada la temperatura y la densidad relativa referida a 15,6 °C (60 °F).

Por lo tanto el volumen a condiciones estándar es:

$$V_S = Ft \cdot V_R$$

donde:

V_S = Volumen del gas consumido por el cliente en el periodo facturado, corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (15 °C y 101,325 kPa).



V_R = Volumen del gas natural consumido por el cliente en el periodo facturado, a las condiciones de presión y temperatura en que registra el consumo el medidor.

e. Análisis

En la Tabla 6 se presenta un resumen de los principales parámetros de cantidad y calidad que son medidos en cada uno de los puntos que hacen parte de la cadena de custodia del GLP en España, además, se muestran las normas técnicas en las cuales están basados sus respectivos procedimientos de medición.

Tabla 6. Medición de cantidad y calidad en la cadena de custodia de GLP en España.

PUNTO DE CUSTODIA	VARIABLE	NORMA
Productores e importadores	Nivel (Volumen) [m]	UNE-ISO 8309:2005
	Flujo [kg/s][m ³ /s]	UNE-EN 24006:1997, UNE-EN ISO 6817:1996
	Presión [Pa]	EN ISO 8973:1999
	Temperatura [K]	UNE-ISO 8310:2005
	Poder calorífico [J/kg]	UNE-EN 15984:2011, UNE-EN ISO 6976:2005
	Odorización [ppm]	UNE-EN ISO 13734:2001
	Densidad y Densidad Relativa [kg/m ³]	EN ISO 3993:1995
	Composición [%]	UNE-EN 15984:2011, UNE-EN ISO 6976:2005
	Corrosión (Cantidad de azufre) [mg/kg]	EN ISO 6251:1998
	% Sulfuro de hidrógeno [%]	EN ISO 8819:1995
	Prueba de residuos	EN ISO 13757:1996
	Sequedad	EN ISO 13758:1996
	Residuos disueltos	EN 15470:2007, EN 15471:2007
Almacenadores mayoristas	Nivel (Volumen) [m],[m ³]	UNE-ISO 8309:2005
	Flujo [kg/s],[m ³ /s]	UNE-EN 24006:1997, UNE-EN ISO 6817:1996
	Presión [Pa]	EN ISO 8973:1999
	Temperatura [K]	UNE-ISO 8310:2005
	Poder calorífico [J/kg]	UNE-EN 15984:2011, UNE-EN ISO 6976:2005
	Odorización [ppm]	UNE-EN ISO 13734:2001
	% Sulfuro de hidrógeno	EN ISO 8819:1995
	Composición [%]	UNE-EN 15984:2011, UNE-EN ISO 6976:2005
Almacenadores minoristas y distribuidores	Nivel (Volumen) [m] [m ³]	UNE-ISO 8309:2005
	Flujo [kg/s] [m ³ /s]	UNE-EN 24006:1997, UNE-EN ISO 6817:1996
	Presión [Pa]	EN ISO 8973:1999
	Temperatura [K]	UNE-ISO 8310:2005
	Odorización [ppm]	UNE-EN ISO 13734:2001

En la tabla 7 se presenta las unidades utilizadas en los diferentes puntos de custodia para el recibo, entrega y facturación de GLP en España.

Tabla 7. Unidades utilizadas para la comercialización (España).

PUNTO DE CUSTODIA	VARIABLE	UNIDAD DE COMERCIALIZACIÓN
Transportadores primarios	Unidad de recibo	-
	Unidad de entrega	Ton
	Unidad de facturación	Ton
Transporte secundario de granel y canalizado	Unidad de recibo	Ton
	Unidad de entrega	Kg
	Unidad de facturación	Kg
Transporte secundario de envasado	Unidad de recibo	Kg
	Unidad de entrega	Kg
	Unidad de facturación	Kg
Estaciones de servicio	Unidad de recibo	Kg
	Unidad de entrega	Litros
	Unidad de facturación	Litros
Transporte capilar	Unidad de recibo	Kg
	Unidad de entrega	Kg
	Unidad de facturación	Kg

España posee un mercado de GLP de libre competencia, gran parte de las etapas de la cadena productiva están privatizadas y su mercado se regula mediante la liberación de precios. En la producción se presenta un oligopolio formado por Repsol, Cepsa y BP; en el resto de la cadena se ve una marcada influencia del sector privado, con una participación del estado a pequeña escala en la distribución. Referente al mercado de GLP se adoptan las medidas y regulaciones del Comité Europeo de Normalización, por ende, en su mayoría la normatividad se basa en las normas ISO, BS y DIN.

La calidad de GLP está definida por características determinadas en ensayos de laboratorio que permiten conocer: a) componentes que corroen al cobre (corrosión tira de cobre), b) densidad relativa, c) cantidad de residuos, d) odorización, e) presión de vapor, f) contenido de agua, g) sequedad, h) porcentaje de sulfuro de hidrógeno, i) poder calorífico, j) número de Wobbe y k) composición.

La cantidad de GLP se determina mediante la medición de nivel y/o flujo volumétrico, estas variables deben ser corregidas por temperatura y presión.



3. Perú

En Perú se desarrolla un mercado de GLP que posee gran dinamismo dada la participación de varias empresas, haciendo que este insumo sea de gran cobertura en la industria, en el comercio y en los hogares. La estructura que tiene el mercado de GLP en este país es muy amplia, ya que está conformado por refinerías, plantas de abastecimiento, envasadoras, gasocentros y transportistas, entre otros.

a. Reseña histórica [17]

Hasta el año 1996 el único abastecedor de GLP en Perú era PETROPERÚ S.A., empresa que se encargaba de ofrecer el GLP que se producía tanto en las refinerías de Talara y La Pampilla, como el volumen del GLP que se importaba. En agosto de ese año ingresó al mercado la empresa Zeta Gas Andino S.A. que construyó un terminal marítimo en el Callao y empezó a cubrir la demanda interna con GLP importado. Luego de la privatización de Solgas – PETROPERÚ y su venta a la empresa Repsol S.A., en febrero de 1997, esta empresa puso en servicio un terminal marítimo ubicado en Ventanilla por medio del cual comenzó a abastecer de GLP al mercado local, sobre la base de una mezcla de gas de producción nacional (proveniente de la refinería La Pampilla, que había sido privatizada y adjudicada al consorcio RELAPASA S.A.) e importado. A finales del año 1998 entra en el mercado la empresa Aguaytía Energy del Perú S.R.L. (a cargo de Maple Corp.), la cual comienza a vender GLP en la selva.

En julio de 2003, la demanda del GLP era cubierta en su mayoría por la producción de PETROPERÚ, principal productor a nivel nacional, seguido por Repsol – YPF, Maple Corp. y la Empresa Eléctrica de Piura S.A. (EEPSA). En conjunto, estos abastecedores producían en promedio 8.760 barriles por día de GLP, que equivalen a 75.424 cilindros diarios de 10 kg.



No obstante, la producción nacional permitió abastecer sólo el 54% de la demanda en ese año. El 46% restante de la demanda fue cubierto con importaciones, siendo las empresas importadoras más relevantes PETROPERÚ, Solgas – Repsol y Zeta Gas. Estas empresas realizaron importaciones de componentes como el butano y el propano para luego mezclarlos en sus propias instalaciones.

b. Estructura del mercado [18]

La cadena de comercialización de GLP está conformada por todos los agentes que realizan las actividades que se requieren para que éste llegue a los consumidores finales. Estas actividades incluyen importar, producir, almacenar, envasar, transportar y expender el GLP. Los agentes que intervienen en esta cadena son:

Productores.	Gasocentros.
Importadores.	Locales de venta de GLP.
Plantas de abastecimiento.	Distribuidor de GLP a granel.
Plantas envasadoras.	Distribuidor de GLP en cilindros.
EE.SS. (Estaciones de servicio con gasocentros).	Transportista de GLP a granel.
	Transportista de GLP en cilindros.

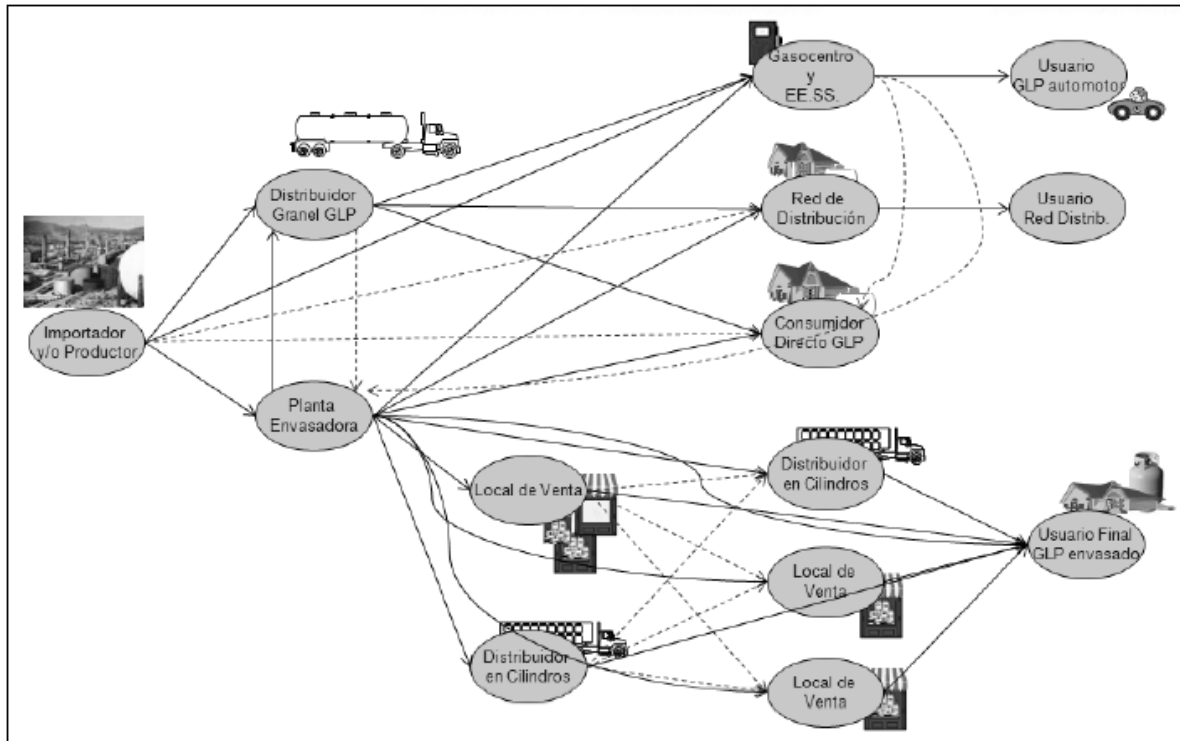
Asimismo, existen otros dos tipos de agentes que pertenecen a la cadena de comercialización de GLP y que se caracterizan por hacer uso del mismo para su consumo exclusivo como combustible, estos son:

Consumidores directos de GLP.	Redes de distribución de GLP.

El *Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo*, aprobado por **Decreto Supremo N° 01-94-EM**, define a los agentes que integran la cadena de comercialización de

GLP (Figura 10). Establece además los requisitos y reglas que deben cumplir para el desarrollo de sus actividades.

Figura 10. Cadena de comercialización de GLP (Perú).



Tomado de: EL Mercado del GLP en el Perú: Problemática y Propuestas de Solución. División de Planeamiento y Desarrollo Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos [18].

Actualmente, debido al dinamismo que presenta este mercado, se ha evidenciado un aumento significativo de agentes de la cadena de comercialización de GLP, lo que ha traído consigo diversas situaciones no contempladas en el actual reglamento aprobado por el **Decreto Supremo N° 01-94-EM**.

En la Figura 10 se muestra la actual cadena de comercialización de GLP y se observa que ésta presenta excesivos flujos comerciales entre sus agentes, de los cuales, vale resaltar aquellos que se realizan con total normalidad (líneas continuas), cumpliendo lo señalado en el mencionado reglamento. Sin embargo, se han generado otros flujos comerciales



(líneas punteadas) entre los agentes de GLP que no se encuentran expresamente prohibidos en el reglamento aprobado por el **Decreto Supremo N° 01-94-EM**, pero que al mismo tiempo no guardan relación con el objetivo del mismo y han generado: a) una distorsión entre las verdaderas funciones de los agentes de GLP, b) el deslinde de responsabilidades de algunos de ellos, c) la atomización del mercado de GLP envasado, y d) el incremento de agentes informales, entre otros.

De acuerdo con la normativa actual, no existe prohibición alguna para que los *Consumidores directos de GLP* y las *Redes de distribución* de GLP puedan ser abastecidos por cualquier otro agente que expendá GLP a granel. Sin embargo, por tratarse de agentes que no realizan actividades propias de hidrocarburos, sino que hacen uso de GLP como combustible (por ejemplo: industrias, restaurantes, residencias, etc.), es necesario que los agentes que los abastecen asuman cierto nivel de responsabilidad por sus instalaciones, con el fin de garantizar la seguridad de las mismas.

A continuación se presenta una descripción de las actividades que realiza cada uno de los agentes involucrados en la cadena productiva de GLP en Perú:

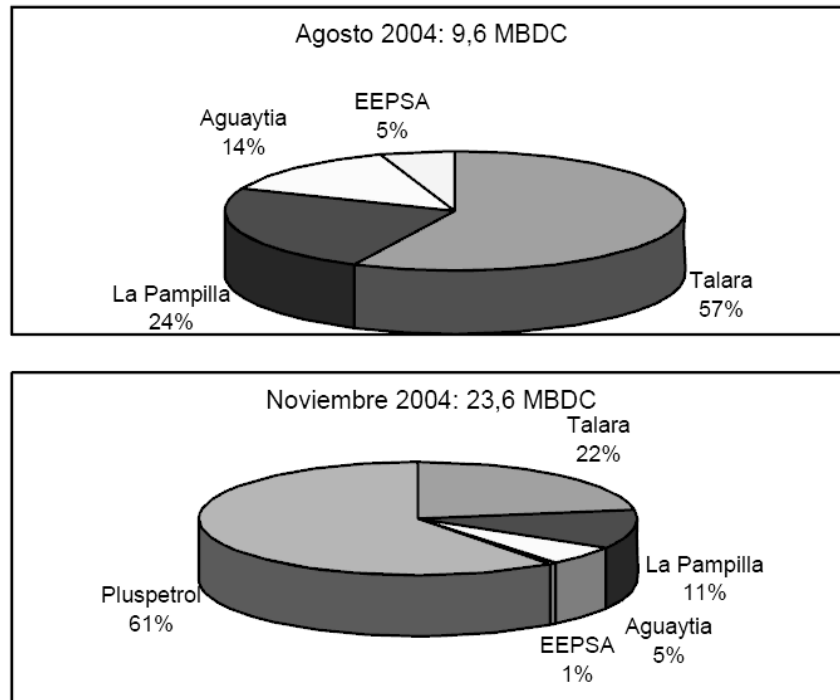
Productores: son empresas cuya actividad consiste en procesar hidrocarburos con el objeto de producir propano, butano o mezclas de los mismos; en ese tipo de instalaciones se incluyen refinerías y plantas de fraccionamiento. En las refinerías, el GLP se obtiene del procesamiento del petróleo crudo y en las plantas de fraccionamiento se obtiene del procesamiento del gas natural.

Actualmente, el principal productor de GLP en Perú es el Consorcio Camisea, el cual cuenta con una planta de fraccionamiento en Pisco, en la que se procesan los líquidos asociados al gas natural, provenientes de la provincia de La Convención en la región

Cusco; el segundo productor más importante es Petróleos del Perú S.A. (Petroperú), el cual produce GLP en la refinería de Talara.

La Figura 11 muestra la participación en el mercado de los diferentes productores.

Figura 11. Producción nacional de GLP antes y después del ingreso de Pluspetrol en Perú.



Tomado de: Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería [17].

De acuerdo con cifras oficiales del mes de agosto del 2004 [21], la producción nacional del GLP fue de 9,6 MBDC y el principal productor PETROPERÚ procesó en su refinería de Talara el 57% de la producción total (Figura 11). En el mes de septiembre del año 2004, PETROPERÚ produjo la mayor cantidad del GLP (4,92 MBDC), seguido por Pluspetrol (4,69 MBDC del GLP -Propano y Butano). Otros operadores como RELAPASA, MAPLE y EEPSA produjeron menores cantidades.

Del total producido, a la exportación se destinaron: 1,19 MBDC a Pluspetrol, 2,95 MBDC a Repsol, 0,54 MBDC a Llama Gas y 0,02 MBDC a Flama Gas.



Importadores: son empresas cuya principal actividad es comprar GLP en el mercado internacional, para venderlo en el mercado interno. La importación usualmente se realiza a través de terminales marítimos asociados a plantas de abastecimiento. Los principales importadores se encuentran verticalmente integrados a plantas envasadoras y estos, a su vez, a locales de venta, para llevar a cabo sus actividades de comercialización minorista. Sin embargo, los importadores pueden abastecer plantas envasadoras y distribuidores que no pertenezcan a su grupo económico.

En la actualidad, debido al importante crecimiento de la producción nacional de GLP, estos agentes se abastecen de los productores nacionales. Los principales importadores de GLP en Perú son Llama Gas, Lima Gas, Repsol YPF Comercial del Perú y Zeta Gas Andino.

Plantas de abastecimiento: los productores e importadores de GLP realizan sus actividades comerciales a través de las denominadas plantas de abastecimiento, o "Plantas de Venta de GLP"; instalaciones en las cuales el GLP a granel puede ser objeto de operaciones de recepción, almacenamiento y transvase, para su posterior distribución. Cabe señalar que en estas plantas no se realiza el envasado del GLP en cilindros.

Plantas envasadoras: las plantas envasadoras son establecimientos en los que una Empresa almacena GLP con la finalidad de envasarlo en cilindros o trasegarlo a camiones tanque. Cabe resaltar que estos agentes entregan en condición de uso a sus clientes, los cilindros rotulados en kilogramos.

En Perú hay 95 plantas envasadoras de GLP; Lima y Callao cuentan con la mayor cantidad en conjunto y otras regiones con un importante número de estas plantas son Arequipa, Junín, La Libertad y Lambayeque. Las empresas más grandes (Solgas – Repsol, Zeta Gas, Lima Gas y Llama Gas) concentran cerca del 65% de las ventas totales de GLP envasado. El

resto de empresas presentan pequeñas escalas de operación y tienen una cobertura de abastecimiento local.

Las empresas envasadoras son propietarias de los cilindros en kilos cuya vida promedio es de 8 años y están rotulados. Respecto a los cilindros en libras cuya antigüedad puede estar cerca de los 30 años y no están rotulados, no existe claridad sobre quien es el propietario. Las plantas envasadoras distribuyen el GLP mediante distintos canales, que pueden ser distribuidores independientes (con depósito o con vehículos), zonales propias o distribución directa por medio de flotas de vehículos propios. El GLP envasado destinado para consumo residencial es comercializado en cilindros de 25 libras (de manufactura antigua con más de 20 años de antigüedad) y de 10 kg (de manufactura moderna con menos de 10 años de antigüedad). En menor cuantía, se utilizan cilindros de 45 kg para el abastecimiento de GLP a establecimientos comerciales.

En la Tabla 8 se muestra la participación del mercado de las principales empresas envasadoras de GLP, por asociaciones.

Tabla 8. Participación por asociaciones en el mercado de empresas envasadoras de GLP en Perú.

Empresa	Porcentaje [%]
Asociación Gas LP Perú (AGLPP)	77,4
Asociación de Empresas Envasadoras de Gas (ASEEG)	12
Sociedad Nacional del Gas (SNG)	6,6
N.D.	3,9

Tomado de: Asociación Iberoamericana de Gas Licuado de Petróleo [21].

Gasocentros: son instalaciones en las que se desarrolla la actividad de expendio de GLP para uso automotor y cuentan con todas las medidas necesarias para un despacho seguro; pueden dedicarse exclusivamente a la comercialización de GLP, sin embargo, lo usual es que comercialicen además combustibles líquidos.

En total existen 76 gasocentros registrados, la Región Lima cuenta con la mayor cantidad de ellos, seguida por Arequipa, Huánuco, Junín y La Libertad.



Locales de venta de GLP: son instalaciones en las cuales los cilindros de GLP son objeto de recepción, almacenamiento y venta al público. Los locales de venta pueden vender los cilindros envasados de diferentes empresas, asimismo, deben recibir a cambio los cilindros que son intercambiados por los consumidores finales sin importar a qué empresa envasadora le correspondan.

Los locales de venta de GLP pueden ser operados por personas naturales o jurídicas independientes, o estar asociados a empresas envasadoras, las cuales en algunos casos están a su vez asociadas a importadores o productores; por ello se observan diferentes niveles de integración vertical en este mercado. No obstante, en forma general, este tipo de negocio requiere de inversiones relativamente menores respecto a las necesarias para desempeñar otro tipo de actividades en la cadena de comercialización de GLP.

Distribuidor de GLP a granel: los distribuidores de GLP a granel son agentes de la cadena de comercialización que utilizan los denominados "camiones tanque" o "camiones cisterna" para realizar el abastecimiento de GLP, usualmente a consumidores finales. Los agentes que pueden ser autorizados para realizar esta actividad son los operadores de plantas de abastecimiento, plantas envasadoras y propietarios u operadores de camiones tanque o de camiones cisterna; sus principales clientes son los consumidores directos y las redes de distribución de GLP.

Distribuidor de GLP en cilindros: los distribuidores de GLP en cilindros son las personas naturales o jurídicas debidamente autorizadas que se dedican a la comercialización en cilindros, para lo cual cuentan con depósitos, áreas y/o vehículos exclusivos; asimismo pueden expender directamente al público y en forma conjunta cilindros pertenecientes a diversas empresas envasadoras. Los usuarios que hayan recibido cilindros rotulados en kilogramos o en libras de una determinada empresa envasadora, tienen derecho a canjearlos con los de otras empresas envasadoras.



Principales distribuidores [22]: de acuerdo con la información de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (DGH-MEM), en abril del 2005 existían aproximadamente 69 empresas operando en los diversos mercados a nivel nacional, principalmente concentradas en Lima Metropolitana. La empresa Repsol-YPF presenta el mayor número de plantas envasadoras con una alta capacidad de almacenamiento. No obstante, existe una concentración geográfica de las plantas asociada a la penetración del uso de GLP a nivel urbano. Por ello, las plantas se localizan en Lima y Callao (destacándose el depósito de Zeta Gas), en la zona norte (Trujillo, Piura, Chiclayo) y en menor medida en Arequipa, Cusco y Pisco. Luego de la privatización de la empresa estatal Solgas S.A., los envasadores-distribuidores más importantes en la industria son Repsol-Solgas, Zeta Gas Andino, Lima Gas y Llama Gas. Las tres primeras empresas son de propiedad de empresas mexicanas, españolas y chilenas (Tabla 9). Las empresas restantes son pequeñas y están agrupadas en la Asociación de Empresas Envasadoras de Gas del Perú (ASEEG).

Tabla 9. Principales empresas distribuidoras de GLP (Perú).

Repsol-Solgas	Zeta Gas Andino S.A.	Lima Gas S.A.	Llama Gas S.A.
Desde: 1994 60% Repsol de España 40% Lipi Gas de Chile	Grupo Miguel Zaragoza de México	Desde: 1994 60% Lipi Gas de Chile 40% Repsol de España	Familia Cáceres

Tomado de: La Organización Económica de la Industria de Hidrocarburos en el Perú: La Comercialización del GLP envasado [22].

Respecto a las ventas de GLP envasado, las empresas han buscado diferenciar sus cilindros de gas usando colores distintivos y mejorar la atención al cliente por medio de sistemas de pedidos (Repsol, Lima Gas).

A pesar del incremento en la participación de los distribuidores minoristas, estos han enfrentado algunas dificultades para competir en el mercado, debido a problemas originados por las limitaciones de la oferta de GLP nacional y la dificultad de importarlo directamente. Por ello, en algunas ocasiones, han buscado asociarse para solicitar a PETROPERÚ que lleve a cabo importaciones de grandes volúmenes, adicionales a su



producción propia, con el propósito de acceder a precios mayoristas más baratos para poder competir con las grandes compañías reduciendo costos.

Transportistas de GLP: los transportistas de GLP son empresas que se dedican al traslado del mencionado producto, entre las instalaciones de diferentes agentes de la cadena de comercialización, utilizando para ello camiones, camiones tanque, barcos, barcasas u otro medio de transporte debidamente autorizado. Los transportistas de GLP se clasifican según la forma como realicen el transporte del producto, que puede ser a granel o en cilindros; dentro de esta clasificación también se encuentra el transporte por ductos, sin embargo este último tipo de transporte se rige por una reglamentación especial.

Comercialización de GLP en Perú [19]

La comercialización del GLP envasado en Perú está definida como una industria competitiva en sus distintas actividades. Entre las características más importantes se señala la existencia de un grado de integración vertical para el caso de algunas plantas envasadoras con los centros de distribución mayorista y minorista, mientras que para el caso de otros agentes (generalmente los pequeños operadores), el nivel de integración vertical es inexistente o bajo.

Perú muestra un tamaño de mercado grande de GLP, con un esquema donde la libre competencia determina los precios (Tabla 10). En contraste, en Colombia los precios de los cilindros de GLP son fijados por el organismo regulador CREG, lo cual responde al interés de proteger a los consumidores frente a posibles abusos en el manejo de los precios por parte de los operadores dominantes. En la Tabla 11 se muestra un resumen de la normatividad aplicada a la comercialización del GLP en Perú y en Colombia.

Tabla 10. Aspectos de la comercialización de GLP en Perú.

Consumo per cápita de GLP (kg – año)	18
Parque estimado de cilindros (miles)	6.000
Consumo promedio mensual envasado y a granel (toneladas)	50.340
Precio interno (US\$/kg)	0,97
Empresas envasadoras	76
Grandes productores	PETROPERÚ, Pluspetrol, Repsol YPF
Número de plantas envasadoras formales	105
Tipos de cilindros de mayor comercialización	10 kg – 25 lb
Propiedad de los cilindros	Los cilindros rotulados son propiedad de las envasadoras.
Identificación de la propiedad de los cilindros	Uso de diversos colores y logos según empresa. Uso de rótulos en el cuerpo de los cilindros.

Tomado de: La Organización Económica de la Industria de Hidrocarburos en Perú: El Mercado del Gas Licuado de Petróleo [19].

Tabla 11. Leyes relacionadas con la comercialización de GLP en Perú y Colombia.

PERÚ	COLOMBIA
Reglamento de comercialización del GLP (DS. 001-94-EM) expedido por el Ministerio de Energía y Minas	Resolución CREG – 053 de 2011 (Reglamento de Comercialización Mayorista de Gas Licuado de Petróleo) Resolución CREG – 092 de 2009 (Disposiciones sobre las obligaciones de los transportadores del Gas Licuado del Petróleo -GLP- a través de ductos en el continente y en forma marítima) Resolución CREG – 023 de 2008 (Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista de Gas Licuado de Petróleo) Resolución CREG – 067 de 1995, (Código de Distribución de Gas Combustible por redes de tubería)

Tomado de: La Organización Económica de la Industria de Hidrocarburos en Perú: El Mercado del Gas Licuado de Petróleo [19].

Regulación del mercado (Normatividad gubernamental)

Según la **Ley No 26221** (Ley Orgánica de Hidrocarburos) **Artículo 76**: el transporte, la distribución mayorista y minorista, y la comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos se regirán por las normas que apruebe el Ministerio de Energía y Minas; dichas normas deberán contener mecanismos que satisfagan el abastecimiento del mercado interno.



c. Normatividad relacionada con la medición de la cantidad y la calidad

La reglamentación de GLP en Perú se encuentra fundamentada en decretos expedidos por el Ministerio de Energía y Minas, a continuación se enuncian algunos de importancia:

Decreto Superior No. 032-2004 EM: el Título Quinto, Capítulo Quinto, habla acerca de la medición de los procesos de hidrocarburos líquidos (GLP incluido). Aclara en los Artículos 287 y 288 que los procedimientos y normas se guiarán por lo recomendado por la API (*Manual of Petroleum Measurement Standards en su versión vigente*) o cualquier otro instituto de prestigio internacional.

D.S. No.046-93-EM: Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.

D.S.No.01-94-EM: Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo.

D.S.No.051-93-EM: Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos.

D.S.No.052-93-EM: Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos.

D.S.No.030-98-EM: Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros Productos Derivados de los Hidrocarburos.

D.S.No.054-93-EM: Reglamento de Seguridad para Establecimientos de Venta al Público de Combustibles Derivados de Hidrocarburos.

D.S.No.041-99-EM: Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.



D.S.No. 26-94-EM: Reglamento de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos.

Los agentes que comercializan GLP deben cumplir con las siguientes normas de calidad y de control [23]:

- La clasificación, características y especificaciones del GLP, de origen nacional o importado, deberán someterse a las normas aprobadas por INDECOPI y a las disposiciones de las normas aplicables.
- Las plantas envasadoras de GLP deberán contar con balanzas de las siguientes características: a) una legibilidad de 20 g para recipientes de contenido neto de 5 kg, b) una legibilidad de 50 g para recipientes de contenido neto de 10 kg y 15 kg, c) una legibilidad de 100 g para recipientes de contenido neto de 45 kg.
- Las plantas envasadoras deberán contar con masas patrones que deberán ser calibradas por lo menos una vez al año de manera similar a lo descrito anteriormente.
- El control del peso neto de los cilindros con GLP, será realizado por el OSINERGMIN, en las plantas envasadoras, medios de transporte, locales de venta u otros centros de distribución.
- La responsabilidad por el cumplimiento de las normas de calidad y peso aplicables al GLP corresponderá a la persona natural o jurídica que, bajo cualquier modalidad contractual, sea la propietaria de GLP que expende a un tercero.

En el Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo – **Decreto Supremo N° 01-94-EM**, son de interés los artículos 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41 y 42 que versan sobre las normas de calidad y los procedimientos de control de GLP.

Procedimiento del control de calidad en grifos y estaciones de servicio [24]:

- Se hacen pruebas rápidas con equipos de prueba a la gasolina (ahora gasohol) y diesel.
- Si el combustible tiene indicios que muestran que está fuera de la especificación se toman muestras para enviarlas al laboratorio.
- El Laboratorio emite un informe si el producto se encuentra dentro de las especificaciones de la normativa vigente (NTP).
- El administrador tiene derecho a una dirimencia.
- Procedimiento del control metrológico en grifos y estaciones de servicio [24]:
- La verificación se efectúa con un cilindro patrón para observar los rangos de error que presenta cada manguera del establecimiento verificado.
- Se determina el error a partir de:

$$Error(\%) = \left[\frac{VDS - MVP}{MVP} \right] \cdot 100$$

donde: VDS es el volumen despachado por el surtidor.

MVP (Medidor volumétrico patrón) es el Volumen leído en el cilindro patrón.

El cilindro patrón es un medidor volumétrico con capacidad de cinco galones (medida EEUU). En Perú se le denomina comúnmente con la palabra “Serafín”.



- Antes de efectuar la medición de control, se llena el “cilindro patrón”, hasta el tope y luego se devuelve el producto al tanque.
- Primera medición: el cilindro patrón se llena directamente a máxima velocidad del surtidor, se anota la medida que indica el mismo y luego se devuelve el producto al tanque.
- Segunda medición: el cilindro patrón se llena directamente a velocidad media del surtidor, se anota la medida que éste indica y luego se devuelve el producto al tanque.
- El error entre el volumen despachado por el surtidor versus el volumen leído con el cilindro patrón no debe exceder el 0,5%.

Control metrológico por parte de los usuarios [24]

El Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros Productos Derivados de los Hidrocarburos aprobado por **D. S. N° 030-98-EM** dice:

Artículo 75: los establecimientos de venta al público de combustibles deberán tener un cilindro patrón calibrado por el Laboratorio Nacional de Metrología del INDECOPI o una empresa de servicios metrológicos, de acuerdo con las normas vigentes. La calibración tendrá una validez máxima de seis (6) meses calendario, salvo que el cilindro patrón presente signos de abolladuras o deterioro, que obligará a una nueva calibración y reemplazo de éste.

Artículo 76: el cilindro patrón de las estaciones de venta al público de combustibles estará permanentemente a disposición del público. El consumidor que desee comprobar la medida de la máquina despachadora, solicitará el empleo de dicho recipiente, pero



obligándose a comprar el producto en caso que la medida sea correcta o hacer la denuncia al OSINERGMIN si la medida es incorrecta.

Según lo dispuesto en la Resolución de Consejo Directivo, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, **OSINERGMIN N° 382-2008-OS/CD** [25], se establece el procedimiento de control de calidad del gas licuado de petróleo (GLP) a fin de cumplir de forma eficiente la función de supervisión y fiscalización encomendada, respecto al control de la calidad de GLP que se expende a través de las estaciones de servicio que comercializan dicho producto, de gasocentros, de plantas envasadoras, de plantas de abastecimiento, de terminales, de refinerías, de locales de venta, de distribuidores de GLP en cilindros y medios de transporte; así como del GLP que es almacenado en las instalaciones de los consumidores directos o se distribuye mediante las redes de distribución; resulta necesario aprobar el Procedimiento de Control de Calidad del Gas Licuado de Petróleo que permita verificar si el combustible en mención, cumple con las normas técnicas vigentes de calidad.

En todo lo no previsto en dicha norma, se aplicará lo establecido en las normas técnicas peruanas vigentes, aprobadas por la Comisión de Reglamentos Técnicos del INDECOPI, a saber:

- Norma Técnica Peruana NTP 321.007:2002 Gas Licuado de Petróleo (GLP).
- Requisitos. NTP 321.089: 1999 Gas Licuado de Petróleo (GLP).
- Muestreo. Método Manual. NTP 321.112:2001 Gas Licuado de Petróleo (GLP).
- Muestreo de hidrocarburos fluidos usando un cilindro con pistón flotante. NTP 321.113:2002 Gas Licuado de Petróleo (GLP).
- Determinación de etil mercaptano en vapor del GLP; o normas nacionales o internacionales recientes posteriores a las mencionadas líneas arriba, como la ASTM D-3700.



d. Corrección de volumen

Si se utiliza un medidor fijo de nivel máximo de líquido (spitch) o un medidor variable de nivel de líquido (rotogage) sin corrección por temperatura del volumen del líquido, el nivel de líquido indicado por estos medidores deberá calcularse basándose en el límite máximo de llenado permitido cuando el líquido está a 40 °F (4 °C), para recipientes sobre superficies o cuando la temperatura es de 50 °F (10 °C) para recipientes subterráneos.

Cuando se utiliza un medidor variable de nivel de líquido y el volumen del líquido se corrige por temperatura, el nivel máximo de líquido permitido deberá cumplir con la Tabla 7.4.2.2 (a), la Tabla 7.4.2.3 (b) y la Tabla 7.4.2.3 (c) de la NFPA 58.

Según el punto 7.4.3.3 de la NFPA 58-Edición 2008, cuando el recipiente sea llenado volumétricamente usando un medidor variable de nivel de líquido de acuerdo con 7.4.3.2 (b) se deberá tomar la previsión para determinar la temperatura del líquido.

e. Análisis [26]

En la Tabla 12 se muestra un resumen de los principales parámetros de cantidad y calidad que son medidos en cada uno de los puntos que hacen parte de la cadena de custodia del GLP en Perú, además, las normas técnicas en las cuales están basados sus respectivos procedimientos de medición.



Tabla 12. Medición de cantidad y calidad en la cadena de custodia de GLP (Perú).

PUNTO DE CUSTODIA	VARIABLE	NORMA
Productores e importadores	Nivel (Volumen) [m], [m ³]	NTP 321.123
	Flujo [kg/s], [m ³ /s]	NTP 321.123
	Presión [Pa]	NTP 321.100, NTP 321.007, NTP 321.098
	Temperatura [K]	NTP 321.007
	Poder Calorífico [J/kg]	NTP 321.007, NTP 321.121
	Odorización [ppm]	NTP 321.007
	Densidad y Densidad Relativa [kg/m ³]	NTP 321.095, NTP 321.098, NTP 321.007
	Composición	NTP 321.007, NTP ISO 7941, NTP 321.098
	Corrosión (cantidad de azufre) [mg/kg]	NTP 321.007, NTP 321.099, NTP 321.101, NTP 321.097
	% Sulfuro de hidrógeno	NTP 321.097
	Prueba de residuos	NTP 321.096
	Sequedad	NTP 321.007, NTP 321.094
	Residuos disueltos	NTP 321.007, NTP 321.096
Almacenadores mayoristas	Nivel (Volumen) [m], [m ³]	NTP 321.123
	Flujo [kg/s], [m ³ /s]	NTP 321.123
	Presión [Pa]	NTP 321.100, NTP 321.098, NTP 321.007
	Temperatura [K]	NTP 321.007
	Poder calorífico [J/kg]	NTP 321.007, NTP 321.121
	Odorización [ppm]	NTP 321.007
	Inflamabilidad	NTP 321.007
	% Sulfuro de hidrógeno	NTP 321.097
	Composición	NTP 321.007, NTP ISO 7941, NTP 321.098
Almacenadores minoristas	Flujo [kg/s], [m ³ /s]	NTP 321.123
	Presión [Pa]	NTP 321.100, NTP 321.098, NTP 321.007
	Temperatura [K]	NTP 321.007
	Odorización [ppm]	NTP 321.007
	Inflamabilidad	NTP 321.007
	Nivel (volumen) [m], [m ³]	NTP 321.123
Distribuidores	Flujo [kg/s], [m ³ /s]	NTP 321.123
	Presión [Pa]	NTP 321.100, NTP 321.098, NTP 321.007
	Temperatura [K]	NTP 321.007
	Odorización [ppm]	NTP 321.007
	Nivel (volumen) [m], [m ³]	NTP 321.123

En la tabla 13 se presenta las unidades utilizadas en los diferentes puntos de custodia para el recibo, entrega y facturación de GLP en Perú.

Tabla 13. Unidades utilizadas para la comercialización en Perú.

Productores e importadores	Unidad de recibo	Barriles
	Unidad de entrega	Barriles
	Unidad de facturación	Barriles
Almacenadores mayoristas (plantas de abastecimiento)	Unidad de recibo	kg
	Unidad de entrega	kg
	Unidad de facturación	kg
Almacenadores minoristas (plantas envasadoras)	Unidad de recibo	kg
	Unidad de entrega	kg
	Unidad de facturación	kg
Gasocentros	Unidad de recibo	Galones
	Unidad de entrega	Galones
	Unidad de facturación	Galones
Locales de venta	Unidad de recibo	kg
	Unidad de entrega	kg
	Unidad de facturación	kg
Distribuidores a granel y en cilindros	Unidad de recibo	kg
	Unidad de entrega	kg
	Unidad de facturación	kg

El mercado del GLP en Perú presenta un esquema muy dinámico en cuanto a su composición o elementos que hacen parte de la cadena productiva y de consumo (refinerías, plantas de abastecimiento, envasadoras, gasocentros, transportistas, etc.). Esto se refleja en la existencia de varios agentes adicionales que hacen que la estructura del mercado se torne más compleja, alejándose en cierta medida del esquema que la normatividad tiene concebida para su funcionamiento. Sin embargo, las actividades llevadas a cabo por estos agentes adicionales no son ilegales ni están prohibidas por la ley.

Dado que en Perú existen varias empresas que son grandes productoras, no se puede afirmar que exista un monopolio en el manejo del mercado de GLP. Se presenta en dicho



país una integración vertical de algunas plantas envasadoras con los centros de distribución, por otro lado, los pequeños operadores funcionan con un perfil de integración horizontal para poder responder a la demanda del mercado.

La intervención del Estado en las actividades concernientes a la comercialización de GLP se hace mediante el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, OSINERGMIN. Además, los procedimientos y normas se guían por lo recomendado por la API o por estándares de prestigio internacional como el *Manual of Petroleum Measurement Standard*.

La clasificación, características y especificaciones del GLP, de origen nacional o importado, deben someterse a las normas aprobadas por INDECOPI; los productos y procedimientos deben cumplir con las especificaciones de la normativa vigente: Normas Técnicas Peruanas (NTP), las cuales son aprobadas por la Comisión de Reglamentos Técnicos del INDECOPI, algunas normas se basan en la normatividad de la ASTM.

La calidad de GLP está definida por características determinadas en ensayos de laboratorio que permiten conocer: a) componentes que corroen el cobre (corrosión tira de cobre), b) contenido de azufre, c) densidad relativa, d) temperatura de evaporación, e) cantidad de residuos, f) manchas de aceite, g) odorización, h) presión de vapor, i) contenido de agua, j) sequedad, k) porcentaje de sulfuro de hidrógeno, l) poder calorífico, m) número de Wobbe y n) composición.

La cantidad de GLP se determina mediante la medición de nivel y/o flujo (volumétrico o másico), estas variables deben ser corregidas por temperatura y presión.



4. Chile

El mercado de GLP en Chile está conformado por la Empresa Nacional de Petróleo (ENAP) y un grupo reducido de distribuidores. La industria chilena de distribución se caracteriza por un oligopolio con tres compañías que controlan el 100% del mercado. Chile es uno de los grandes importadores de Suramérica, con un 50% de su demanda proveniente del exterior y el otro 50% abastecido por la producción nacional. El mercado de GLP en Chile se encuentra desregularizado, el cual promueve la libertad de mercado, la libertad de importación, la libertad de distribución y la libertad de precio.

a. Reseña histórica [27]

Desde finales del siglo XIX y principios del siglo XX, la exploración y explotación de petróleo, conforme establecía el Código de Minería, estuvo bajo la responsabilidad de empresas privadas quienes realizaron sin éxito diversos trabajos de exploración, principalmente en la zona de Magallanes.

El proceso de nacionalización de los hidrocarburos comenzó en 1917 y en 1928 se dictaron una serie de leyes que reservaron para el Estado los depósitos de hidrocarburos que no estuvieran en manos privadas.

Desde ese año en adelante, tanto la propiedad de todos los depósitos de hidrocarburos, como la facultad para explorarlos y explotarlos recaen en el Estado. Esta facultad fue consagrada por el **Código de Minería de 1932** y la **Ley N° 9.618 de 1950**, que establecieron que: “El Estado tiene la propiedad absoluta, inalienable e imprescriptible de los yacimientos de petróleo, en cualquier terreno en que se encuentren”.



La función de exploración y explotación estatal fue ejecutada por agencias gubernamentales tradicionales, hasta que en 1943 se dio la responsabilidad de la explotación del área de Magallanes a la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO). Posteriormente, en 1946, como consecuencia del primer descubrimiento comercial de petróleo, se facultó a este organismo para desarrollar los depósitos de hidrocarburos.

En 1950, mediante la **Ley N° 9.618**, se creó la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), organismo dependiente de la CORFO, como responsable de ejercer las funciones y derechos que corresponden al Estado con respecto a la exploración y explotación de los yacimientos petrolíferos y con respecto a la refinación y venta de petróleo obtenidos de ellos y de sus subproductos. Desde ese momento y hasta 1970, la ENAP fue la única empresa facultada por la Ley para realizar esas actividades en el país.

No obstante la exclusividad de ENAP en la exploración, explotación, refinación y venta de los hidrocarburos producidos, la importación de combustibles líquidos contaron con un cierto grado de libertad, dada la insuficiencia de los yacimientos nacionales para el abastecimiento de la demanda interna del país.

La actividad de distribución mayorista y minorista de productos derivados del petróleo, históricamente, ha sido ejercida por empresas privadas y estuvo estrictamente controlada y regulada por el Estado. Este control se mantuvo entre 1964 y 1978, período durante el cual sólo podían realizar la actividad empresas autorizadas por el Presidente de la República y los precios máximos eran fijados por el Ministerio de Minería.

La evolución de la legislación sobre exploración y explotación de gas natural en Chile es la misma del petróleo, por lo cual desde 1950 y hasta mediados de 1970, el Estado tenía la exclusividad de actividades en el país a través de la empresa estatal ENAP.



Por otra parte, el gas manufacturado ha operado siempre bajo el régimen legal de concesiones administrativas otorgadas por el Presidente de la República. La producción y distribución de gas manufacturado estuvo desde 1931 regida por la Ley de Servicios de Gas, que también se aplicó al gas licuado hasta el año 1978. Esta Ley regularizó, uniformó y reglamentó el sistema de concesiones bajo el cual operaban las empresas en 1931, estableciendo las franquicias, requisitos y condiciones para su otorgamiento. La Ley también reglamentó todo lo relacionado con el suministro de gas, es decir: el régimen de exploración y explotación, expiración de las concesiones, sistema de precios, súper vigilancia del Estado y otras materias afines a la distribución del gas.

Los precios del gas estuvieron históricamente regulados por el Estado a través del sistema establecido en la Ley General de Gas, sobre la base del capital inmovilizado de la empresa. Específicamente, la Ley establecía que tenían derecho a alzar sus tarifas las empresas que obtuvieran durante un año una utilidad neta inferior al 10% sobre el capital inmovilizado. Por otra parte, si la utilidad neta excedía durante tres años consecutivos el 15% del capital inmovilizado, las tarifas debían ser rebajadas de modo tal que, aplicadas al último de estos tres años, hubieren reducido la utilidad a la mitad del exceso sobre el 15% indicado. A partir de 1982 a la fecha, el régimen de precios del gas manufacturado se ha liberado.

b. Estructura del mercado

Descripción del consumo y cadena productiva

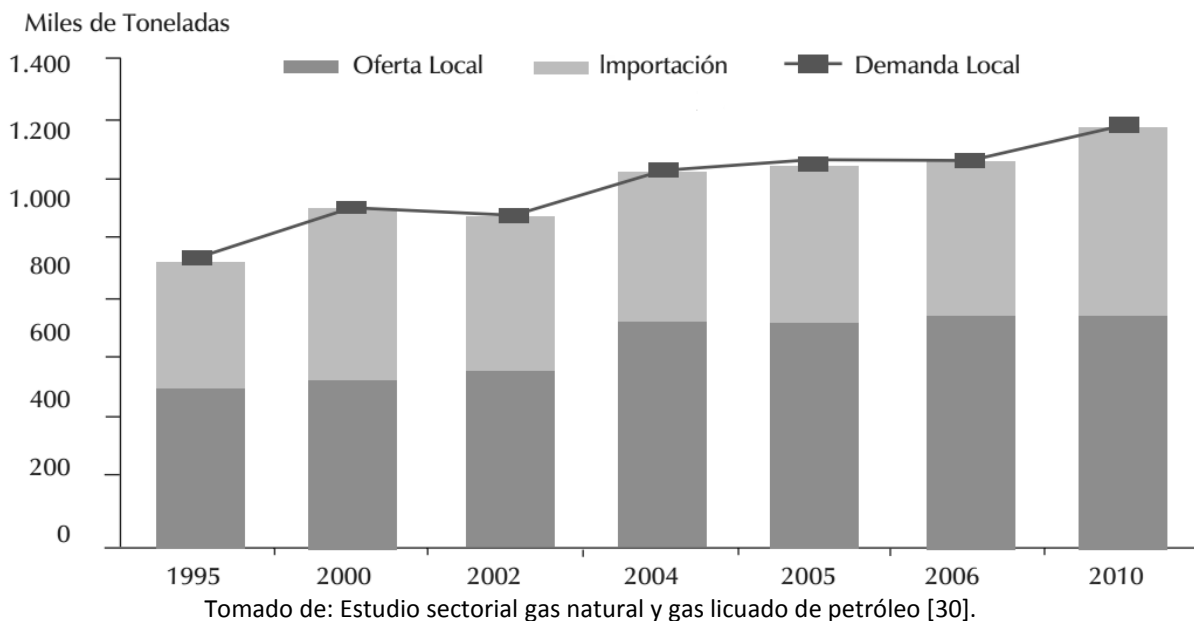
El mercado chileno está conformado por un productor y abastecedor que es la estatal ENAP (Empresa Nacional de Petróleo) y un grupo reducido de distribuidores. La industria chilena de distribución minorista puede ser caracterizada como un oligopolio con tres compañías que controlan el 100% del mercado (empresas privadas con cobertura nacional Abastible, grupo Gasco y el grupo Lipigás). Los distribuidores son a la vez envasadores y se

encargan del manejo de todo el *downstream* (refinamiento, venta y distribución.) del GLP, por lo que se encargan del envasado, transporte y venta al usuario final.

La oferta del GLP depende de dos fuentes [28]: la producción de ENAP en sus dos destilerías y plantas separadoras de gas natural y la importación desde Argentina, Venezuela, Arabia Saudita y Brasil, entre otros.

Chile es un gran importador de GLP, con un 50% [29] de su demanda proveniente del exterior. Hasta hace un par de años la demanda de GLP sufrió un desplazamiento importante por parte del gas natural importado de Argentina. En la Figura 12 se muestra el balance energético de GLP en Chile, teniendo en cuenta la importación, producción local y demanda nacional del producto.

Figura 12. Balance energético de GLP en Chile.



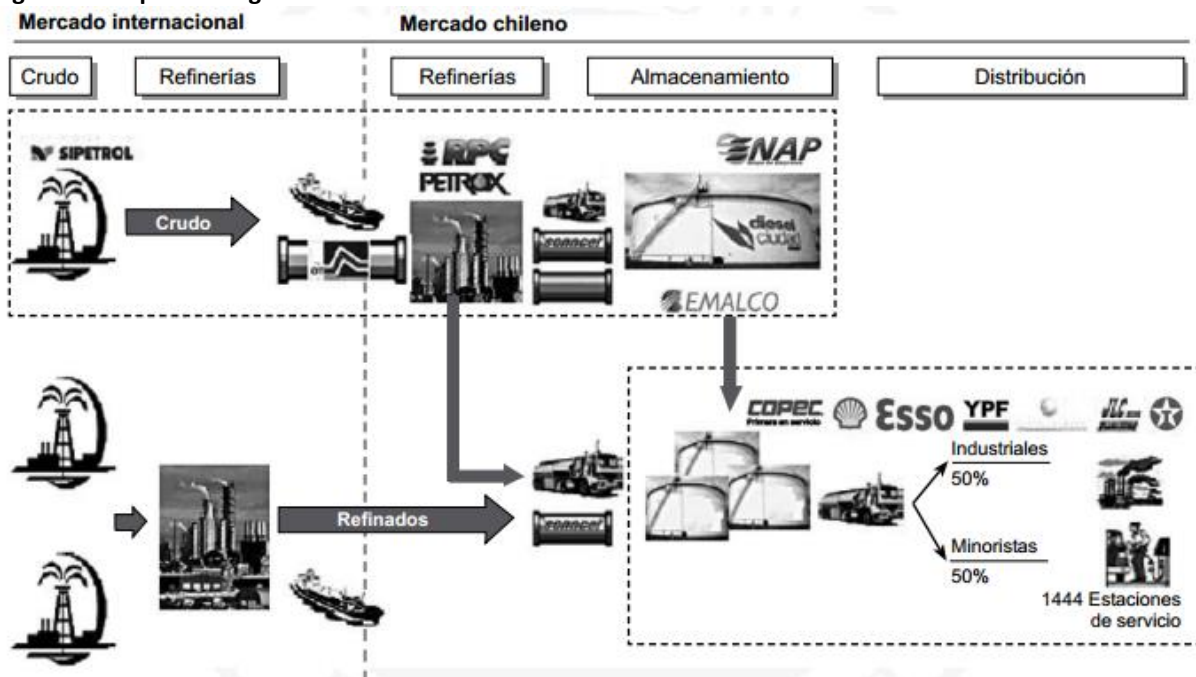
El precio de GLP a granel se asemeja al de importación, el gobierno interviene únicamente por medio de un mecanismo de estabilización del precio (a través de un impuesto, cuando está por debajo de un nivel de referencia y se transforma en subsidio, cuando está por

encima de un nivel de referencia de largo plazo. Esta banda es vigilada por el gobierno) para evitar que el consumidor sufra debido a cambios abruptos en los precios internacionales.

Los precios al público son libres, están determinados por las fuerzas de la oferta y la demanda, que difieren según regiones. El margen de utilidad por actividades de envasado, de transporte y de comercialización minorista está alrededor del 33% [31].

En la Figura 13, se expone el esquema del gas licuado en Chile, donde se puede observar la estructura del mercado de GLP.

Figura 13. Esquema de gas licuado en Chile.



Tomado de: Análisis, evaluación y propuesta de mejora del fondo de combustibles, [31].



Producción y distribución

El mercado de los hidrocarburos, entendiéndose como el mercado de los combustibles líquidos, gaseosos y sólidos, muestra una falta de regulación de precios y rentabilidad de las empresas, salvo en el caso de la distribución de gas natural en la Región Magallanes y Antártica Chilena, donde el monopolio de la empresa Gasco requiere una regulación de los precios del gas natural por parte del Ministerio de Economía.

La economía de mercado que desarrolla Chile en torno al GLP se lleva a cabo mediante dos modalidades [32]:

- Actividad empresarial privada.
- Relaciones contractuales.

Los principios económicos que rigen al mercado de los hidrocarburos mediante esta modalidad son: libertad de importación, libertad de precios y libertad de mercado, sujetos a las regulaciones sectoriales de calidad, de salud, de seguridad y ambientales [32].

Libertad de mercado: la distribución del GLP no se encuentra entre las actividades asumidas por la Ley, por el Estado ni tampoco es concesión del mismo. Por tanto, ella se encuentra amparada, entre otros (además del concerniente al derecho de propiedad), por los principios constitucionales y legales concernientes con: libertad económica, no discriminación, libre competencia, protección al consumidor y propiedad industrial.

Lo anterior trae como consecuencia un producto no subsidiado y sin impuesto específico, que cuenta sólo con el impuesto al valor agregado (salvo el GLP vehicular, que tiene una alta carga tributaria).



Libertad de importación [33]: se da libertad a las empresas privadas, por lo que no existen impedimentos jurídicos para que particulares importen y refinan crudo y por tanto, que obtengan el GLP. ENAP, mediante la importación y refinación participa entre aproximadamente el 60% y 70% del suministro de GLP. Las importadoras privadas de GLP participan aproximadamente entre el 30% y el 40%.

Libertad de precios [33]: La empresa privada fija los precios sobre la base de la no discriminación entre estratos, mostrando una oferta de producto lo más equitativa posible. Sin embargo, el precio del producto va a la par con el precio de importación, el cual es determinado semanalmente por ENAP acorde con el precio internacional (Mont Belvieu. Costa del Golfo de EEUU), más costos de transportes, seguros, costos de internacionalización y margen o ganancia del importador.

El precio de referencia, es decir, el precio esperado a mediano y largo plazo, lo determina semanalmente el Ministerio de Minería con informe de la CNE acorde con el precio histórico, proyectándolo al corto y al largo plazo. Se pretende atenuar las variaciones de los precios de venta internos de los combustibles derivados del petróleo, motivadas por fluctuaciones de sus cotizaciones internacionales, debido a factores naturales y geopolíticos inesperados. Lo que trae la implementación de un mecanismo de impuesto cuando el precio del petróleo baja (precio de paridad de importación está bajo el precio de referencia inferior) y de crédito fiscal cuando el precio del petróleo sube (precio de paridad de importación excede el precio de referencia superior).

Relaciones contractuales [33]

Las relaciones contractuales se llevan a cabo principalmente entre el ente productor y los distribuidores o entre los importadores y los distribuidores minoristas. Este tipo de

relaciones permiten la libre distribución del producto con un compromiso de responsabilidad final, que involucra derechos y deberes que deben cumplir los distribuidores con sus usuarios.

Libertad de distribución: las empresas distribuidoras de GLP realizan esa actividad, en el marco de sus respectivas políticas comerciales. El 30% de las ventas equivale a la distribución directa del producto y el 70% obedece a la distribución indirecta o por medio de subdistribuidores según el sistema contractual privado.

Responsabilidad final: permite adelantar el control por parte del distribuidor mayorista en el traslado y venta del producto al usuario final, e incentiva que los subdistribuidores no evadan o deleguen su responsabilidad en las actividades de traslado y venta del producto al usuario final. Las responsabilidades se ilustran en la Figura 14.

Figura 14. Responsabilidades finales contempladas para la venta del producto.



Adaptado [33].

Regulación del mercado (normatividad gubernamental).

Régimen jurídico de los hidrocarburos [34]



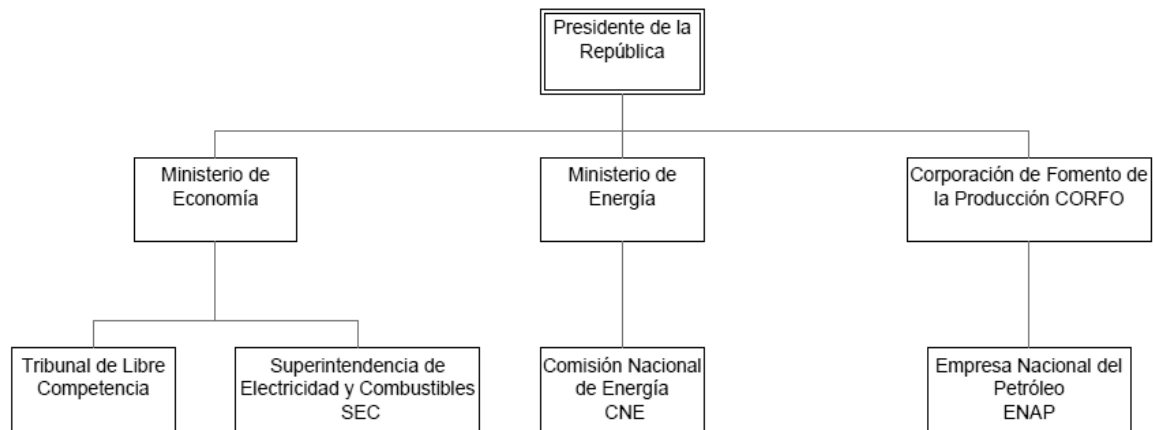
La política aplicada en la década de 1970-1980 para el sector de energía en Chile, en particular para el sector de hidrocarburos, buscó una administración eficiente de los recursos del Estado en las instituciones públicas y en las empresas. Una de las herramientas básicas para llevar a cabo esta política fue la de dotar al sector energético de una organización clara y jerarquizada, separando los roles normativos de los empresariales.

Rol de las instituciones [34]

La institucionalidad del sector hidrocarburos está formada por organismos del Estado que cumplen funciones de definición de políticas reguladoras y fiscalizadoras, de las empresas productoras, de transportistas, de distribuidoras, y de los consumidores. Dentro de los organismos del Estado, los principales participantes en la regulación sectorial son el Ministerio de Economía, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). La Figura 15 muestra el diagrama jerárquico de las diferentes instituciones asociadas al sector de los hidrocarburos.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) es un organismo del Estado funcionalmente descentralizado, que se relaciona con el Gobierno a través del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Su función es fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias y las normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad; para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas y que las antes citadas operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o las instalaciones [35].

Figura 15. Diagrama de flujo instituciones sector hidrocarburos [34]



Dentro del organigrama de la SEC, se encuentra la división de ingeniería de combustibles, la cual está dividida en tres departamentos [35]:

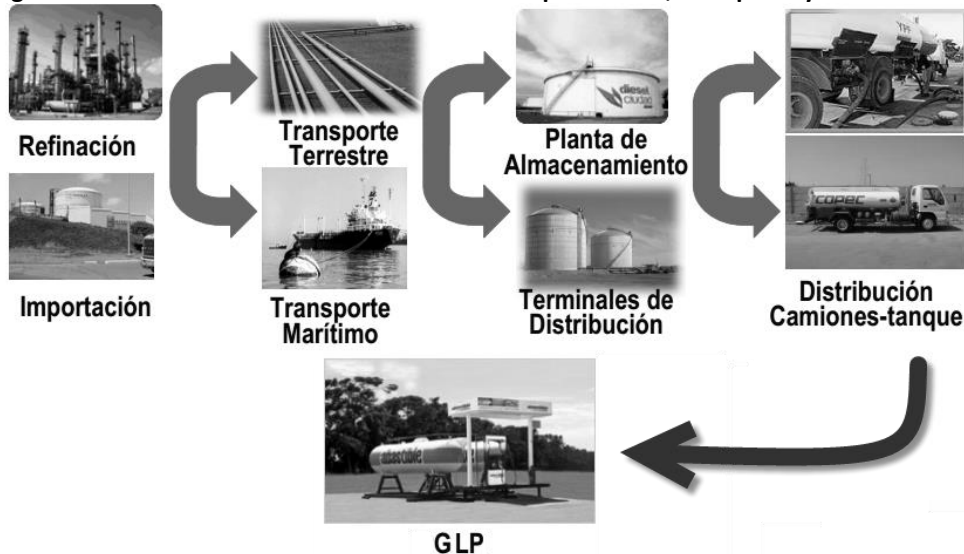
Departamento Técnico de Combustibles Líquidos: fiscaliza las actividades e instalaciones que participan de la importación, transporte y distribución de combustibles líquidos.

Departamento Técnico de Sistemas de Combustibles: fiscaliza las actividades e instalaciones que participan de la importación, transporte y distribución de gas natural y gas licuado de petróleo.

Departamento Técnico de Instalaciones Interiores de Gas: fiscaliza la condición de seguridad de las instalaciones interiores de gas domiciliarias y comerciales.

En el proceso de fiscalización por certificación e inspección se incorporan agentes privados (Cesmec, Dictuc, Sical, Certigas, Ingcer y SGS) [35] que incrementan la cobertura, con el objetivo de verificar los estándares de calidad y seguridad contenidos en la reglamentación vigente, con el mínimo costo para el Estado y la industria. La Figura 16 muestra el diagrama de flujo donde se exponen los puntos de fiscalización de la cadena de producción, transporte y distribución de GLP.

Figura 16. Puntos de fiscalización en la cadena de producción, transporte y distribución de GLP.



Tomado de: Superintendencia de Electricidad y de Combustible [35]

Legislación [27]

Chile fue uno de los primeros países en poner en marcha las reformas legislativas orientadas a la desregulación del sector de hidrocarburos en Latinoamérica con el dictamen de la **Ley N° 1089 de 1975**, actualizada por el **DFL N°2 de 1986** del Ministerio de Minería. Esta ley permite que cualquier empresa participe en la exploración y producción de hidrocarburos a través de contratos especiales de operación. La desregulación también alcanzó los segmentos de transporte y distribución, los precios al consumidor y la liberación de la importación y refinamiento del crudo. Con relación a los precios, estos se fijaron de los derivados sobre la base de la paridad de importación de cada tipo de combustibles. En la distribución del petróleo y sus derivados, así como en la distribución de gas natural y licuado, actualmente operan un gran número de empresas privadas.

La Constitución de Chile establece que: "el Estado tiene el dominio absoluto, exclusivo, inalienable e imprescriptible de -entre otros- los depósitos de carbón e hidrocarburos y las demás sustancias fósiles". En particular señala que las sustancias contenidas en los



depósitos de hidrocarburos no son objeto de concesión de exploración y explotación y por lo tanto, dichas actividades: "podrán ejecutarse directamente por el Estado o por sus empresas, o por medio de concesiones administrativas o de contratos especiales de operación, con los requisitos y bajo las condiciones que el Presidente de la República fije para cada caso". De acuerdo con la política económica del país, en este sector existe libertad para invertir, importar y exportar hidrocarburos líquidos, gaseosos y sólidos.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) tiene como función elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la regulación y fiscalización del sector de hidrocarburos, y determinar semanalmente los precios de paridad de los combustibles, así como determinar en forma periódica los precios de referencia de estos mismos combustibles para efectos del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo.

Por **Ley N° 19.030**, (de 1991, modificada en febrero de 2000) se creó el Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo que tiene como objeto atenuar las variaciones de los precios de venta internos de los combustibles derivados del mismo, motivadas por fluctuaciones de sus cotizaciones internacionales. El precio de referencia intermedio deberá reflejar el precio esperado de mediano y largo plazo del mercado petrolero. En su determinación deberá considerarse la evolución de los precios en el período anterior y las perspectivas futuras del mercado petrolero.

Los precios de referencia deberán ser revisados periódicamente de forma tal que estos se adecúen oportunamente a los cambios en el mercado petrolero. Se podrán definir precios de referencia intermedio discrepantes de los precios esperados de largo plazo, sólo en situaciones de grandes fluctuaciones de precios internacionales o cuando se requiera evitar una acumulación excesiva de recursos en el fondo.



Los precios de referencia superiores o inferiores, no podrán diferir en menos de un 12,5% del precio de referencia intermedio correspondiente.

Las disposiciones se aplican sólo a los siguientes combustibles derivados del petróleo: gasolinas automotrices, nafta para uso en la fabricación de gas de cañería, kerosene doméstico, petróleo diesel, petróleos combustibles y gas licuado.

A continuación se enumeran las leyes, reglamentos y normas que conforman el marco legal de hidrocarburos en Chile [36] [37] [38]:

Decreto N° 323. "Ley de Servicios de Gas y sus modificaciones", del Ministerio de Minería, publicado en el Diario Oficial del 30 de mayo de 1931.

DFL N° 1 de 1978. "Deroga decreto N°20 y lo reemplaza por las disposiciones que indican", del Ministerio de Minería, publicado en el Diario Oficial el 14 de febrero de 1979.

Ley N° 18.179. "Sustituye el artículo N°7 del decreto con fuerza de Ley N°1 de 1978, del Ministerio de Minería" Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial el 11 de noviembre de 1982.

Ley N°18.502. "Establece impuestos a combustibles que señala el Ministerio de Hacienda", publicado en el Diario Oficial del 3 de abril de 1986.

Ley N° 20.052 "Modifica la Ley N°18.502 en relación con el impuesto al gas y establece regulaciones complementarias para la utilización del gas como combustible en vehículos, del Ministerio de Hacienda", publicado en el Diario Oficial el 27 de septiembre 2005.



Decreto N° 1187 Protocolo sustitutivo del protocolo N°2 del acuerdo de complementación Económica N°16 entre la República de Chile y la República de Argentina. Normas que regulan la interconexión gasífera y el suministro de gas natural entre la república de Chile y la república de Argentina, del Ministerio de Relaciones Exteriores, publicado en el Diario Oficial el 27 de noviembre de 1995.

Protocolo sustitutivo del octavo protocolo adicional al acuerdo de complementación económica N° 16 entre la República de Chile y la República Argentina. Normas para la comercialización, explotación y transporte de hidrocarburos líquidos. Petróleo crudo, gas licuado, y productos líquidos derivados del petróleo y del gas natural.

Decreto N° 379. Reglamento sobre requisitos mínimos de seguridad para el almacenamiento y manipulación de combustibles líquidos derivados del petróleo, destinados a consumos propios, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial el 1 de marzo de 1986.

Decreto N° 739. Reglamento de seguridad para la distribución y expendio de gas de ciudad del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial el 9 de diciembre de 1994.

Decreto N° 263. Reglamento sobre concesiones provisionales y definitivas para la distribución y transporte de gas, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial el 8 de julio de 1995.

Decreto N° 254. Reglamento de seguridad para el transporte y distribución de gas natural, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial el 30 de octubre de 1995.



Decreto N° 90. Reglamento de seguridad para el almacenamiento, refinación, transporte y expendio al público de combustibles líquidos derivados del petróleo, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado el 5 de agosto de 1996.

Decreto N° 66, de 2 de febrero 2007. Aprueba Reglamento de instalaciones interiores y medidores de gas. Establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las instalaciones interiores de gas, sean individuales o colectivas, abastecidas a través de una red (gas de red) o de envases a presión (cilindros) y sus medidores de gas, que sean parte integrante de edificios colectivos o casas, de uso residencial, uso comercial, uso industrial y uso público. Los tipos de gas corresponden específicamente a los pertenecientes a la primera, segunda o tercera familia según se establece en los numerales 10.63.2 al 10.63.4 del presente reglamento.

Artículo 7°. “En caso de uso de tecnologías diferentes a las usadas en el presente reglamento, la Superintendencia podrá aceptar la inscripción de proyectos que las incorporen, siempre que se mantenga el nivel mínimo de seguridad de éste, asimismo como de instrumentación distinta a la señalada en el presente reglamento, siempre que presente características técnicas similares o superiores”.

“Con el propósito de avalar la seguridad de dichos proyectos, los mismos deberán estar técnicamente respaldados en normas extranjeras pertinentes, internacionalmente reconocidas, entre otras, AGA, ANSI, API, ASME, ASTM, AWS, AWWA, BS, CGA, DIN, EN, ISO, JIS, NF, NFPA, UL, UNE, UNI o por estudios específicos o técnicos”.

Decreto N° 67. Aprueba Reglamento de servicio de gas red, del ministerio de economía, fomento y reconstrucción, publicado el 25 de febrero del 2004.



c. Normatividad relacionada con la medición de la cantidad y la calidad

La industria de GLP en Chile se encuentra regulada por el Gobierno Nacional con base en la normatividad técnica nacional. La institución que expide normas técnicas para la industria del petróleo en el país es la Institución Nacional de Normalización (INN).

A continuación se listan las normas relevantes, teniendo en cuenta que son normas oficiales de la República de Chile expedidas por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, mediante una disposición legal publicada en el Diario Oficial.

Normas nacionales relacionadas con la calidad de GLP [39]

NCh1940.Of1984. Gases licuados de petróleo (GLP)-Determinación de residuos: Norma chilena oficial, referencia norma extranjera EQV ASTM D 2158 = IP 317 (USA).

NCh1941.Of1984. Gases licuados de petróleo (GLP)-Determinación de la composición por cromatografía en fase gaseosa: Norma chilena oficial, referencia norma extranjera EQV ASTM D 2163 = IP 264 (USA).

NCh1962.Of1996. Gases licuados de petróleo (GLP)-Determinación de azufre-Método del quemador de oxi-hidrógeno: Norma chilena oficial, referencia norma extranjera IDT ASTM D 2784-92.

NCh2441.Of1999. Productos de petróleo-Gases licuados de petróleo (GLP)-Determinación de los residuos de evaporización-Método a alta temperatura: Norma chilena oficial, referencia norma extranjera EQV NF M 41-015.



NCh76.Of1985. Gases licuados de petróleo (GLP)-Acción corrosiva sobre el cobre-Ensayo de la lámina de cobre: Norma chilena oficial, referencia norma extranjera ISO 6251.

NCh74.Of1985. Gases licuados de petróleo (GLP)-Determinación de la volatilidad: Norma chilena oficial, referencia norma extranjera IDT ANSI/ASTM D 1837.

NCh77.Of1985. Gases licuados de petróleo (GLP)-Determinación de la presión de vapor-Método GLP: Norma chilena oficial, referencia norma extranjera ISO 4256.

NCh2070.Of2000. Combustibles gaseosos-Determinación del contenido de vapor de agua-Método de la temperatura del punto de rocío: IDT ASTM D 1142-95.

NCh2395.Of1999. Productos de petróleo-Determinación de la densidad relativa mediante densímetro digital IDT ASTM D 4052.

NCh2036.Of1999. Hidrocarburos líquidos de petróleo-Trazas de nitrógeno Método por combustión oxidante y detección de quemiluminiscencia. IDT ASTM D 4629-96.

NCh2394.Of1999. Gases licuados de petróleo y gas natural-Ensayo de olor IDT Anexo A EN589.

NCh73/1.Of2000. Gases licuados de petróleo-Obtención de muestras-Parte 1: Método manual IDT ASTM D 1265:1992.

NCh73/2.Of1998. Gases licuados de petróleo-Obtención de muestras 2: Método del cilindro de pistón flotante IDT ASTM D 3700:1994.



NCh72.Of1999. Gases licuados de petróleo – Especificaciones.

NCh75.Of1999. Gases licuados de petróleo-Detección de la humedad propano-Método de congelamiento de válvula IDT ASTM D 2713:1991.

ANSINCh1961.Of1985. Gases licuados de petróleo e hidrocarburos livianos. Determinación de la densidad o de la densidad relativa-Método del densímetro a presión, basada en ISO 3993 Y en ASTM D 1657.

Normas nacionales relacionadas con la cantidad de GLP [39]

NCh1782/1.Of1985. Cilindros portátiles soldados para gases licuados de petróleo-Distribución-Parte 1: Requisitos y control del contenido neto de GLP.

NCh2108.Of2000 Mod 2007. Gases licuados de petróleo (GLP)-Tanques de acero soldados, para uso de GLP como combustible en vehículos motorizados-Requisitos generales de diseño, fabricación y mantenimiento. Norma chilena oficial, referencia norma extranjera NEQ ISO 20826:2006, NFPA 58:2005.

NCh2427.Of2004 Mod 2005. Gases licuados de petróleo-Tanques estacionarios de presión para el almacenamiento de GLP-Inspección periódica, reparación y modificación.

NCh2476.Of2000 Mod 2005. Gases licuados de petróleo-Tanques estacionarios de acero soldados, para almacenamiento de GLP-Tanques de capacidad menor que 500 dm³-Requisitos generales de diseño y fabricación.

NCh1902.Of2010. Reguladores de reglaje fijo para presiones de salida menores o iguales que 200 mbar, de caudal menor o igual que 4 kg/h, incluidos los dispositivos de seguridad



incorporados en ellos, destinados a utilizar butano, propano o GLP En 12864:2001, apéndice A1: septiembre 2003 y A2: agosto 2005.

NCh2230/2.Of1995. Combustibles gaseosos-Medidor de volumen de gas para baja presión-Parte 2: Medidores de paredes deformables, de concepción NEQV ANSI/ASC B 109.1-1986.

NCh2230/1.Of1995. Combustibles gaseosos-Medidor de volumen de gas para baja presión-Parte 1: Medidores de designación "G" NEQV UNE 60-510-84.

d. Corrección del volumen

En Chile no existe un procedimiento definido para la corrección de volumen. De acuerdo con lo dispuesto por la Superintendencia de Electricidad y Combustible, según decreto 67 artículo 47, las empresas deberán presentar a la Superintendencia para su aprobación, el método de cálculo de conversión de unidades naturales a condiciones estándar [40].

e. Análisis

En la Tabla 14 se presenta un resumen de los principales parámetros de cantidad y calidad que son medidos en cada uno de los puntos que hacen parte de la cadena de custodia del GLP en Chile, además, se muestran las unidades de uso común para cada una de las variables y las normas técnicas en las cuales están basados sus respectivos procedimientos de medición.

Tabla 14. Medición de cantidad y calidad en la cadena de custodia de GLP (Chile).

PUNTO DE CUSTODIA	VARIABLE	NORMA
Productores e importadores	Nivel (Volumen) [m],[m ³]	*
	Flujo [kg/s],[m ³ /s]	*
	Presión [Pa]	*
	Temperatura [K]	*
	Poder Calorífico [J/kg]**	*
	Odorización**	NCh2394.Of1999
	Densidad y Densidad Relativa** [kg/m ³]	ANSINCh1961.Of1985 NCh2395.Of1999
	Composición **	NCh73/2.Of1998 NCh73/1.Of2000 NCh2036.Of1999 NCh2070.Of2000 NCh1941.Of1984
	Corrosión (Cantidad de Azufre)**	NCh76.Of1985 NCh1962.Of1996
	% Sulfuro de hidrógeno**	*
	Prueba de residuos**	NCh77.Of1985 NCh2441.Of1999 NCh1940.Of1984
	Sequedad**	NCh75.Of1999
	Residuos disueltos	NCh2441.Of1999
	Volatilidad	NCh74.Of1985
Plantas de almacenamiento y terminales de distribución	Nivel (Volumen) [m],[m ³]	NCh2108.Of2000 Mod 2007 NCh2427.Of2004 Mod 2005 NCh2476.Of2000 Mod 2005
	Flujo [kg/s],[m ³ /s]	*
	Presión [Pa]	*
	Temperatura [K]	*
	Poder Calorífico** [J/kg]	*
	Odorización**	NCh2394.Of1999
	% Sulfuro de hidrógeno**	*
	Composición **	NCh73/2.Of1998 NCh73/1.Of2000 NCh2070.Of2000 NCh1941.Of1984
Distribuidores	Flujo [m ³ /s]	NCh2230/2.Of1995. NCh2230/1.Of1995
	Presión [Pa]	NCh1902.Of2010
	Temperatura [K]	*
	Odorización **	NCh2394.Of1999
	Masa [kg]	NCh1782/1.Of1985
	Nivel [m],[m ³]	*

*Conforme al **Decreto N° 66** de 2 de febrero 2007, en su Artículo 7 se establece que en caso de uso de tecnologías diferentes a las mencionadas en el presente decreto o que no estén amparadas por normas técnicas nacionales, deben estar técnicamente respaldados en normas extranjeras pertinentes, internacionalmente reconocidas, entre otras, AGA, ANSI, API, ASME, ASTM, AWS, AWWA, BS, CGA, DIN, EN, ISO, JIS, NF, NFPA, UL, UNE, UNI o por estudios específicos o técnicos.

Amparado en norma técnica **NCh72.Of1999 Gases licuados de petróleo. Especificaciones.

En la tabla 15 se presenta las unidades utilizadas en los diferentes puntos de custodia para el recibo, entrega y facturación de GLP en Chile.

Tabla 15. Unidades utilizadas para la comercialización

PUNTO DE CUSTODIA		VARIABLE	UNIDAD DE COMERCIALIZACIÓN
Productores e importadores [41]		Unidad de recibo	t
		Unidad de entrega	m ³
		Unidad de facturación	m ³
Almacenadores mayoristas (plantas de abastecimiento) [42]		Unidad de recibo	t
		Unidad de entrega	m ³
		Unidad de facturación	m ³
Almacenadores minoristas (plantas envasadoras) [42]		Unidad de recibo	m ³
		Unidad de entrega	m ³
		Unidad de facturación	m ³
Distribuidores	Granel y en cilindros [43] [44]	Unidad de recibo	m ³
		Unidad de entrega	m ³
		Unidad de facturación	kg
	Estaciones de servicios [44] [45] [46]	Unidad de recibo	m ³
		Unidad de entrega	l
		Unidad de facturación	l

El mercado del GLP en Chile está conformado por un productor y abastecedor que es la empresa estatal ENAP (Empresa Nacional de Petróleo) y un grupo reducido de distribuidores. La industria chilena de distribución se presenta como un oligopolio con tres compañías que controlan el 100% del mercado (empresas privadas con cobertura nacional Abastible, grupo Gasco y el grupo Lipigás). Los distribuidores se encargan del manejo de todo el *downstream* (refino, venta y distribución.) del GLP, por lo que realizan el envasado, el transporte y la venta al usuario final. Chile es importador neto, con un 50% de su demanda proveniente del exterior y el otro 50% abastecido por la producción nacional.

El mercado del GLP en Chile se encuentra desregularizado, lo cual promueve la libertad de mercado, la libertad de importación, la libertad de distribución y la libertad de precio (regulado por la ENAP acorde al precio internacional Mont Belvieu. Costa del Golfo de



EEUU-, el Ministerio de Minería y la comisión nacional de energía), bajo los principios de Libertad económica, no discriminación, libre competencia, protección al consumidor y propiedad industrial.

Los indicadores en la cadena de producción del GLP usados en Chile en cuanto a calidad son: cantidad de residuos disueltos, composición, corrosividad (cantidad de azufre), residuos en la evaporación, volatilidad, trazas de nitrógeno, presión de vapor, poder calorífico, densidad relativa, cantidad de vapor de agua y detección de humedad. Estos están reglamentados en el Decreto 66, conforme a la norma NCh72.Of1999 Gases licuados de petróleo – Especificaciones, o disposición que la remplace con base en las normas técnicas nacionales o extranjeras pertinentes.

Los indicadores en la cadena de producción del GLP usados en Chile en cuanto a cantidad son: presión, temperatura, nivel, volumen, masa y caudal. Avalados por normatividad técnica nacional o normas extranjeras pertinentes.

5. México

México se considera el mayor mercado de Latinoamérica y uno de los más grandes del mundo, la mayoría de la población utiliza el GLP como fuente de calor para la cocción de alimentos. La cadena productiva de GLP en México está conformada por un solo productor estatal (PEMEX) y una mezcla de elementos públicos y privados que se encargan de las demás operaciones. El mercado es regulado mediante la fijación de un tope al precio final para el consumidor, junto con fuertes subsidios al insumo.



a. Reseña histórica

En México, la actividad de comercialización se encuentra regulada desde fines de 1950, principalmente desde que se desarrolló el uso de este combustible tanto para comerciales e industriales, como domésticos.

La legislación de este país se concentro básicamente en definir las medidas de seguridad que deben vigilarse en todos lo concerniente al almacenamiento, transporte, suministro y aprovechamiento de GLP, considerando que se trata de un energético altamente peligroso por su flamabilidad y explosividad.

En 1950 se declaró al GLP como artículo de consumo necesario, por lo que se prohibió aumentar los precios “sin la previa autorización de la Secretaría de Economía”⁸. Diez años más tarde, ya en 1960, se direccionó los intereses de los usuarios en la prestación a su favor “de tan importante servicio público”⁹.

Desde el 2002, se han suscrito acuerdos con las empresas distribuidoras del país, a fin de modernizar la distribución de GLP, asegurando al consumidor el contenido neto en recipientes portátiles mediante el uso generalizado de un sello de garantía. También se han elaborado programas de orientación al usuario sobre manejo y uso seguro del producto, un programa de reposición de cilindros portátiles y se difunden en forma clara los precios de venta al público, respetando los establecidos conforme a la fórmula convenida, etc.

⁸ Art. 9º transitorio del Reglamento de 1950.

⁹ Diario Oficial de la Federación- Reglamento de distribución de Gas.



Con la idea de que “El usuario y consumidor final debe ser el fin último del esfuerzo de los sectores involucrados”¹⁰, y el objeto de regular el servicio de distribución de gas licuado de petróleo, en México se toman las siguientes especificaciones:

Denominación: gas, gas licuado de petróleo o GLP, combustible en cuya composición química predominan los hidrocarburos butano y propano o sus mezclas y que contiene propileno o butileno o mezclas de estos como impurezas principales.

El servicio de distribución de gas comprende las actividades de transporte; venta en bodegas de distribución; almacenamiento y suministro, y venta en estaciones de gas carburante.

Abastecimiento: la Secretaría podrá determinar que los prestadores de servicios de almacenamiento y suministro realicen la distribución en otras áreas aledañas a la zona inicial en que se hayan comprometido, a fin de garantizar el abastecimiento homogéneo en el país.

Por este reglamento fueron abrogadas (significa eliminadas totalmente): Las Bases Generales de contratación del servicio de suministro de GLP en recipientes portátiles entre los titulares de autorizaciones para su distribución y los usuarios, publicadas en mayo de 1961, y las Bases Generales de contratación del servicio de suministro de GLP en recipientes fijos entre las empresas distribuidoras de gas y los usuarios, publicadas en enero de 1975.

El gobierno mexicano en los Artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (publicada en el diario oficial de la federación del 03 de febrero de 1983) da las disposiciones constitucionales relativas al GLP y a los demás hidrocarburos.

¹⁰ Romo Martín, J H. “El marco regulatorio de la comercialización de GLP en México”.



Entre estos artículos se destaca el párrafo cuarto del Artículo 27 donde dice: “Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales de la plataforma continental y los zócalos submarinos de las islas; de todos los minerales o sustancias en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como... el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos”.

Adicionalmente, en el párrafo sexto señala: “Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contrato, ni subsistirán los que en su caso se han otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos en los términos que señale la Ley Reglamentaria respectiva”.

Debido a estos artículos la explotación de hidrocarburos en México está monopolizada por una sola empresa: Petróleos Mexicanos (Pemex) ya que no es constitucional la explotación de estos por parte de empresas extranjeras.

El gobierno mexicano califica al GLP como un energético indispensable para el desarrollo de la sociedad, puesto que representa las dos terceras partes del consumo de combustibles en los hogares mexicanos; por esta razón, el gobierno implementa una serie de subsidios al precio, estos subsidios hacen el mercado poco atractivo para la inversión extranjera. Esto, y los artículos constitucionales anteriormente expuestos, hacen que la producción e importación de GLP por empresas diferentes de Pemex sean poco atractivos por su baja rentabilidad y delimitación del mercado [47].

La empresa Pemex obtiene el GLP mediante el procesamiento del gas natural húmedo y la refinación del petróleo crudo. Las plantas de procesamiento y refinación son: Burgos, Reynosa, Arenque, Poza Rica, Matapionche, Área Coatzacoalcos, La Venta, Nuevo Pemex,



Ciudad Pemex y Cactus. Todas ubicadas en el sector sureste del país, por lo cual, existe una infraestructura de ductos que se extiende hacia el noroeste con una longitud de 12.678 km, en la cual existen 15 estaciones de compresión, 5 estaciones de bombeo y 8 interconexiones internacionales con Estados Unidos [48].

Pemex cuenta con 30 terminales de distribución de GLP, las cuales, son los enlaces entre la producción e importación con la infraestructura de las empresas privadas.

La producción nacional de GLP no abastece completamente la necesidad del mercado, por lo que Pemex se ve obligado a realizar importaciones que se llevan a cabo mediante ductos y carrotanques a través de la frontera con Estados Unidos y mediante rutas marítimas, dependiendo del estado del mercado internacional. Es importante resaltar que en la frontera con Estados Unidos es más económico importar el producto que pagar los fletes de transporte desde los proveedores más cercanos.

Las importaciones vía terrestre y por ductos se realizan principalmente en la frontera con Estados Unidos, debido a que además de ser menos costoso, está disponible 24 horas y se pueden transportar mayores volúmenes de una forma segura. Las importaciones vía marítima se hacen en terminales ubicadas en el Golfo de México y en el Pacífico.

b. Estructura del mercado

El reglamento del Gas Licuado de Petróleo publicado el 5 de diciembre en el Diario Oficial de la Federación [48], tuvo como resultado una regulación del mercado donde se establecieron los derechos y obligaciones de los participantes en el mercado de GLP. Con base en este reglamento se dividió el mercado en cuatro actividades principales:



Ventas de primera mano: consta del suministro a empresas privadas o usuarios de primera mano. Pemex Gas y Petroquímicas son los responsables de llevar el GLP hasta las plantas de suministro, puesto que poseen monopolio de la producción y la importación del GLP.

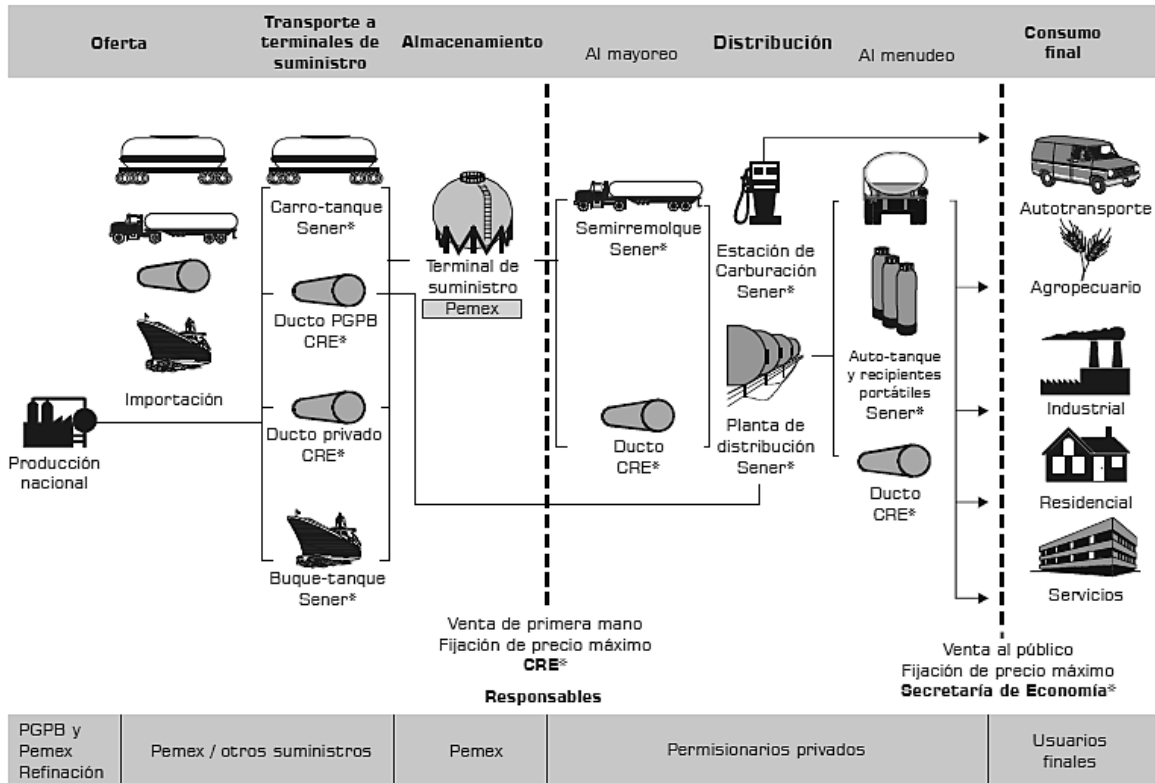
Transporte: en este punto entran las empresas privadas las cuales transportan el GLP hacia sus instalaciones y son las responsables de entregar el mismo al usuario final, esto quiere decir que, aunque la producción está monopolizada en el resto de la cadena de distribución, sí se presenta competencia.

Almacenamiento: corresponde a la actividad de recibir y conservar el GLP para su posterior suministro, generalmente, la empresa que realiza el transporte posee instalaciones para el almacenamiento del producto.

Distribución: es la actividad donde el producto final se lleva al usuario final mediante estaciones de carburación, plantas de distribución, auto tanques y recipientes transportables y portátiles. Estas empresas deben estar constituidas legalmente para tal propósito, mediante permiso de la Secretaría de Energía (SENER) para el transporte, almacenamiento o distribución del GLP.

El conjunto de las actividades de transporte, almacenamiento y distribución se desarrolla por empresas privadas y se puede representar como se muestra en la Figura 17.

Figura 17. Regulación de las actividades del mercado nacional de GLP.



*Organismos reguladores

Tomado de: Prospectiva del mercado de gas licuado de petróleo [49].

De acuerdo con la Secretaría de Energía, para el año 2009 en México habían 939 plantas en operación para el almacenamiento y distribución de GLP y 2.649 estaciones de carburación en operación, de las cuales el 84,14% se dedican a la comercialización del energético y el 15,85% eran estaciones de autoconsumo.

En cuanto a la adquisición de cilindros, se reportaron 42 estaciones de servicio de GLP donde el usuario puede ir o para el reparto de cilindros de GLP en sus distintas capacidades se censaron 10.400 camiones y 7.639 autotanques.



c. Normatividad relacionada con la medición de la cantidad y la calidad

La regulación vigente del mercado de GLP considera la participación pública y privada. Pemex concentra la producción nacional de combustible y las ventas de primera mano, el transporte por ductos y la operación de terminales de suministro de su propiedad. Por su parte, el sector privado se ocupa de las actividades de transporte (principalmente por vía terrestre, a través de ductos), de distribución y almacenamiento.

El reglamento del GLP [48] publicado el 5 de diciembre de 2007, constituye un instrumento integral que determina los derechos y obligaciones de los participantes en el mercado del mismo.

La Ley Federal sobre Metrología y Normalización [50] es un documento creado con los siguientes objetivos: a) Establecer el Sistema General de Unidades de Medida, b) Precisar los conceptos fundamentales sobre metrología, c) Establecer los requisitos para la fabricación, importación, reparación, venta, verificación y uso de los instrumentos para medir y los patrones de medida, d) Establecer la obligatoriedad de la medición en transacciones comerciales y de indicar el contenido neto en los productos envasados, e) Instituir el Sistema Nacional de Calibración, f) Crear el Centro Nacional de Metrología, como organismo de alto nivel técnico en la materia, y g) Regular, en lo general, las demás materias relativas a la metrología.

El conjunto de normas que regulan a la industria de GLP en México puede esquematizarse como se muestra en la Figura 18. El Centro Nacional de Metrología (CENAM) fue el mecanismo creado por lo dictado en el Capítulo Quinto de la Ley Federal sobre Metrología para determinar los patrones nacionales de medida y llevar a cabo las investigaciones y experimentos necesarios para determinar los requerimientos de medición.

Figura 18. Marco legal del mercado de GLP en México.



Fuente: Sener

En el caso mexicano son de particular interés las siguientes normas:

NOM-005-SCFI-2011. “Instrumentos de medición-Sistema para medición y despacho de gasolina y otros combustibles líquidos-Especificaciones, métodos de prueba y de verificación”. Se establecen las especificaciones, métodos de prueba y de verificación que de manera preventiva se aplican a los distintos sistemas de medición y despacho de gasolina y otros combustibles líquidos, que se comercializan y utilizan en transacciones comerciales dentro del territorio de los Estados Unidos Mexicanos.

NOM-002-SCFI-1993. “Productos preenvasados, contenido neto de tolerancias y métodos de verificación”. Establece las tolerancias y los métodos para la verificación de los contenidos netos de productos preenvasados y los planes de muestreo para la verificación de productos que declaran su contenido neto en unidades de masa o



volumen. Esta norma se aplica para los envases de distribución del GLP para el usuario final.

NOM-011/1-SEDG-1999. “Condiciones de seguridad de los recipientes portátiles para contener Gas L.P. en uso”. Se establecen las condiciones mínimas de seguridad de los recipientes portátiles para contener GLP en uso, con el fin de proporcionar el servicio de distribución del mismo por medio de estos envases; asimismo, las especificaciones para el mercado que identifica al distribuidor propietario del recipiente y los procedimientos para la evaluación de la conformidad.

NOM-018-1-SCFI-1993. “Recipientes portátiles para contener GLP no expuestos a calentamiento por medios artificiales-fabricación”. Se establecen las especificaciones y métodos de prueba que deben cumplir los recipientes portátiles para contener GLP, con capacidad máxima de 45 kg y una presión máxima de trabajo de 1,37 MPa.

NOM-018-2-SCFI-1993. “Recipientes portátiles para contener GLP-Válvulas”. Se establecen las especificaciones y métodos de prueba de válvulas de carga y descarga. Con válvula de seguridad incorporada, para recipientes portátiles que contengan GLP.

NOM-014-SCFI-1997. “Medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para gas natural o L.P. Con capacidad máxima de 16 m³/h con caída de presión máxima de 200 Pa”. Esta norma oficial mexicana establece las especificaciones y métodos de prueba que deben cumplir los medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para gas natural o licuado de petróleo en estado gaseoso.

NMX-L001-1970. “Especificaciones para el Gas Licuado de Petróleo”.



NOM-003-SECRE-2002. “Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos”. Esta norma establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir los sistemas de distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por medio de ductos. En el Anexo I de esta norma se establece lo referente a la odorización de GLP.

d. Corrección del volumen

Las condiciones estándar de presión y temperatura para la medición del volumen en Mexico son 15 °C y 101,325 kPa. Las condiciones estándares anteriormente mostradas son las utilizadas en las transacciones internacionales, utilizando los factores de corrección estándar facilitados por la norma MPMS 11.2.4.

La corrección en dicha norma posee la misma estructura que la aplicada en el estándar API 2540 (Manual of Petroleum Measurement Standard Chapter 11.1) y la norma ASTM D 1250, en la que se realiza una corrección respecto a la temperatura. El volumen se corrige multiplicando por el factor obtenido de la Tabla 6A de la norma ASTM D1250, tomando como datos de entrada la temperatura y la densidad relativa referida a 15,6 °C (60 °F).

Por lo tanto el volumen a condiciones estándar es:

$$V_S = Ft \cdot V_R$$

V_S = Volumen del gas consumido por el cliente en el periodo facturado, corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (15 °C y 101,325 kPa).

V_R = Volumen del gas natural consumido por el cliente en el periodo facturado, a las condiciones de presión y temperatura en que registra el consumo el medidor.



e. Análisis

En la Tabla 16 se presenta un resumen de los principales parámetros de cantidad y calidad medidos en cada punto de la cadena de custodia de GLP en México y las normas técnicas en las cuales están basados sus respectivos procedimientos de medición.

Tabla 16. Medición de cantidad y calidad en la cadena de custodia de GLP (México)

PUNTO DE CUSTODIA	VARIABLE	NORMA TÉCNICA
Productores e importadores	Nivel (Volumen) [m],[m ³]	*
	Flujo [kg/s],[m ³ /s]	PROY-NMX-CH-10790-IMNC-2010
	Presión [Pa]	NOM-014-SCFI-1997
	Temperatura [K]	NMX-CH-064-IMNC-2006
	Poder Calorífico [J/kg]	*
	Odorización	*
	Densidad y Densidad Relativa [kg/m ³]	PROY-NMX-CH-10790-IMNC-2010
	Composición	*
	Corrosión (cantidad de azufre)	*
	Prueba de residuos	*
	Sequedad	*
	Residuos disueltos	*
Almacenadores mayoristas	Nivel (Volumen) [m],[m ³]	*
	Flujo [kg/s],[m ³ /s]	PROY-NMX-CH-10790-IMNC-2010
	Presión [Pa]	NOM-014-SCFI-1997
	Temperatura [K]	NMX-CH-064-IMNC-2006
	Poder Calorífico [J/kg]	*
	Composición	*
	Odorización	*
	% Sulfuro de hidrógeno	*
Almacenadores minoristas	Nivel (Volumen) [m],[m ³]	*
	Flujo [kg/s],[m ³ /s]	PROY-NMX-CH-10790-IMNC-2010
	Presión [Pa]	NOM-014-SCFI-1997
	Temperatura [K]	NMX-CH-064-IMNC-2006
	Odorización	*
Distribuidores	Nivel (Volumen) [m],[m ³]	*
	Flujo [kg/s],[m ³ /s]	PROY-NMX-CH-10790-IMNC-2010
	Presión [Pa]	NOM-014-SCFI-1997
	Temperatura [K]	NMX-CH-064-IMNC-2006
	Masa [kg]	*

* En el caso que no exista una normatividad propia se aclara que deben referirse a organizaciones de reconocimiento internacional como la API, ASTM y la NPFA entre otras.

En la tabla 17 se presenta las unidades utilizadas en los diferentes puntos de custodia para el recibo, entrega y facturación de GLP en México.

Tabla 17. Unidades utilizadas para la comercialización

PUNTO DE CUSTODIA		VARIABLE	UNIDAD DE COMERCIALIZACIÓN
Producción e importación [51]		Unidad de recibo	Barriles
		Unidad de entrega	Barriles
		Unidad de facturación	Barriles
Comercialización [52]	Ventas de primera mano	Unidad de recibo	kg
		Unidad de entrega	kg
		Unidad de facturación	kg
Transporte y almacenamiento [54] [54]	Transporte por medio de carro tanques o buque tanques	Unidad de recibo	Barriles
		Unidad de entrega	L
		Unidad de facturación	L
	Transporte por medio de ductos	Unidad de recibo	Barriles
		Unidad de entrega	l
		Unidad de facturación	l
	Almacenamiento	Unidad de recibo	l
		Unidad de entrega	kg o l
		Unidad de facturación	kg o l
Distribución [54]	Distribución mediante establecimiento comercial	Unidad de recibo	kg o l
		Unidad de entrega	kg
		Unidad de facturación	kg
	Distribución mediante estación de GLP para carburación	Unidad de recibo	kg o l
		Unidad de entrega	l
		Unidad de facturación	l
	Distribución por medio de ductos	Unidad de recibo	kg o l
		Unidad de entrega	l
		Unidad de facturación	l
	Distribución mediante planta de distribución	Unidad de recibo	kg o l
		Unidad de entrega	kg
		Unidad de facturación	kg

La producción e importación de GLP en México es monopolio de la empresa PEMEX, definido mediante las regulaciones del gobierno mexicano respecto a la producción e importación de hidrocarburos en el territorio nacional. PEMEX surte las comercializadoras mayoristas y a partir de este punto entran en juego las empresas privadas con un esquema de libre competencia, únicamente con el precio final del producto regulado respecto al precio de GLP internacional.



Legalmente no existía la figura de comercializador, por lo que se presentaba un mercado informal, el cual, se encargaba de la distribución al usuario final, esto fue paulatinamente eliminado con un esquema de responsabilidad, mediante cilindros marcados junto con el registro de las empresas encargadas de realizarlo.

La normatividad Mexicana referente al GLP, comparada con los demás países de la región, es escasa, en compensación, se aclara que en los casos en que la normatividad no esté definida por el gobierno mexicano se deben adaptar procedimientos de instituciones de reconocimiento internacional, las instituciones de mayor consulta en el sector son la API, la NFPA y la ASTM.

La calidad de GLP está definida por características determinadas en ensayos de laboratorio que permiten conocer: a) componentes que corroen al cobre (corrosión tira de cobre), b) contenido de azufre, c) densidad relativa, d) temperatura de evaporación, e) cantidad de residuos, f) manchas de aceite, g) odorización, h) presión de vapor, i) contenido de agua, j) sequedad, k) porcentaje de sulfuro de hidrógeno, l) poder calorífico, m) número de Wobbe y n) composición.

La cantidad de GLP se determina mediante la medición de nivel y/o flujo (volumétrico o másico), estas variables deben ser corregidas por temperatura y presión.



6. Colombia

El mercado de GLP en Colombia ha evolucionado desde sus inicios en 1947, cuando era el Estado quien legislaba, producía y distribuía el combustible, hasta el esquema actual en donde se tiene una participación conjunta del sector oficial y privado. Colombia es uno de los pocos países que posee una restricción al uso de GLP vehicular, esto debido a que es considerado un servicio público básico, por lo cual es necesario garantizar el abastecimiento a nivel nacional.

a. Reseña histórica

El mercado Colombiano de GLP tuvo sus inicios como una producción incipiente en las refinerías de Tibú y Barrancabermeja a finales de la tercera década del siglo XX, en este momento entró en competencia con fuentes de energía que dominaban el mercado como el carbón, el queroseno y la energía eléctrica.

El bajo costo y fácil transporte fueron un factor decisivo para que en menos de veinte años el GLP se convirtiera en uno de los combustibles domésticos preferidos, lo cual trajo un alza en la demanda del producto.

Con las ampliaciones realizadas en la refinería de Barrancabermeja en 1968 y 1980 la oferta de GLP fue aumentada, pero el aumento en la demanda fue tal que se llegó a presentar desabastecimiento del producto, en consecuencia se creó un “sistema de cupos”, con el cual cada distribuidor se veía limitado en el volumen mensual a comercializar con una zona específica para su distribución.

El crecimiento del mercado y la aceptación pública de GLP atrajo la atención del gobierno colombiano y por medio del Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) se



impulsó hacia finales de 1991 el crecimiento del sector mediante el Plan de Masificación del consumo del gas. En este documento se esbozó una política macroeconómica y energética integral, en la que se establecieron las facilidades para los particulares en la construcción de gasoductos troncales, mediante el esquema de concesión. Igualmente se presentó la posibilidad de la distribución a cargo de empresas privadas o mixtas. Con el Decreto 408 de marzo 3 de 1993 se aprobaron las estrategias propuestas por el CONPES.

Estos cambios en la estructura del mercado junto con la expedición de la Ley 142 de 1994, en la que se estableció el régimen de los servicios públicos domiciliarios, llevó a la eliminación del sistema de cupos.

El sector siguió su crecimiento hasta el año 2001 donde la demanda disminuyó como consecuencia del aumento del precio de GLP y la masificación del gas natural, esta disminución de la demanda fue contrarrestada por el gobierno nacional mediante proyectos y planes especialmente dirigidos hacia las áreas rurales y zonas menos pobladas.

Con la expedición de la Ley 1151 de 2008 se modificó considerablemente el esquema de comercialización minorista de GLP y se buscó:

- Combatir la informalidad en la prestación del servicio de GLP.
- Garantizar la prestación continua del servicio, en condiciones de calidad y seguridad para todos los usuarios, los agentes de la industria y la comunidad en general.
- La introducción de un esquema de responsabilidad de marcas en cilindros de propiedad del distribuidor.
- Control claro y eficiente a los prestadores del servicio, dado el nuevo esquema de marcación de cilindros.



- Definición de las responsabilidades y obligaciones de los agentes involucrados en la actividad de prestación del Servicio Público Domiciliario de Comercialización Minorista del GLP al usuario final.

Es importante remarcar que el Artículo 22 de la Ley 689 de 2001 presenta una restricción a nivel nacional de los vehículos de combustión interna que operan con GLP, siendo aceptados únicamente los vehículos destinados exclusivamente al reparto del GLP.

b. Estructura del mercado

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) fue creada en el año de 1994 a través de las Leyes 142 y 143 de 1994, esta entidad tiene como objetivo lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural y GLP se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión.

La CREG tiene la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea de hecho posible, y en los demás casos promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante y que produzcan servicios de calidad.

La CREG estableció un esquema del mercado en el cual se involucraron a las entidades productoras de GLP, transportadores, vendedores y los coordinadores de todas las anteriores.

Figura 19. Estructura del sector GLP en Colombia.



Tomado de: www.creg.gov.co.

En la Figura 19 se muestra este esquema, donde la política representa el Gobierno Nacional, la Regulación representa la normatividad con la cual se pretende asegurar la prestación del servicio, el Mercado está compuesto por los usuarios y los agentes encargados de llevar el GLP al usuario final y la Supervisión y Control encargada de vigilar el comportamiento de los agentes y sancionar las violaciones a las leyes y reglas.

Con base en la **Resolución CREG 053 de 2011** y la **Resolución 023 del 2008** el mercado colombiano puede dividirse en 4 grandes sectores: gran comercializador, comercializador mayorista, distribuidor y comercializador minorista.

Comercializador mayorista: Actividad consistente en la compra y venta de GLP al por mayor y a granel, con destino al Servicio Público Domiciliario de Gas Combustible. Esta actividad, al ser realizada por empresas prestadoras de servicios públicos, deben cumplir los estamentos dados en la **Ley 142 de 1994** “Por la cual se establece el Régimen de los Servicios Públicos Domiciliarios y se dictan otras disposiciones”. El mercado no se encuentra regulado para la aparición en escena de nuevas compañías en el mercado, pero



la falta de incentivos regulatorios ha inducido a que sea una actividad monopolizada por Ecopetrol S.A.

El GLP en Colombia se obtiene principalmente de 4 fuentes de producción: las refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Cusiana, donde se producen en plantas de ruptura catalítica y la refinería de Apiay donde se obtiene a partir del procesamiento del gas natural. El GLP es transportado por propanoductos, poliductos o camiones cisterna desde las refinerías hasta los centros de almacenamiento.

Transporte de GLP: se define como la actividad complementaria del Servicio Público Domiciliario de GLP que consiste en movilizar grandes cantidades de GLP a granel, entre un punto de recibo del transportador y un punto de entrega del transportador utilizando ductos del sistema de transporte.

Distribución de GLP: comprende la actividad realizada por empresas de servicios públicos domiciliarios que realizan las siguientes actividades:

- Compra del GLP en el mercado mayorista con destino al usuario final.
- El flete desde el punto de entrega del comercializador mayorista, o desde el punto de entrega del transportador, hasta la planta de envasado.
- El envasado de cilindros marcados.
- La operación de la planta de envasado correspondiente.

Adicionalmente, comprende las actividades de flete y entrega de producto a granel a través de tanques estacionarios instalados en el domicilio de los usuarios finales y de venta de cilindros en los puntos de venta.



Comercialización minorista de GLP: consiste en la entrega de GLP en cilindros en el domicilio del usuario final o en expendios. Incluye la compra del producto envasado mediante contrato exclusivo con un distribuidor, el flete del producto en cilindros, la celebración de contrato de servicios públicos con los usuarios y la atención de los usuarios. Los comercializadores minoristas pueden ser a su vez distribuidor de GLP.

El mercado minorista ha sido blanco de cambios en el servicio desde la liberación del mercado en 1993, puesto que luego de este año se presentaron fenómenos no deseados en la distribución de GLP, entre ellos el deterioro de los cilindros universales, el “culebreo” o transvase de cilindros y el transporte de cilindros por empresas legalmente no constituidas, las cuales no garantizaban calidad ni seguridad en el producto.

El Artículo 62 de la **Ley 1151 de 2007** “por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010” junto con los Artículos 9 y 10 de la **Resolución CREG 023 de 2008** introdujeron un esquema de responsabilidad de marca en los cilindros de propiedad de los distribuidores, con el cual se hace posible identificar el prestador del servicio y así responder por la calidad y seguridad del combustible distribuido.

La normatividad colombiana más relevante al GLP está compilada en un conjunto de resoluciones de la CREG y del Ministerio de Minas y Energía [56], siendo las más relevantes:

Resolución 80505 de 1997 Ministerio de Minas y Energía. Por la cual se dicta el Reglamento técnico al cual debe someterse el almacenamiento, manejo, comercialización mayorista y distribución de Gas Licuado del Petróleo, GLP.



Resolución 180196 de 2006 Ministerio de Minas y Energía. Por la cual se expide el Reglamento técnico para cilindros y tanques estacionarios utilizados en la prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo y sus procesos de mantenimiento.

Resolución 181464 de 2008 Ministerio de Minas y Energía. Por la cual se modifica la Resolución 180196 de 2006 y se establecen registros de revisión y marcación de cilindros universales adecuados y de cilindros nuevos marcados.

Resolución CREG 053 de 2011. Por la cual se reglamenta la comercialización mayorista de gas licuado de petróleo. Siendo de especial interés en el Artículo 7 con Título “Obligaciones de los Comercializadores Mayoristas en la Entrega, Manejo y Medición del GLP” los literales:

“ ... d) Con cada entrega de producto, reportar la medición obtenida la cual además incluye el reporte de la composición del producto, indicando las características más relevantes, entre ellas al menos la densidad del mismo, el poder calorífico expresado en MBTU por kilogramo y el factor de volumen (m^3 gas/kg líquido). Esta información siempre debe ser entregada al comprador antes que el producto sea retirado por él.

e) Entregar únicamente producto cuya calidad cumpla con las especificaciones técnicas establecidas por la regulación vigente y demostrar esta situación a sus compradores en cada entrega, cumpliendo con las normas aplicables.

f) Garantizar que el GLP entregado a sus compradores se encuentre olorizado según normas técnicas internacionales y en la concentración recomendada por el fabricante de la respectiva sustancia odorante para garantizar que el gas contenga suficiente olor, de tal forma que sea detectado a un quinto del límite inferior de inflamabilidad del gas.”



Resolución CREG 023 de 2008. Por la cual se reglamenta la distribución y comercialización minorista de gas licuado de petróleo. En el Capítulo 3 “Distribución de GLP” Artículo 6 “Obligaciones Generales del Distribuidor” Numeral tres se dicta como una de las obligaciones generales de los distribuidores “Entregar, tanto en cilindros como en tanques estacionarios, un producto correctamente medido y que cumpla con la calidad exigida en la regulación, para lo cual debe garantizar que la calidad del producto recibido de los comercializadores mayoristas no sufra alteración.”

En el Artículo 7 “Obligaciones del Distribuidor en la Compra del Producto a los Comercializadores Mayoristas” en el Numeral cuatro se establece para los distribuidores “Dar cumplimiento a la regulación vigente en materia de calidad del producto y verificar la calidad del producto adquirido a partir de los reportes de calidad entregados por el transportador y/o el comercializador mayorista según sea el caso. El producto que no se ajuste al estándar de calidad establecido en la regulación no podrá ser recibido por efectos de su comercialización a usuario final”.

En el Artículo 13 “Obligaciones del Distribuidor en Relación con la Atención de los Puntos de Venta y de los Usuarios del Servicio de GLP por Tanque Estacionario” en el Numeral 10 dice “Medir y liquidar el servicio público de GLP en Tanques Estacionarios de acuerdo con las condiciones establecidas en la regulación vigente”.

El Capítulo 7 “Medición para la Prestación del Servicio por Tanques Estacionarios” Artículo 29 “Medición y Facturación del Volumen Entregado al Tanque Estacionario” establece que para la distribución del GLP a tanques estacionarios el carro cisterna debe poseer un dispositivo de medición que determine el peso del combustible entregado y al momento del llenado del tanque debe entregarse un registro de la medición realizada.



El Artículo 30 “Del Derecho a la medición Individual” dicta que para los tanques estacionarios que sirvan a más de un usuario, cada uno de los inmuebles debe contar con un equipo de medición individual, el cual medirá el volumen de gas entregado y con el cual se realizará la facturación.

Resolución CREG 067 de 1995. Código de distribución de gas combustible por redes. Con especial interés en la Sección IV.5.5 Numeral 4.27 donde se dicta “El distribuidor o el comercializador seleccionarán los tipos y características del equipo de medición. Deberá proporcionar medidores que brinden registros precisos y adecuados a los efectos de la facturación y efectuar la revisión y calibración de dichos equipos, como máximo cada cinco años...”. Además, en la Sección V.6 se establecen las especificaciones de calidad mínimas del suministro respectivamente.

Resolución CREG 092 de 2009. Por la cual se adoptan disposiciones sobre las obligaciones de los transportadores de Gas Licuado del Petróleo a través de ductos en el continente y en la forma marítima entre el continente y el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina y se dictan otras disposiciones sobre libre acceso a los sistemas de transporte. Con especial interés en el Artículo 4 “Obligaciones Específicas de los Transportadores de GLP” en el Literal f se dicta como una de las obligaciones “Realizar todas las mediciones que se requieran para recibir o entregar el producto en los puntos de recibo y entrega, que permitan establecer la cantidad y la calidad del producto. El transportador de GLP será el responsable de la administración, operación y mantenimiento de los equipos de medición que se encuentren incluidos en la base de activos utilizada para establecer la remuneración de la actividad de transporte de GLP.”

Resolución CREG 108 de 1997 por la cual se señalan criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía y gas



combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictan otras disposiciones. Con especial interés en el Artículo 30 “Falta de medición por acción u omisión” donde se dicta “Conforme a lo dispuesto por el Artículo 146 de la **Ley 142 de 1994**, la falta de medición del consumo, por acción u omisión de la empresa, le hará perder el derecho a recibir el precio. La que tenga lugar por acción u omisión del suscriptor o usuario, justificará la suspensión del servicio o la terminación del contrato, sin perjuicio de que la empresa determine el consumo en las formas a las que se refiere el inciso tercero del citado artículo. Se entenderá igualmente que es omisión de la empresa la no colocación de medidores en un periodo superior a seis meses después de la conexión del suscriptor o usuario.”

Resolución CREG 066 de 2007 por la cual se establece la regulación de precios de suministro de GLP de Comercializadores Mayoristas a Distribuidores.

Resolución CREG 074 de 1996 por la cual se regula el servicio público domiciliario de gases licuados del petróleo y se dictan otras disposiciones.

c. Normatividad relacionada con la medición de la cantidad y la calidad

El Instituto Colombiano de Normatividad Técnica y Certificación (ICONTEC) [57] es el encargado de la normalización en Colombia, entre sus labores se encuentra la creación de las Normas Técnicas Colombianas (NTC) y la certificación de normas de calidad para empresas y actividades profesionales. Siendo de particular interés las siguientes normas:

NTC 2303: 1998, Petróleo y sus derivados. Especificaciones para Gases Licuados de Petróleo: establece los requisitos a cumplir y los ensayos a realizar en gases licuados de petróleo, utilizados para el uso doméstico, comercial, industrial y automotor.



NTC 2515: 1998, Petróleo y sus derivados. Gases licuados del petróleo. Determinación de la corrosión de láminas de cobre: detecta en el gas licuado del petróleo, la presencia de componentes que pueden ser corrosivos para el cobre. Los límites de la corrosión al cobre aseguran que no se presenten dificultades por deterioro de los accesorios y conexiones de cobre y sus aleaciones, usados comúnmente en muchos tipos de equipos de aprovechamiento, almacenamiento y transporte.

NTC 2516: 1998, Petróleo y sus derivados. Gases licuados del petróleo. Muestreo: cubre los procedimientos para obtener muestras representativas de gases licuados del petróleo como se definen en las ASTM D 1835 (NTC 2303), GPA 2140, y normas internacionales similares. Estos procedimientos se consideran adecuados para obtener muestras representativas para todos los ensayos de rutina de los gases licuados del petróleo exigidos en la norma ASTM D 1835 (NTC 2303).

NTC 2517:1986, Petróleo y sus derivados. Gases licuados del petróleo. Determinación de residuos: cubre la determinación de sustancias extrañas presentes en los gases licuados del petróleo, que se evaporan a temperaturas superiores a 38 °C. Los gases licuados del petróleo que para mejorar su comportamiento anticongelante les han añadido alcoholes, pueden entregar resultados erróneos con este método de ensayo.

NTC 2518: 1997, Petróleo y sus derivados. Gases licuados del petróleo. Análisis de gases licuados de petróleo y polipropileno concentrados, por cromatografía de gases: cubre la determinación de la composición de los gases licuados de petróleo (GLP). Es aplicable al análisis de propano, propileno (propeno) y butano en todos los rangos de concentración iguales o superiores a 0,1%.



NTC 2521: 1987, Petróleo y sus derivados. Gases licuados del petróleo. Determinación de la densidad. Método del hidrómetro de presión: cubre la determinación de la densidad o densidad relativa de hidrocarburos livianos, incluyendo gases licuados de petróleo que tienen presiones de vapor Reid superiores a 101,325 kPa (14,696 psi). El equipo prescrito no se debe usar para sustancias con presiones de vapor superiores a 1,4 MPa (200 psi) a la temperatura de ensayo. Este límite de presión está regulado por el tipo de equipo. Presiones superiores se pueden aplicar a otros diseños de equipo.

NTC 2562: 1989, Petróleo y sus derivados. Gases licuados del petróleo. Determinación de la presión de vapor: comprende la determinación manométrica de las presiones de vapor de los productos del gas licuado de petróleo a temperaturas de 37,8 °C (100 °F) hasta la temperatura de ensayo de 70 °C (158 °F) inclusive.

NTC 2563: 1989, Petróleo y sus derivados. Gases licuados del petróleo. Determinación de la volatilidad de los gases licuados de petróleo: asegurarla norma establece porcedimiento que permiten garantizar que el comportamiento de la volatilidad del GLP es adecuado para una aplicación específica. Los resultados del ensayo, cuando se asocian correctamente con la presión de vapor y con la densidad del producto, se pueden utilizar para detectar la presencia de butano y componentes más pesados en los gases licuados de petróleo (GLP).

La presencia de hidrocarburos menos volátiles que aquellos de los cuales está compuesto principalmente el gas licuado de petróleo (GLP) se detecta por un incremento en la temperatura a la cual se evapora el 95% del producto. Cuando se requiera identificar el tipo de compuestos de más alto punto de ebullición y su concentración, se debe hacer un análisis cromatográfico.



NTC 3853: 1996, Equipo, accesorios, manejo y transporte de GLP: contempla los requisitos básicos que deben cumplir los componentes individuales, los componentes armados o manufacturados en subconjuntos, recipientes completos o sistemas complementos de estos; adicionalmente, el trasiego de GLP en estado líquido y el transporte por carretera.

NTC 3873: 2005, Reguladores de presión para GLP: establece los requisitos que deben cumplir los reguladores de presión para uso en instalaciones de GLP, de tipo residencial, comercial e industrial, con excepción de las aplicaciones marinas, en automotores o en operaciones de corte y soldadura con gas. Tampoco cubren reguladores para uso en plantas químicas, petroleras o de generación, los terminales marinos o de tuberías, o las instalaciones de almacenamiento relacionadas con dichas plantas o terminales.

NTC 5455: 2006, Método de ensayo estándar para determinar azufre volátil total en hidrocarburos gaseosos y gases licuados por fluorescencia ultravioleta: cubre la determinación de azufre volátil total en hidrocarburos gaseosos y gases licuados del petróleo (GLP). Aplica para análisis de gas natural y procesado y producto final que contengan azufre en el rango de 1 mg/kg a 100 mg/kg. Este método no puede detectar compuestos de azufre que no se evaporen a las condiciones del ensayo. Este método es aplicable para determinación de azufre volátil total en GLP que contenga menos de 0,35% (masa / masa) de halógenos.

NTC 5469: 2007, Determinación de la presencia de agua disuelta en el gas licuado del petróleo (método del congelamiento de válvula): cubre la determinación de la presencia de agua disuelta en los productos tipo propano, tales como el propano comercial y otras mezclas de gases licuados del petróleo.

NTC 5470: 2007, Determinación del sulfuro de hidrógeno en gases licuados del petróleo: especifica el procedimiento para la detección del sulfuro de hidrógeno, el límite mínimo



de detección es 4 mg de sulfuro de hidrógeno en un metro cúbico de gas. El metil mercaptano puede dar positivo en el análisis, pero debe desaparecer después de 5 min.

d. Corrección de volumen

Las condiciones estándar para la medición de volumen en Colombia es 60 °F (15,6 °C). La corrección de volumen se hace con respecto a la temperatura de acuerdo con la norma NTC 3853, la ASTM D1250 y API 2540 (Manual of Petroleum Measurement Standard Chapter 11.1). Con el propósito de corregir el volumen observado y llevarlo a las condiciones de 15,6 °C (60 °F), se debe conocer la gravedad específica a 15,6 °C (60° F) en relación con el agua a 15,6 °C (60°F), así como su temperatura promedio. Con el dato de la temperatura promedio y la densidad específica se determina el factor de corrección obtenido de la tabla D 3.1.3 de la Norma NTC 3853.

e. Análisis

En la Tabla 18 se presenta un resumen de los principales parámetros de cantidad y calidad que son medidos en cada uno de los puntos que hacen parte de la cadena de custodia del GLP en Colombia, además, se muestran las normas técnicas en las cuales están basados sus respectivos procedimientos de medición.

Tabla 18. Medición de cantidad y calidad en la cadena de custodia de GLP en Colombia.

PUNTO DE CUSTODIA	VARIABLE	NORMA
Productores e importadores	Nivel (Volumen) [m],[m ³]	NTC 3853
	Flujo [kg/s],[m ³ /s]	NTC 5523-GTC 170
	Presión [Pa]	NTC 3855
	Temperatura [K]	NTC 2804-NTC 5779
	Poder calorífico [J/kg]	NTC 2518: 1997
	Odorización [ppm]	NTC 2303
	Densidad y Densidad relativa [kg/m ³]	NTC 2521
	Composición	NTC 2518
	Corrosión (cantidad de azufre) [ppm]	NTC 2515
	% Sulfuro de hidrógeno	NTC 5470
	Prueba de residuos	NTC 2517
	Sequedad	NTC 5469
Almacenadores mayoristas	Nivel (Volumen) [m],[m ³]	NTC 3853
	Flujo [kg/s],[m ³ /s]	NTC 5523
	Presión [Pa]	NTC 3855
	Temperatura [K]	NTC 2804-NTC 5779
	Poder calorífico [J/kg]	NTC 2518: 1997
	Odorización [ppm]	NTC 2303
	% Sulfuro de hidrógeno	NTC 5470
	Composición	NTC 2518
Almacenadores minoristas	Nivel (Volumen) [m],[m ³]	NTC 3853
	Flujo [kg/s],[m ³ /s]	NTC 5523
	Presión [Pa]	NTC 3855
	Temperatura [K]	NTC 2804-NTC 5779
	Odorización [ppm]	NTC 2303
Distribuidores	Nivel (Volumen) [m],[m ³]	NTC 3853
	Flujo [kg/s],[m ³ /s]	NTC 5523
	Presión [Pa]	NTC 3855
	Temperatura [K]	NTC 2804-NTC 5779
	Odorización [ppm]	NTC 2303

En la tabla 19 se presenta las unidades utilizadas en los diferentes puntos de custodia para el recibo, entrega y facturación de GLP en Colombia.

Tabla 19. Unidades utilizadas para la comercialización.

PUNTO DE CUSTODIA	VARIABLE	UNIDAD DE COMERCIALIZACIÓN
Comercialización Mayorista de GLP	Unidad de recibo	kg*
	Unidad de entrega	kg*
	Unidad de facturación	Kg*
Transporte de GLP	Unidad de recibo	kg**
	Unidad de entrega	kg**
	Unidad de facturación	kg**
Distribución de GLP	Unidad de recibo	kg***
	Unidad de entrega	kg***
	Unidad de facturación	kg***
Comercialización Minorista de GLP	Unidad de recibo	Cilindros
	Unidad de entrega	Cilindros
	Unidad de facturación	Cilindros

*Resolución CREG 66 de 2007, Resolución CREG 16 de 2010, las unidades de entrega en los tiquetes de Ecopetrol se encuentran tanto en kilogramos como en galones.

** Resolución CREG 122 de 2008.

*** Resolución CREG 180 de 2009.

La estructura del mercado de GLP en Colombia muestra un monopolio de la empresa Ecopetrol en las etapas de producción e importación. Ecopetrol surte el mercado de distribución mayorista de GLP a nivel nacional, a partir de allí participa el mercado privado de comercialización que se compone de tanques estacionarios, redes de distribución y cilindros.

La CREG es el ente encargado de la regulación del monopolio de producción y de establecer una normatividad con la cual se asegure una libre competencia entre las empresas distribuidoras.

La normatividad técnica colombiana para el GLP es expedida por el ICONTEC (en gran parte están basada en normas ASTM, API e ISO) y presenta normas para determinar la calidad y la cantidad, sin embargo respecto a la instrumentación requerida para cuantificar las variables no existen normas específicas.



La calidad de GLP está definida por características determinadas en ensayos de laboratorio, que permiten conocer: a) componentes que corroen al cobre (corrosión tira de cobre), b) contenido de azufre, c) densidad relativa, d) cantidad de residuos, e) manchas de aceite, f) odorización, g) presión de vapor, h) contenido de agua, i) porcentaje de sulfuro de hidrógeno y j) composición.

La cantidad de GLP se determina mediante la medición de nivel y/o flujo (volumétrico o másico), estas variables deben ser corregidas por temperatura y presión.



Capítulo 2. Diagnóstico sistemas de medición usados por la industria

La cadena productiva del GLP en Colombia está conformada por agentes encargados de la producción, importación, exportación, comercialización, transporte y distribución. Entre estos agentes se presenta una interacción directa y cada uno de ellos debe recibir y/o entregar el producto bajo condiciones de calidad y cantidad adecuadas.

Las condiciones de calidad y cantidad deben estar soportadas por normas nacionales e internacionales que direccionan los requerimientos (indicadores) que cada agente debe cumplir, mediante la realización de pruebas de laboratorio y con el uso y aplicación de buenas prácticas de medición.

El presente estudio tiene como fin realizar un diagnóstico de los sistemas de medición de cantidad y calidad de GLP (metodología e instrumentación) que utilizan las empresas que desarrollan cada una de las actividades de la cadena productiva. Para realizar el diagnóstico se compararon los parámetros de medición establecidos en la primera parte de este capítulo de requerimientos por agente con los aplicados por la empresa.

Para que los errores en la información sean pequeños y admisibles, se seleccionaron para la muestra trece empresas del país mediante una planeación experimental para garantizar la aleatoriedad del estudio desarrollado respecto de los sistemas de medición utilizados.

Entre las empresas seleccionadas se obtuvieron 16 plantas de envasado, 13 carrotanque o cisternas, 134 tanques estacionarios, 138 usuarios por redes y 140 cilindros. Además se seleccionó el campo de producción Cusiana, las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja y los terminales de transporte en Mansilla, Yumbo y San Andrés.



Para cada una de las empresas que hacen parte de un agente de la cadena, se analizó la situación actual de cada uno de los indicadores y se evaluaron las prácticas relacionadas con la determinación de la cantidad y la calidad del producto recibido y/o entregado, cuyos resultados se presentan en la segunda parte del capítulo. Se tuvo en cuenta, además, la información suministrada por personas de las empresas durante las visitas y la información enviada por ellas como respuesta al protocolo de requisición de datos.

Finalmente, se presentan en el capítulo, las tablas que muestran para cada agente de la cadena una comparación entre empresas y entre indicadores, con el fin de determinar cuáles son las prácticas, métodos utilizados, procedimientos y valores de referencia que les sirven para evaluar la cantidad y calidad del GLP.

Requerimientos por agente

1. Cadena de GLP en Colombia [82]

Gracias a su facilidad de suministro y versatilidad en el transporte y almacenamiento, el GLP representa una alternativa energética básica para muchos hogares colombianos localizados en comunidades pequeñas y apartadas, sin embargo es notoria su utilización en ciudades capitales.

Debido a cambios presentados en el marco regulatorio colombiano, se ha evidenciado una reducción en el número de empresas que prestan el servicio de GLP. Las nuevas exigencias técnicas, de seguridad y comerciales requieren inversiones altas difíciles de asumir. Estos cambios han ocasionado que empresas que desarrollaban las actividades de comercialización mayorista, distribución y comercialización minorista decidieran fusionarse con otras empresas o formar alianzas estratégicas para no desaparecer.



En el Informe de Evolución de Tarifas del Servicio de Gas Licuado de Petróleo de la Superintendencia Delegada de Energía y Gas [82] se menciona que los inversionistas extranjeros encuentran atractivo el mercado de GLP en nuestro país, debido a la implementación del esquema de marcas y la normatividad vigente, tal es el caso de la entrada de los grupos chilenos Gasco y Lipigás. Estos grupos no sólo han inyectado capital al mercado colombiano de GLP, sino también conocimientos técnicos, estrategias comerciales y tecnología a los procesos operativos en la cadena de GLP.

Entre las alianzas y fusiones que se han dado recientemente, se destaca la compra de las empresas Plexa S.A. ESP, Vidagas de Occidente S.A. ESP, Almacenadora de Gas de Occidente S.A. ESP y Unigas Colombia S.A. ESP, por parte de la empresa Inversiones GLP S.A.S ESP, cuyo principal accionista es la empresa chilena Gasco. La empresa chilena Lipigás incursionó con la compra de la marca Gas País S.A. ESP por medio de su empresa filial Chilco.

Respecto al cubrimiento del mercado colombiano de GLP, la participación extranjera alcanza un 26%, representada en la demanda atendida por las empresas Chilco Distribuidora de Gas Y Energía S.A.S ESP (10%) e Inversiones GLP S.A.S ESP (16%). Durante el primer semestre de 2011, operaron 65 empresas que ejercieron la actividad de comercialización minorista de GLP haciendo presencia en gran parte del país, exceptuando los departamentos de Vaupés y Amazonas [82].

Con base en la **Resolución CREG 053 de 2011** [83] y la **Resolución 023 del 2008** [84], el mercado colombiano del GLP puede dividirse en 4 grandes sectores: comercializador mayorista, transportador, distribuidor y comercializador minorista.



a. Comercializador mayorista

Actividad que consiste en la compra y venta de GLP al por mayor y a granel, con destino al servicio público domiciliario de gas combustible. Esta actividad, al ser realizada por empresas prestadoras de servicios públicos, debe cumplir los estamentos dados en la **Ley 142 de 1994** [85].

El GLP en Colombia se obtiene principalmente de cuatro fuentes de producción: en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, donde se produce en plantas de ruptura catalítica y en los campos de producción de Apiay y Cusiana, donde se obtiene a partir del procesamiento del gas natural.

b. Transportador

Esta actividad complementaria consiste en movilizar grandes cantidades de GLP a granel, entre un punto de recibo del transportador y un punto de entrega del transportador utilizando ductos del sistema de transporte.

c. Distribuidor

Empresa de servicios públicos domiciliarios que realiza las siguientes actividades: compra del GLP en el mercado mayorista, flete desde el punto de entrega del comercializador mayorista o desde el punto de entrega del transportador hasta la planta de envasado, envasado de cilindros marcados, operación de la planta de envasado correspondiente, y el flete y la entrega de producto a granel con tanques estacionarios instalados en el domicilio de los usuarios finales y con la venta de cilindros en los puntos de venta.



d. Comercializador minorista

Empresa que entrega el GLP en cilindros en el domicilio del usuario final o en expendios. Incluye la compra del producto envasado mediante contrato exclusivo con un distribuidor, el flete del producto en cilindros, la celebración de contrato de servicios públicos con los usuarios y la atención de los usuarios. Los comercializadores minoristas pueden ser a su vez distribuidores de GLP.

A octubre de 2011 se encontraban inscritas ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios 82 empresas, algunas de ellas realizan actividades de manera integrada, es decir, ejecutan su operación como mayorista-distribuidor-minorista; mayorista-distribuidor o distribuidor-minorista, entre otras. En la Tabla 20 se presenta la cantidad de empresas por actividad según el Registro Único de Prestadores de Servicios -RUPS-.

Sin embargo, a la fecha algunas de estas empresas se encuentran o en proceso de cancelación de registro ante la Superintendencia o han cesado operaciones.

Tabla 20. Número de empresas por actividad del sector de GLP [82].

ACTIVIDADES DESARROLLADAS	NÚMERO DE EMPRESAS
Comercializadores Mayoristas	13
Comercializadores Mayoristas Distribuidores Inversionistas Comercializadores Minoristas	18
Distribuidores Inversionistas	2
Distribuidores Inversionistas Comercializadores Minoristas	41
Comercializadores Minoristas	18
Comercializadores Minoristas Distribuidores inversionistas Transportadores	1
Comercializadores Mayoristas Transportadores	1
TOTAL	94

Fuente: SUI. Fecha 11 de Octubre de 2011.



2. Descripción del problema

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), a través de un proyecto conjunto con la Universidad Tecnológica de Pereira, avanzó en el análisis e implementación de una regulación precisa sobre la medición de la cantidad y la calidad de los Gases Licuados de Petróleo¹¹ (GLP). Se pretendió inicialmente diagnosticar los sistemas de medición a nivel nacional en contraste con la regulación internacional y la normatividad técnica vigente, posterior a ello se planeó sugerir lineamientos para la creación de una regulación detallada sobre la medición de cantidad y calidad del GLP durante el cambio de custodia, que fuera adecuada para la industria del país y que garantizara al usuario final un producto de buena calidad a un precio adecuado.

Con base en la regulación y la normatividad técnica vigente nacional e internacional, se han sugerido diferentes variables como indicadores de la calidad y la cantidad del GLP. Respecto de la cantidad, la cual debe ser medida y controlada por todos los agentes de la cadena productiva hasta el usuario final, puede ser medida de manera estacionaria en tanques (medición de nivel) o de manera dinámica en propanoductos (medición de flujo). Generalmente esta medición de cantidad, cuando es asociada a un volumen (estático o dinámico), debe ser corregida por presión y temperatura. Esto debido a que los gases, al ser sustancias compresibles, presentan una alta sensibilidad a ambas variables. De esta manera, las variables de cantidad que deben ser medidas son: nivel, flujo (másico o volumétrico), presión y temperatura¹².

Respecto de la medición de la calidad del GLP, se han propuesto numerosos indicadores que, en su mayoría, se encuentran relacionados con la seguridad en instalaciones o

¹¹ GLP: Mezclas de hidrocarburos (predominantemente Propano y Butano).

¹² Los valores de referencia para los indicadores de cantidad serán descritos con detalle en la segunda parte del presente capítulo.

seguridad para las personas. No obstante, pocos indicadores pueden relacionarse directamente con la calidad como es percibida por el usuario final. En la Tabla 21 se presentan los indicadores considerados relevantes (según NTC 2303 y ASTM D1835) con su correspondiente normatividad NTC y ASTM aplicable.

Tabla 21. Principales indicadores de calidad según NTC y ASTM.

INDICADOR DE CALIDAD	NORMA NTC	NORMA ASTM
Presión manométrica de vapor	2562	D1267-02R07
Densidad y densidad relativa	2521	D1657-02R07
Volatilidad (temperatura de evaporación al 95% evaporado)	2563	D1837-11
Corrosión de tira de cobre	2515	D1838-11
Residuos sólidos (mancha de aceite)	2517	D2158-11
Contenido de sulfuro de hidrógeno	-	D2420-07
Sequedad	-	D2713-12
Contenido de azufre	-	D2784-11
Concentración de etil mercaptano	-	D5305-97R07
Composición (cromatografía de gases)	2518	D2163-07
Poder calorífico superior	-	D 240-09
Índice de Wobbe	-	BS-EN-ISO-6976-2005

Otras normas técnicas, que no necesariamente se corresponden con un indicador, han sido incluidas en este documento, dado que se encuentran relacionadas con procedimientos, algoritmos de cálculo y otra información relevante respecto a la calidad del GLP. Estos estándares auxiliares son:

NTC 2303, ASTM D1835-11 Especificación Estándar¹³.

ASTM D2421-02R07 Interconversión de la composición en bases de: volumen de gas, volumen de líquido y masa.

ASTM D2598-02R07 Cálculo de la presión de vapor, la densidad relativa y el número de octanos, a partir de la composición (GLP).

¹³ El estándar ASTM D1835-11 contiene valores de referencia para algunos de los indicadores seleccionados y será referenciada cuando se considere necesario.



ASTM D3588-98R11 Cálculo del poder calorífico, el factor de compresibilidad y la densidad relativa, a partir de la composición (combustibles gaseosos).

De esta manera, mediante la descripción y consideración detallada de las características de los indicadores seleccionados, se pretende determinar cuáles parámetros pueden ser utilizados para evaluar la calidad del GLP de manera directa o indirecta y, además, establecer valores de referencia que permitan determinar los lineamientos para una regulación en la medición de la calidad del GLP. A continuación se realizará una descripción de los indicadores seleccionados.

3. Principales indicadores de calidad (normatividad)

En esta sección se describirá en detalle cada uno de los indicadores (y normatividad técnica relacionada), se establecerán los valores de referencia de acuerdo con la normatividad técnica y las regulaciones, y se justificará su requerimiento en cada uno de los agentes para los que se considere relevante. Primero se describirán los cuatro estándares auxiliares mencionados anteriormente y, luego, los indicadores de calidad en el orden establecido en la Tabla 21.

a. Normas auxiliares

NTC 2303, ASTM D1835-11: especificación estándar

Definición e Importancia: este se ocupa de la especificación estándar de los Gases Licuados de Petróleo, los cuales consisten principalmente de propano, propileno (propeno), butano y mezclas de estos elementos. Define cuatro tipos básicos de GLP

dependiendo de las aplicaciones (doméstico, comercial, industrial y combustible para automóviles¹⁴).

Valores de referencia (normatividad y regulación); deben ser establecidos valores máximos o mínimos para los indicadores seleccionados, con el fin de garantizar que su transporte, almacenamiento y uso sean seguros, y adicionalmente que el usuario final reciba un producto de calidad. Esta norma establece los valores permitidos para algunos de los indicadores seleccionados (Tabla 22) para los cuatro tipos de GLP definidos.

Tabla 22. Valores de referencia para algunas variables medibles a diferentes tipos de GLP.

INDICADOR	UNIDAD	PROPANO COMERCIAL	BUTANO COMERCIAL	MEZCLAS PROPANO-BUTANO	PROPANO DE USO ESPECIAL
Presión de vapor a 37,8 °C (máx.)	kPa	1434	483	-	1434
Densidad y densidad relativa	kg/m ³	-	-	-	-
Temperatura de evaporación al 75% evaporado (residuo volátil) (máx.)	°C	- 38,3	2,2	2,2	- 38,3
Corrosión tira de cobre (máx.)	.	No. 1	No. 1	No. 1	No. 1
Residuo en 100 ml de evaporación (máx.)	ml	0,05	0,05	0,05	0,05
Contenido de sulfuro de hidrógeno (máx.)	.	PASAR*	PASAR*	PASAR*	PASAR*
Sequedad	.	PASAR*	PASAR*	PASAR*	PASAR*
Contenido de azufre (máx.)	mg/kg	185	140	140	123
Concentración de etil mercaptano (odorizante) (mín.) ASTM D5305	g/m ³	11,87	11,87	11,87	11,87

*la norma asociada al indicador define dentro de su contenido los criterios para pasar o no pasar.

Adaptado de NTC 2303 y ASTM D1835.

En la Tabla 23 se incluyen valores de referencia para algunos de los componentes del GLP. Notese que estos valores para la composición pueden no ser suficientes para garantizar una calidad adecuada del GLP. Estos indicadores son de particular importancia y por tal razón, posteriormente será analizada normatividad adicional que permita establecer valores límite para cada componente del GLP, dependiendo de su aplicación.

¹⁴ En Colombia el GLP aún no ha sido masificado como combustible para automóviles.

Tabla 23. Valores de referencia para algunos componentes de diferentes tipos de GLP.

COMPONENTE	UNIDAD	PROPANO COMERCIAL	BUTANO COMERCIAL	MEZCLAS PROPANO-BUTANO	PROPANO DE USO ESPECIAL
Butanos y más pesados (máx.)	%	2,5	-	-	2,5
Pentanos y más pesados (máx.)	%	-	2	2	-
Propileno (máx.)	%	-	-	-	5

Adaptado de NTC 2303 y ASTM D1835.

ASTM D2421-02R07: interconversión de la composición en bases de volumen de gas, volumen de líquido y masa

Definición e Importancia: este estándar describe el procedimiento para la interconversión del análisis de mezclas de hidrocarburos livianos (menores que C₅) a una base de: volumen de gas (moles), volumen de líquido o masa. Se asume que los volúmenes de gas han sido corregidos y que no existe presencia de diolefinas¹⁵ y compuestos acetilénicos¹⁶. Las condiciones estándar son: temperatura 15,6 °C (60°F) y presión 101,3 kPa (760 mm Hg).

La conversión del análisis de componentes (cromatografía de gases) de una base a otra (volumen de gas, volumen de líquido o masa) es frecuentemente necesaria para la transferencia de custodia y otros propósitos. Adicionalmente, los resultados del análisis de componentes deben ser precisos para obtener valores confiables durante el cálculo de propiedades como densidad relativa, presión de vapor y poder calorífico.

Procedimiento: la interconversión entre bases de volumen de vapor, volumen de líquido y masa debe ser determinada a través del procedimiento indicado por la norma **ASTM D2421-02R07**, mediante el desarrollo de un algoritmo de cálculo.

¹⁵ *Diolefinas*: también denominados alcadienos, son hidrocarburos alifáticos insaturados (doble enlace carbono-carbono).

¹⁶ *Acetileno*: es el alquino más sencillo, gaseoso, incoloro, altamente inflamable y menos denso que el aire (a iguales condiciones).



ASTM D2598-02R07: cálculo de la presión de vapor, densidad relativa y número de octanos a partir de la composición (GLP)

Definición e Importancia: este estándar define el procedimiento para el cálculo aproximado de la densidad relativa, la presión de vapor y el número de octanos para el propano y el propano comercial. No es aplicable a productos que excedan la especificación de residuos no volátiles. El procedimiento de cálculo del número de octanos puede ser aplicado sólo a mezclas que contengan menos del 20% de propileno.

La presión de vapor es una propiedad especial del GLP que asegura la vaporización adecuada, es necesaria para cálculos seguros de los recipientes contenedores y compatibilidad con los electrodomésticos comerciales. La densidad relativa, a pesar de no ser un criterio que defina la calidad, es un parámetro necesario para el cálculo de la densidad de llenado¹⁷ y para la transferencia de custodia (medición de cantidad). El número de octanos motor (Motor Octane Number -MON-) es útil para definir si el producto es adecuado como combustible para motores de combustión interna.

Procedimiento: el cálculo de las tres variables mencionadas debe ser correspondiente a la norma **ASTM D2598-02R07**, mediante el desarrollo de un algoritmo de cálculo.

ASTM D3588-98R11: cálculo del poder calorífico, factor de compresibilidad y densidad relativa a partir de la composición (combustibles gaseosos)

Definición e Importancia: este estándar define el procedimiento para el cálculo del poder calorífico, la densidad relativa y el factor de compresibilidad de combustibles gaseosos (incluyendo GLP) en condiciones base: temperatura 15,6 °C (60°F) y presión 101,3 kPa (14,696 psi).

¹⁷ Densidad de llenado: relación en porcentaje entre el peso del gas contenido en un recipiente y el peso del agua a 60°F que el recipiente podría albergar.



El poder calorífico es un indicador que permite conocer y comparar mezclas de gases (con diferentes composiciones) en términos de su aplicabilidad como combustible; indica la cantidad de energía que puede ser obtenida al quemar una unidad de gas. Por esta razón el poder calorífico es un parámetro utilizado para determinar el precio del gas durante la transferencia de custodia.

La densidad relativa es una medida de la densidad de un gas en relación con otro gas tomado como referencia (usualmente a iguales condiciones). Ambas densidades se deben operar en idénticas unidades para garantizar que el indicador sea adimensional.

El factor de compresibilidad es utilizado para corregir el poder calorífico y la densidad relativa, considerando de este modo un comportamiento real del gas.

Procedimiento: el cálculo de las tres variables mencionadas debe ser correspondiente a la norma **ASTM D3588-98R11**, mediante el desarrollo de un algoritmo de cálculo.

b. Indicadores de calidad

Presión manométrica de vapor

Definición e Importancia: el estándar **ASTM D1267-02R07** cubre la determinación de la presión manométrica de vapor del GLP a temperaturas entre 37,8 °C (100°F) y 70 °C (158°F). La presión de vapor es la presión ejercida por un vapor en equilibrio termodinámico con sus fases (líquido o sólido), a una temperatura dada en un sistema cerrado. Esta presión es un indicador de la facilidad con que puede inicialmente evaporarse un combustible líquido a una temperatura definida (tasa de evaporación). Una sustancia con una alta presión de vapor a temperaturas normales es generalmente denominada volátil¹⁸.

¹⁸ *Volatilidad*: una sustancia es más volátil que otra cuando presenta una mayor facilidad para evaporarse.



Conocer la presión de vapor de GLP es necesario para la selección y diseño apropiado de los recipientes contenedores y para la seguridad al momento de la manipulación del GLP. También es, de manera indirecta, una medida de la cantidad de hidrocarburos ligeros y pesados presentes en las mezclas comerciales propano-butano. También es un indicador de la facilidad con que el gas se evapora en los cilindros de uso doméstico y de la acumulación de hidrocarburos más pesados en el mismo (situación ocasionalmente relacionada con el bajo rendimiento de los cilindros).

Deben ser establecidos valores máximos para la presión de vapor debido a las implicaciones de seguridad y, a la vez, se deben cumplir también valores mínimos para garantizar la completa evaporación del gas contenido en aplicaciones de usuario final (rendimiento). Este indicador se encuentra relacionado con la seguridad en instalaciones y con la calidad del producto.

Valores de referencia (normatividad y regulación): estos valores están soportados por las normas **NTC 2303** y **ASTM D1835-11**, y son: 1.434 kPa (208 psi) para propano comercial y propano de aplicaciones especiales y 483 kPa (70 psi) para butano comercial, las presiones de vapor permisibles de las mezclas propano-butano no deben exceder los 1.434 kPa (208 psi) ni el valor calculado mediante la ecuación:

Presión de vapor (máx.) [kPa] = 1.167 - 1.880 (densidad relativa a 15,6/15,6 °C)

Presión de vapor (máx.) [kPa] = 1.167 - 1.880 (densidad relativa a 60/60°F)

Procedimiento e Instrumentación: la presión de vapor debe ser determinada a través del procedimiento indicado por la norma **NTC 2562 (ASTM D1267 - 02)**, mediante la utilización de un dispositivo particular, compuesto por un recipiente tapado y un manómetro (ilustrado detalladamente en la norma citada).



Agentes requeridos: comercialización mayorista (producción e importación), encargados de la producción e importación, representan el inicio de la cadena productiva y por esta razón poseen la responsabilidad de proveer al mercado de un producto de manipulación segura. Así, se sugiere que este indicador sea siempre determinado por cualquier empresa que pertenezca a este agente y produzca o importe GLP.

Agentes NO requeridos: otros.

Una vez determinada la presión de vapor del GLP que ingresa a la cadena productiva y cumplidos los requerimientos mínimos de seguridad, se espera que las mezclas que puedan suceder posteriormente presenten variaciones en este indicador dentro del intervalo recomendado por la normatividad¹⁹. Por esta razón no se sugiere la medición de esta variable por parte de los agentes posteriores, el cálculo mediante el método propuesto por el estándar **ASTM D2598-02R07** podría ser utilizado con fines de verificación del valor de referencia.

Densidad y densidad relativa

Definición e importancia: el estándar **ASTM D1657-02R07** cubre la determinación de la densidad o densidad relativa de GLP con presiones de vapor Reid superiores a 101,325 kPa (14,696 psi). Para el GLP, la densidad se define como la masa de un líquido por unidad de volumen a 15 °C. La densidad relativa (o gravedad específica) es una medida de la densidad de un líquido en relación con otro líquido tomado como referencia (usualmente agua a iguales o diferentes condiciones). Las temperaturas de referencia se deben especificar, por ejemplo 60/60 °F, 20/20 °C, 20/4 °C, y ambas densidades se deben tratar en unidades idénticas para garantizar que el indicador sea adimensional.

¹⁹ Método para calcular la presión de vapor de una mezcla de propano-butano: ASTM D2598-02R07.



La densidad (o densidad relativa) es un parámetro necesario para la determinación de las densidades de llenado²⁰ y la transferencia de custodia. También se puede relacionar con la presión de vapor y la volatilidad para evaluar cualitativamente la composición del GLP.

Este indicador se encuentra relacionado con la calidad del producto y con el cálculo de la cantidad para la transferencia de custodia.

Valores de referencia (normatividad y regulación): no es necesario establecer valores mínimos o máximos para la densidad del producto, dado que no constituye un requerimiento específico. No obstante, las densidades determinadas se pueden necesitar para otros propósitos y por esta razón se debe reportar. Adicionalmente, la densidad relativa de las mezclas propano-butano es necesaria para establecer la presión de vapor máxima permisible²¹.

Procedimiento e instrumentación: la densidad y densidad relativa se deben determinar a través del procedimiento indicado por la norma **NTC 2521 (ASTM D1657-02R07)** mediante la utilización de:

- Hidrómetro: graduado en densidad con un rango de 500 a 650 kg/m³, o en densidad relativa con un rango de 0,500 a 0,650 (de acuerdo con el estándar **ASTM E100**).
- Termohidrómetro: pueden ser más convenientes que los hidrómetros con termómetros separados para aplicaciones de campo. Pueden usarse los termohidrómetros de los tipos NOS 101H y 310H (de acuerdo con **ASTM E100**).

²⁰ Densidad de llenado: relación en porcentaje entre el peso del gas contenido en un recipiente y el peso del agua a 60°F que el recipiente podría albergar.

²¹ Ver estándar ASTM D1835-11.



- Hidrómetro cilíndrico: construido de plástico transparente (poly-methyl methacrylate o un material similar).

Los dispositivos referenciados no se deben utilizar para materiales con presiones de vapor mayores que 1,4 MPa (200 psi) a la temperatura de prueba. Este límite de presión depende del diseño del equipo de medición. Otros equipos estarán diseñados para registrar mayores valores.

Agentes requeridos: comercialización mayorista y transportadores. Se recomienda que la densidad del producto sea controlada por lo menos hasta aquel agente en que se presenten mezclas de grandes volúmenes con diferentes composiciones, y pueda surgir incertidumbre respecto de las propiedades de la mezcla resultante.

Agentes NO requeridos: otros.

Una vez se determine la densidad del GLP que pasa de la comercialización mayorista a los agentes posteriores (distribución y comercialización minorista), se espera que las mezclas que puedan suceder posteriormente presenten variaciones en este indicador dentro del intervalo recomendado por la normatividad.

Puede ser medida en toda la cadena productiva siempre que los costos asociados a la medición y control de esta variable sean adecuados. También puede ser calculada mediante el método propuesto por el estándar **ASTM D2598-02R07** con fines de verificación del valor de referencia.



Volatilidad (temperatura de evaporación al 95% evaporado)

Definición e importancia: el método de prueba **ASTM D1837-11** es una medida de la pureza relativa de los diferentes tipos de GLP y permite asegurar una evaporación adecuada. Es medida a través de la temperatura de evaporación al 95% evaporado. Cuando los resultados se relacionan apropiadamente con la presión de vapor y la densidad del fluido, el valor se puede usar para determinar la presencia de butanos y componentes más pesados²². La presencia de hidrocarburos menos volátiles se indica por un aumento en la temperatura al 95% evaporado. Cuando se requiere el tipo y concentración de componentes para una sustancia con mayor temperatura de evaporación, se debe realizar un análisis de componentes (cromatografía).

Un control sobre la volatilidad del GLP, es decir, sobre la temperatura de evaporación al 95% evaporado, permite garantizar que el componente principal de la mezcla sea propano. Este indicador se encuentra relacionado con la calidad del producto.

Valores de referencia (normatividad y regulación): los valores máximos establecidos de temperatura al 95% evaporado (volatilidad) para los cuatro tipos de GLP descritos deben estar bajo los estándares **NTC 2303** y **ASTM D1835-11**, estos son: -38,360 °C (-37 °F) para propano comercial y propano de aplicaciones especiales y 2,2 °C (36 °F) para butano comercial y mezclas propano-butano.

Procedimiento e instrumentación: la volatilidad se debe determinar mediante el procedimiento indicado por la norma **NTC 2563 (ASTM D1837-11)**, empleando un dispositivo particular denominado tubo medidor (Weathering Tube). Una descripción detalla del dispositivo se puede encontrar en la norma citada.

²² La norma técnica asociada no establece una metodología para correlacionar (cualitativamente) los valores de las variables de *presión de vapor*, *volatilidad* y *densidad* con la composición del GLP.



Agentes requeridos: comercialización mayorista (producción e importación). Los comercializadores mayoristas encargados de la producción e importación representan el inicio de la cadena productiva de GLP y por esta razón poseen la responsabilidad de proveer el mercado de un producto de buena calidad. De esta manera, se sugiere que este indicador sea siempre determinado por cualquier empresa que pertenezca a este agente y produzca o importe GLP.

Agentes NO requeridos: Otros.

Una vez determinada la volatilidad del GLP que ingresa a la cadena productiva, se espera que las mezclas que puedan suceder posteriormente presenten variaciones en este indicador dentro del intervalo recomendado por la normatividad. En caso de presentarse mezclas de grandes volúmenes de gases de composiciones diferentes (almacenamiento mayorista), se puede medir en el agente correspondiente siempre que los costos asociados a la medición y control de esta variable sean adecuados.

Corrosión de tira de cobre

Definición e importancia: el estándar **ASTM D1838-11** cubre la detección de la presencia de componentes corrosivos para el cobre en el GLP. La corrosión es una reacción química (oxido-reducción) que afecta todos los materiales y en muchos casos genera alteraciones químicas en los mismos. En dichos casos puede causar accidentes (ruptura de piezas) y elevar los costos de mantenimiento.

Un límite para la corrosión de cobre garantiza un bajo nivel de deterioro del equipo y los elementos en instalaciones fabricados a partir del cobre y sus aleaciones. Este ensayo permite también determinar la presencia de sulfuro de hidrógeno.



Este indicador se encuentra relacionado con la seguridad en instalaciones y la conservación del equipo.

Nota: la prueba no es precisa al determinar la capacidad corrosiva del gas debido a que puede existir presencia de agentes inhibidores.

Valores de referencia (normatividad y regulación): las características corrosivas al cobre de los cuatro tipos de GLP, así como el criterio para su aceptación o rechazo según este indicador, debe cumplir con lo dictado en las normas **NTC 2303** y **ASTM D1835-11**, con el criterio de aceptación el Número 1 (código correspondiente a un color en una paleta de colores estandarizada).

Procedimiento e instrumentación: la corrosión de tira de cobre se debe determinar a través del procedimiento indicado por la norma **NTC 2515 (ASTM D1838-11)**, mediante la utilización de un dispositivo particular denominado cilindro de prueba de corrosión (descrito en la norma citada). Todo el ensamble debe soportar una presión hidrostática de 6.900 kPa (1.000 psi). No debe presentarse fugas cuando se realiza la prueba a 3.450 kPa (500 psi) con gas.

Agentes requeridos: comercialización mayorista (producción e importación). Los comercializadores mayoristas encargados de la producción e importación representan el inicio de la cadena productiva de GLP y por esta razón poseen la responsabilidad de proveer el mercado de un producto de seguro y de calidad. De esta manera, se sugiere que este indicador sea siempre determinado por cualquier empresa que pertenezca a este agente y produzca o importe GLP.



Agentes NO requeridos: Otros.

Una vez determinada la corrosividad del GLP que ingresa a la cadena productiva y sea asegurado que cumple con los requerimientos mínimos nacionales²³, se espera que las mezclas que puedan suceder posteriormente presenten variaciones en este indicador dentro del intervalo recomendado por la normatividad.

Residuos sólidos (mancha de aceite)

Definición e importancia: el estándar **ASTM D2158-11** cubre la determinación de materiales extraños que están presentes a temperaturas mayores que 38 °C. Generalmente, los materiales extraños son disueltos en el GLP pero en ocasiones pueden formar una fase separada.

A partir de esta prueba se puede observar tres variables, a saber: mancha de aceite, residuo y mezcla solvente-residuos. La observación de mancha de aceite es el volumen de la mezcla residuo-solvente requerida para obtener un anillo que persista por dos minutos bajo condiciones específicas y sobre un papel absorbente. El residuo es el volumen, redondeando a los 0,05 ml más cercanos, del material residual que, bullendo a 38 °C, resulta de la evaporación de 100 ml de la muestra. La mezcla solvente-residuos es una solución de 10 ml de solvente con cualquier residuo remanente en el tubo centrífugo durante la conclusión del primer paso de este método.

El residuo sólido es una medida de la cantidad de hidrocarburos más pesados que el butano, el control sobre esta variable se recomienda en sistemas de alimentación líquida

²³ Los contenidos de azufre del GLP producido en Colombia posee niveles demasiado altos para exportarlo a algunos mercados internacionales con estricta regulación a este respecto.



del combustible para evitar depósitos que a) puedan ser corrosivos para las tuberías y equipos, y b) puedan contaminar el producto subsiguiente.

Notas: a) aunque este método se utiliza para verificar la limpieza del GLP y determinar la presencia de contaminantes pesados, puede no ser suficiente para proteger algunos equipos; b) las pruebas realizadas sobre GLP que contenga adiciones de anticongelante pueden entregar resultados erróneos mediante este método. Este indicador se encuentra relacionado con la seguridad en instalaciones, la conservación del equipo y la calidad del producto.

Valores de referencia (normatividad y regulación): los valores de mancha de aceite (residuos sólidos) de los cuatro tipos de GLP, así como el criterio para su aceptación o rechazo según este indicador, deben estar bajo lo dictado en las normas **NTC 2303** y **ASTM D1835-11**. El residuo al evaporar 100 ml no debe superar 0,05 ml, para el resultado de mancha de aceite. Durante la prueba no debe presentarse un anillo de aceite persistente cuando se añaden 0,3 ml de mezcla residuo-solvente a un papel de filtro, en incrementos de 0,1 ml y examinado durante el día después de dos minutos.

Procedimiento e instrumentación: los residuos se deben determinar a través del procedimiento indicado por la norma **NTC 2517 (ASTM D2158-11)**, mediante la utilización de un tubo centrífugo resistente al calor, un baño de enfriamiento, una jeringa y un dispositivo para registrar la temperatura, entre otros.

Agentes requeridos: comercialización mayorista (producción e importación). Los comercializadores mayoristas encargados de la producción e importación representan el inicio de la cadena productiva de GLP y por esta razón poseen la responsabilidad de proveer el mercado de un producto de seguro y de calidad. De esta manera, se sugiere



que este indicador sea siempre determinado por cualquier empresa que pertenezca a este agente y produzca o importe GLP.

Agentes NO requeridos: Otros.

Una vez se determina el residuo sólido del GLP que ingresa a la cadena productiva y se asegure que cumple con los requerimientos mínimos nacionales se espera que las mezclas que puedan suceder posteriormente presenten variaciones en este indicador dentro del intervalo recomendado por la normatividad.

Contenido de sulfuro de hidrógeno

Definición e importancia: el estándar **ASTM D2420-07** cubre la detección de sulfuro de hidrógeno (también denominado ácido sulfhídrico) en el GLP. La sensibilidad de la prueba es alrededor de 4 mg/m^3 (0,15 a 0,2 granos de ácido sulfhídrico por 100 ft^3) de gas. El método constituye una cuantificación de la cantidad como verificación de la detección mediante el ensayo de corrosión de tira de cobre (**NTC 2515, ASTM D1838**).

El sulfuro de hidrógeno es un hidrácido gaseoso a condiciones estándar (bule a 212,86 K), más denso que el aire, inflamable, corrosivo, muy tóxico y odorífero. Se encuentra en el petróleo crudo y en todos sus subproductos. Debido a su alta toxicidad en pequeñas concentraciones en el aire (50-100 ppm) puede causar la muerte. Reacciona con el agua atmosférica para formar la lluvia ácida.

El GLP y sus productos de combustión no deben ser excesivamente corrosivos respecto a los materiales con que entra en contacto. Además, los peligros asociados a la exposición del personal a este ácido hacen de su determinación algo importante, aún en bajas concentraciones.



Un límite para el contenido de sulfuro de hidrógeno evita a) corrosión excesiva en los equipos y b) la posible intoxicación del personal en contacto con el GLP (contaminación).

Este indicador se encuentra relacionado con la seguridad en instalaciones y la conservación del equipo.

Nota: cuando existe presencia de Etil Mercaptano produce una marca amarillenta (transitoria) en el papel de acetato de plomo, que se desvanecerá en menos de 5 minutos, otros compuestos de azufre presentes en el GLP no interfieren con la prueba.

Valores de referencia (normatividad y regulación): los valores máximos establecidos para el contenido de sulfuro de hidrógeno en los cuatro tipos de GLP descritos deben estar de acuerdo con lo indicado por los estándares **NTC 2303** y **ASTM D1835-11**.

Procedimiento e instrumentación: el contenido de sulfuro de hidrógeno se debe determinar a través del procedimiento indicado por la norma **ASTM D2420-07**, mediante la utilización de un dispositivo especializado, y otros materiales, descritos completamente en el estándar.

Agentes requeridos: comercialización mayorista (producción e importación). Los comercializadores mayoristas encargados de la producción e importación representan el inicio de la cadena productiva de GLP y por esta razón poseen la responsabilidad de proveer el mercado de un producto de seguro y de calidad. De esta manera, se sugiere que este indicador sea siempre determinado por cualquier empresa que pertenezca a este agente.

Agentes NO requeridos: Otros.



Una vez determinado el contenido de sulfuro de hidrógeno GLP que ingresa a la cadena productiva y se asegure que cumple con los requerimientos mínimos nacionales, se espera que las mezclas que puedan suceder posteriormente presenten variaciones en este indicador dentro del intervalo recomendado por la normatividad.

Nota: el procedimiento puede ser requerido para un agente si existe adición de etil mercaptano.

Sequedad

Definición e importancia: el estándar **ASTM D2713-12** cubre la medición de la sequedad de los productos de propano (que no contengan agentes anticongelantes) como: propano comercial y propano de uso espacial. Este es un método en el que la concentración de agua en el producto se relaciona con su comportamiento en un sistema reductor de presión (de diseño especial), para establecer un criterio que permita aceptar o rechazar el producto en aplicaciones de uso común; es decir, esta variable es un indicador de la fiabilidad en el transporte y manipulación del GLP (especialmente en climas fríos).

La presencia de humedad en el producto puede causar: a) obstrucción de válvulas de regulación de presión y equipos similares, debido a su congelación durante el proceso de gasificación, y b) formación de hidratos que pueden depositar sólidos en propanoductos. Este indicador se encuentra relacionado con la seguridad en instalaciones y la conservación del equipo.

Valores de referencia (normatividad y regulación): los valores máximos establecidos para la sequedad en los cuatro tipos de GLP descritos deben estar de acuerdo con lo dictado por los estándares **NTC 2303** y **ASTM D1835-11**.



Procedimiento e instrumentación: la sequedad se debe determinar a través del procedimiento indicado por la norma **ASTM D2713-12**, mediante la utilización de una válvula especializada y otros materiales, descritos completamente en el estándar.

Agentes requeridos: comercialización mayorista. Los comercializadores mayoristas representan el inicio de la cadena productiva de GLP y por esta razón poseen la responsabilidad de proveer al mercado de un producto de seguro y de calidad. Además, siempre que exista una mezcla de gases de diferentes composiciones químicas se debe verificar que el indicador sea siempre determinado.

Agentes NO requeridos: Otros.

Una vez se determine la sequedad del GLP que ingresa a la cadena productiva y sus mezclas, y se asegure que cumple con los requerimientos mínimos nacionales, se espera que las mezclas que puedan suceder posteriormente no presenten variaciones significativas respecto de los valores establecidos por la norma.

Contenido de azufre

Definición e importancia: el estándar **ASTM D2784-11** cubre la determinación del contenido total de azufre en el GLP para contenidos superiores a 1 $\mu\text{g/g}$. Debe tenerse en cuenta que las muestras no deben contener más que 100 $\mu\text{g/g}$ de halógenos²⁴ y que todas las fuentes posibles de contaminación del azufre deben ser eliminadas (como agentes limpiadores o detergentes que contienen sulfatos).

²⁴ *Halógeno*: elementos químicos del grupo 17 de la tabla periódica: flúor, cloro, bromo, yodo y astato.



La limitación sobre el contenido de azufre permite disminuir la corrosión de las superficies metálicas. Este indicador se encuentra relacionado con la seguridad en instalaciones y la conservación del equipo (GLP para uso vehicular).

Valores de referencia (normatividad y regulación): los valores máximos establecidos para el contenido de azufre en los cuatro tipos de GLP descritos deben estar de acuerdo a lo dictado por el estándar **ASTM D1835-11**, siendo estos 185 mg/kg para propano comercial, 140 mg/kg para butano comercial y mezclas propano-butano, y 123 mg/kg para propano de aplicaciones especiales.

Procedimiento e instrumentación: el contenido de azufre se debe determinar a través del procedimiento indicado por la norma **ASTM D2784-11**, mediante la utilización de un dispositivo especial y otros materiales, descritos completamente en el estándar.

Agentes requeridos: comercialización mayorista (producción e importación). Los comercializadores mayoristas encargados de la producción e importación representan el inicio de la cadena productiva de GLP y por esta razón poseen la responsabilidad de proveer al mercado un producto seguro y de calidad. Además, siempre que exista una mezcla de gases de diferentes composiciones químicas se debe verificar que el indicador sea siempre determinado.

Agentes NO requeridos: Otros.

Una vez se determine el contenido de azufre del GLP que ingresa a la cadena productiva y sus mezclas, y se asegure que cumple con los requerimientos mínimos nacionales, se espera que las mezclas que puedan suceder posteriormente presenten variaciones en este indicador dentro del intervalo recomendado por la normatividad.



Concentración de etil mercaptano (odorización)

Definición e importancia: el GLP carece en su estado natural de olor y color. Por razones de seguridad, se le adiciona una sustancia de olor fuerte que garantice una fácil identificación de fugas mediante el sentido del olfato. La sustancia utilizada para la odorización del GLP es el etil mercaptano (C_2H_5SH), el cual es gaseoso a $34,95\text{ }^{\circ}C$ y más denso que el aire. Los productores de GLP, como primer agente de la cadena productiva, deben añadir una cantidad mínima de odorizante para garantizar la seguridad. No obstante, a pesar de la clara necesidad de la utilización de la sustancia, esta tiene efectos negativos, entre los cuales se cuentan:

Al incorporar azufre (S) al GLP, genera compuestos que corroen los elementos y equipos de cobre utilizados en instalaciones.

La incorporación adicional de azufre (S) dentro de los componentes del gas, incrementa la posibilidad de que se genere sulfuro de azufre (H_2S)²⁵ gaseoso, el cual es inflamable, corrosivo y extremadamente nocivo para la salud. A partir de 100 ppm puede causar la muerte, generalmente asociada a asfixia o sobrexposición, y el riesgo aumenta al considerar que el sulfuro de azufre es más denso que el aire y que cualquier fuga del gas tiende a acumularse en lugares bajos. Esta sustancia se presenta de manera natural en el petróleo crudo y el gas natural, entre otros, y puede generarse a partir de actividades industriales (procesamiento de alimentos, molinos de pulpa o papel, hornos de carbón, etc.).

La concentración de odorizante (etil mercaptano) es importante para la identificación de fugas de gas. Estas fugas deben ser detectadas antes que los niveles de gas en el aire

²⁵ El sulfuro de hidrógeno (también denominado ácido sulfhídrico) también es contenido por el petróleo crudo y el gas natural, consecuentemente el GLP siempre tendrá un contenido inicial de esta sustancia a partir del lugar su producción.



alcancen los valores críticos de inflamabilidad y asfixia. Este indicador se encuentra relacionado con la seguridad en instalaciones.

Nota: Algunas sustancias, como el metil mercaptano y el propileno pueden interferir en los resultados de la prueba.

Valores de referencia (normatividad y regulación): los valores mínimos establecidos para el etil mercaptano en los cuatro tipos de GLP descritos deben cumplir con el valor indicado por el estándar **ASTM D5305-97R07** siendo éste $11,87 \text{ g/m}^3$.

Procedimiento e instrumentación: el contenido de etil mercaptano se debe determinar a través del procedimiento indicado por la norma **ASTM D5305-97R07**, mediante la utilización de un dispositivo especial y otros materiales, descritos completamente en el estándar.

Agentes requeridos: todos los agentes. Todos los agentes de la cadena productiva deben garantizar al mercado un producto seguro y de calidad. Además, siempre que exista una mezcla de gases de diferentes composiciones químicas se debe verificar que el indicador sea siempre determinado.

Composición química (cromatografía de gases)

Definición e importancia: el estándar **ASTM D2163-07** cubre la determinación cuantitativa de hidrocarburos individuales en productos de GLP y mezclas de propano y propileno (propeno), excluyendo el propileno de alta pureza, en el rango de C_1 a C_5 . Las concentraciones de las componentes son determinadas en el rango de 0,01% a 100% en volumen. El método no permite determinar la cantidad de hidrocarburos más pesados que C_5 y otros materiales diferentes de hidrocarburos.



Los GLP son hidrocarburos gaseosos que pueden ser almacenados o manipulados fácilmente en fase líquida mediante la compresión, la refrigeración o ambos. Consisten generalmente de C_3 y C_4 (alcanos²⁶ y alquenos²⁷) y mezclas de estos, y contienen menos del 10% de volumen de hidrocarburos más pesados. La presión de vapor normalmente no excede 2.000 kPa a 40 °C.

La composición del GLP es importante para garantizar la calidad del producto, adicionalmente se puede utilizar para el cálculo de propiedades como la presión de vapor, la densidad relativa y el número de octanos.

Valores de referencia (normatividad y regulación): la composición de los gases combustibles constituye un requerimiento importante debido a que las propiedades y en consecuencia la calidad, se ven afectados por cambios en la composición. Los datos obtenidos del análisis de composición se pueden utilizar para el cálculo de propiedades como: presión de vapor, poder calorífico, densidad relativa y número de octanos²⁸.

Valores o rangos permisibles de referencia para los diferentes componentes del GLP se deben establecer, para regular la composición del gas producido con base en una composición estándar que garantice una calidad mínima para el usuario final. A continuación se realiza un análisis sobre los valores de referencia para la composición de acuerdo a la regulación de diferentes países (Tablas 24 a 30).

²⁶ *Alcanos*: Hidrocarburos saturados (enlaces simples carbono-carbono).

²⁷ *Alquenos*: Hidrocarburos no saturados (mínimo un enlace doble carbono-carbono).

²⁸ Ver normas ASTM D2598 y ASTM D3588.

Tabla 24. Porcentajes máximos para los componentes del GLP (Colombia).

COMPONENTES	Propano comercial	Butano comercial	Mezclas propano–butano	Propano HD5
Propano	-	-	-	-
Butanos y más pesados	2,5	-	-	-
Pentanos y más pesados	-	2	2	-
Etanos y más livianos	-	-	-	-
Olefinas	-	-	-	-
Propileno	-	-	-	5
Diolefinas y acetilenos (ppm)	-	-	-	-

Tabla 25. Porcentajes máximos para los componentes del GLP (Estados Unidos).

COMPONENTES	Propano comercial	Butano comercial	Mezclas propano–butano	Propano HD5
Propano	-	-	-	-
Butanos y más pesados	2,5	-	-	2,5
Pentanos y más pesados	-	2	2	-
Etanos y más livianos	-	-	-	-
Olefinas	-	-	-	-
Propileno	-	-	-	5
Diolefinas y acetilenos (ppm)	-	-	-	-

Tabla 26. Porcentajes máximos para los componentes del GLP (España).

COMPONENTES	Propano comercial		Butano comercial		Mezclas propano – butano		Propano HD5	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Propano	80	-	-	20	20	80	-	-
Butanos y más pesados	-	20	80	-	20	80	-	-
Pentanos y más pesados	-	1,5	-	1,5	-	1,5	-	-
Etanos y más livianos	-	2,5	-	2,0	-	2,5	-	-
Olefinas	-	2,0	-	2,0	-	2,0	-	-
Propileno	-	-	-	-	-	-	-	-
Diolefinas y acetilenos (ppm)	-	600	-	1.000	-	600	-	-

Tabla 27. Porcentajes para los componentes del GLP (Chile).

COMPONENTES	Propano comercial		Butano comercial		Mezclas propano – butano		Propano HD5	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Propano	-	-	-	-	70	-	-	-
Butanos y más pesados	-	2,5	-	-	-	30	-	-
Pentanos y más pesados	-	-	-	2,0	-	2,0	-	-
Etanos y más livianos	-	-	-	-	-	-	-	-
Olefinas	-	-	-	-	-	-	-	-
Propileno	-	-	-	-	-	-	-	-
Diolefinas y acetilenos (ppm)	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 28. Porcentajes máximos para los componentes del GLP (Perú).

COMPONENTES	Propano comercial	Butano comercial	Mezclas propano – butano	Propano HD5
Propano	-	-	-	-
Butanos y más pesados	2,5	-	-	-
Pentanos y más pesados	-	2,0	1,8	-
Etanos y más livianos	-	-	-	-
Olefinas	0,5	0,5	0,5	-
Propileno	-	-	-	-
Diolefinas y acetilenos (ppm)	-	-	-	-

Tabla 29. Porcentajes máximos para los componentes del GLP (Argentina).

COMPONENTES	Propano comercial	Butano comercial	Mezclas propano – butano	Propano HD5
Propano	-	-	-	-
Butanos y más pesados	2,5	-	-	-
Pentanos y más pesados	-	2,0	1,8	2,0
Etanos y más livianos	-	-	-	0,5
Olefinas	-	-	-	2
Propileno	-	-	-	-
Diolefinas y acetilenos (ppm)	-	-	-	-

Tabla 30. Porcentajes máximos para los componentes del GLP (México).

COMPONENTES	Propano comercial		Butano comercial		Mezclas propano – butano		Propano HD5	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Propano	-	-	-	-	70	-	-	-
Butanos y más pesados	-	2,5	-	-	-	30	-	-
Pentanos y más pesados	-	-	-	2,0	-	2,0	-	-
Etanos y más livianos	-	-	-	-	-	-	-	-
Olefinas	-	-	-	-	-	-	-	-
Propileno	-	-	-	-	-	-	-	-
Diolefinas y acetilenos (ppm)	-	-	-	-	-	-	-	-

Con base en las especificaciones adoptadas por cada uno de los países revisados, se puede establecer preliminarmente una composición óptima mediante la superposición de la información (Tabla 31).

Tabla 31. Requerimientos propuestos para la composición del GLP

COMPONENTES	Propano comercial		Butano comercial		Mezclas propano – butano		Propano HD5	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Propano	80	-	-	20	20	80	-	-
Butanos y más pesados	-	20 ²⁹	80	-	20	80	-	2,5
Pentanos y más pesados	-	1,5	-	1,5	-	1,5	-	2,0
Etanos y más livianos	-	2,0	-	2,0	-	2,5	-	0,5
Olefinas	-	0,5	-	0,5	-	0,5	-	2
Propileno	-	-	-	-	-	-	-	5
Diolefinas y acetilenos (ppm)	-	600	-	1.000	-	600	-	-

Debe mencionarse que los valores escogidos corresponden a las regulaciones más exigentes de cada país. De acuerdo con la información de la Tabla 31, se pueden establecer los valores de referencia para cada uno de los tipos de GLP, estos se muestran en las Tablas 32 a 35.

Tabla 32. Especificaciones para propano comercial.

Límite	Propano	Butanos y más pesados	Pentanos y más pesados	Etanos y más livianos	Olefinas	Propileno	Diolefinas y acetilenos
Máx.	-	20%	1,5	2,0	0,5	-	600 ppm
Mín.	80%	-	-	-	-	-	-

Tabla 33. Especificaciones para butano comercial.

Límite	Propano	Butanos y más pesados	Pentanos y más pesados	Etanos y más livianos	Olefinas	Propileno	Diolefinas y acetilenos
Máx.	20%	-	1,5	2,0	0,5	-	1.000 ppm
Mín.	-	80%	-	-	-	-	-

Tabla 34. Especificaciones para mezclas propano-butano.

Límite	Propano	Butanos y más pesados	Pentanos y más pesados	Etanos y más livianos	Olefinas	Propileno	Diolefinas y acetilenos
Máx.	20%	80%	1,5	2,5	0,5	-	600 ppm
Mín.	80%	20%	-	-	-	-	-

Tabla 35. Especificaciones para propano de uso especial.

Límite	Propano	Butanos y más pesados	Pentanos y más pesados	Etanos y más livianos	Olefinas	Propileno	Diolefinas y acetilenos

²⁹ De acuerdo con la regulación española, otros países permiten un máximo de 2,5% vol. de butanos y más pesados para el propano comercial.



Máx.	-	2,5	2	0,5	2	5	-
Mín.	-	-	-	-	-	-	-

Procedimiento e instrumentación: la Composición Química se debe determinar a través del procedimiento indicado por la norma **NTC 2158 (ASTM D2163-07)**, mediante la utilización de un cromatógrafo de gases y otros materiales, descritos completamente en el estándar.

Agentes requeridos: comercialización mayorista. Los comercializadores mayoristas representan el inicio de la cadena productiva de GLP y por esta razón poseen la responsabilidad de proveer al mercado un producto seguro y de calidad. Además, siempre que exista una mezcla de gases de diferentes composiciones químicas se debe verificar que el indicador sea siempre determinado.

Agentes NO requeridos: Otros.

Una vez se determine la composición química del GLP que ingresa a la cadena productiva y sus mezclas, y se asegure que cumple con los requerimientos mínimos nacionales, se espera que las mezclas que puedan suceder posteriormente presenten variaciones en este indicador dentro del intervalo recomendado por la normatividad.

Poder calorífico superior

Definición e importancia: el estándar **ASTM D 240-09** cubre la determinación del poder calorífico superior (también denominado calor de combustión o valor de calentamiento) en hidrocarburos líquidos, cuya volatilidad se encuentra desde los destilados ligeros hasta la correspondiente a combustibles residuales.



El poder calorífico superior es la cantidad de energía liberada cuando una unidad de masa de combustible se quema en un sistema a volumen constante y sus productos son gaseosos, además, el agua producida de la combustión se encuentra en estado líquido. Esta variable es una medida de la energía disponible de un combustible y es necesaria cuando se requiere determinar la eficiencia térmica de equipos que producen potencia o calor. Un requerimiento sobre el poder calorífico del GLP permite garantizar una calidad adecuada del producto utilizado por el usuario final.

Valores de referencia (normatividad y regulación): los valores mínimos establecidos para el poder calorífico del propano y el butano puros deben estar en concordancia con lo indicado por el estándar **ASTM D3588-98**, siendo estos 2516,1 BTU/pie³ para el propano puro y 3262,3 BTU/pie³ para el n-butano.

Procedimiento e instrumentación: el poder calorífico superior se debe determinar a través del procedimiento indicado por la norma **ASTM D0240-09**, mediante la utilización de una bomba de calor y otros materiales, descritos completamente en el estándar.

Agentes requeridos: comercialización mayorista. Los comercializadores mayoristas representan el inicio de la cadena productiva de GLP y por esta razón poseen la responsabilidad de proveer al mercado un producto seguro y de calidad. Además, siempre que exista mezcla de gases de diferentes composiciones químicas se debe verificar que el indicador sea siempre determinado.

Agentes NO requeridos: Otros.

Una vez se determine la composición química del GLP que ingresa a la cadena productiva y sus mezclas, y se asegure que cumple con los requerimientos mínimos nacionales, se espera que las mezclas que puedan suceder posteriormente presenten variaciones en este indicador dentro del intervalo recomendado por la normatividad.



Índice de Wobbe

Definición e importancia: el estándar **BS-EN-ISO-6976-2005** especifica los métodos para el cálculo de los poderes caloríficos superior e inferior, la densidad, la densidad relativa y el índice de Wobbe para el gas natural seco, substitutos del gas natural y otros combustibles gaseosos, cuando la composición química por fracción molar se conozca (bajo condiciones estándar).

El Índice de Wobbe, definido como la razón entre el poder calorífico superior del combustible y la raíz cuadrada de su densidad relativa, permite: a) asegurar la combustión satisfactoria en un quemador y b) establecer aproximadamente la intercambiabilidad entre combustibles gaseosos. Se define con frecuencia en las especificaciones de suministro y transporte de los combustibles.

Nota: el Índice de Wobbe por sí solo no es suficiente para definir la intercambiabilidad de los combustibles y debe estar asociado a otros factores como: estabilidad de la llama, rendimiento de combustión y factor de aireación, entre otros.

Valores de referencia (normatividad y regulación): los valores mínimos establecidos para el índice de Wobbe del GLP deben concordar con lo indicado por el estándar **NTC 3527**³⁰, siendo desde 72,9 hasta 87,3 MJ/m³ para mezclas propano-butano y desde 72,9 hasta 76,8 MJ/m³ para propano comercial.

Agentes requeridos: comercialización mayorista. Los comercializadores mayoristas de GLP representan el inicio de la cadena productiva de GLP y por esta razón poseen la

³⁰ Otras referencias son: a) Ministerio de Comercio, Industria y Turismo. *Resolución 936 de 2008. Diario oficial no. 46.974 de 28 de abril de 2008.* (<http://www.sic.gov.co/>). Acceso el 27 de septiembre de 2012; b) UNE-EN 437: Gases de ensayo. Presiones de ensayo. Categorías de los aparatos. Asociación Española de Normalización y Certificación, Madrid, España 2009; c) NAG 301: *Artefactos para Gas Clasificación; Gases de Uso y de Ensayo.* Ente Nacional Regulador del Gas, Buenos Aires, Argentina, 2006.



responsabilidad de proveer al mercado un producto seguro y de calidad. Además, siempre que exista una mezcla de gases de diferentes composiciones químicas se debe verificar que el indicador sea siempre determinado.

Agentes NO requeridos: Otros.

Una vez se determine la composición química del GLP que ingresa a la cadena productiva y sus mezclas, y se asegure que cumple con los requerimientos mínimos nacionales, se espera que las mezclas que puedan suceder posteriormente presenten variaciones en este indicador dentro del intervalo recomendado por la normatividad.

c. Discusión adicional sobre la calidad del GLP

En análisis de los indicadores expuestos en la sección anterior permiten establecer la siguiente diferenciación:

- **Indicadores relacionados con la seguridad en instalaciones³¹:** presión de vapor, corrosión de tira de cobre, contenido de sulfuro de hidrógeno, contenido de azufre y concentración de etil mercaptano.
- **Indicadores relacionados con la conservación del equipo:** corrosión de tira de cobre, residuos sólidos y contenido de azufre.
- **Indicadores relacionados con el cálculo de la cantidad:** densidad y densidad relativa.
- **Indicadores relacionados con la calidad³²:** composición química, presión de vapor, volatilidad, poder calorífico superior e índice de Wobbe.

³¹ El término *seguridad en instalaciones* se refiere tanto a la seguridad de las personas como la seguridad para las instalaciones propiamente dichas.

³² La calidad como se percibe por el usuario final.



La calidad, como se percibe por el usuario final, está relacionada principalmente con tres criterios: a) el poder que posee la mezcla de GLP para cocinar los alimentos, relacionada con la composición química y el poder calorífico (e índice de Wobbe) a nivel macroscópico; b) la facilidad con que la cantidad de producto que se utiliza se evapore completamente, relacionada con la presión de vapor y la volatilidad; y c) el precio del combustible asociado a la cantidad que deba ser utilizada.

La composición química del GLP depende de factores como las características del crudo o el gas natural del cual se extrae y de la temporada en el año en que se produce, entre otros. Estos factores generalmente no se pueden controlar, pero una composición determinada que cumpla con la regulación establecida se puede lograr mediante la adición de elementos. Sin embargo, factores como la presión de vapor, la volatilidad (temperatura de evaporación), el poder calorífico y el índice de Wobbe presentan una dependencia de la temperatura y presión atmosféricas de la ciudad donde será utilizado. De esta manera, con el objetivo de garantizar una mezcla de gases que cumpla con los requerimientos mínimos de calidad, esto es, que sea poderosa y que evapore completamente, dicha dependencia debe ser comprendida. A continuación se presenta una breve discusión acerca de la relación de dependencia entre los principales indicadores relacionados con la calidad y la presión y temperatura atmosféricas.



Volatilidad del gas

La facilidad con que un líquido volátil se evapora (esto es, su presión de vapor y su temperatura de vapor³³) es dependiente tanto de la presión atmosférica (es decir, de la altura sobre el nivel del mar) como de la temperatura de la ciudad de interés. A continuación se presenta una breve discusión sobre los efectos de ambas variables en la facilidad de evaporación de diferentes mezclas de GLP.

Temperatura de vapor

La temperatura de vapor es aquella a la cual se evapora una sustancia cuando la presión que actúa sobre ella permanece constante. Este caso ocurre cuando se consideran los cambios en la temperatura de una ciudad en el transcurso de un día (o al pasar de las estaciones). En la Figura 20 se muestra el comportamiento de la temperatura de vapor calculada³⁴ a partir del algoritmo de Antoine para diferentes mezclas de GLP, en función de la altura sobre el nivel del mar.

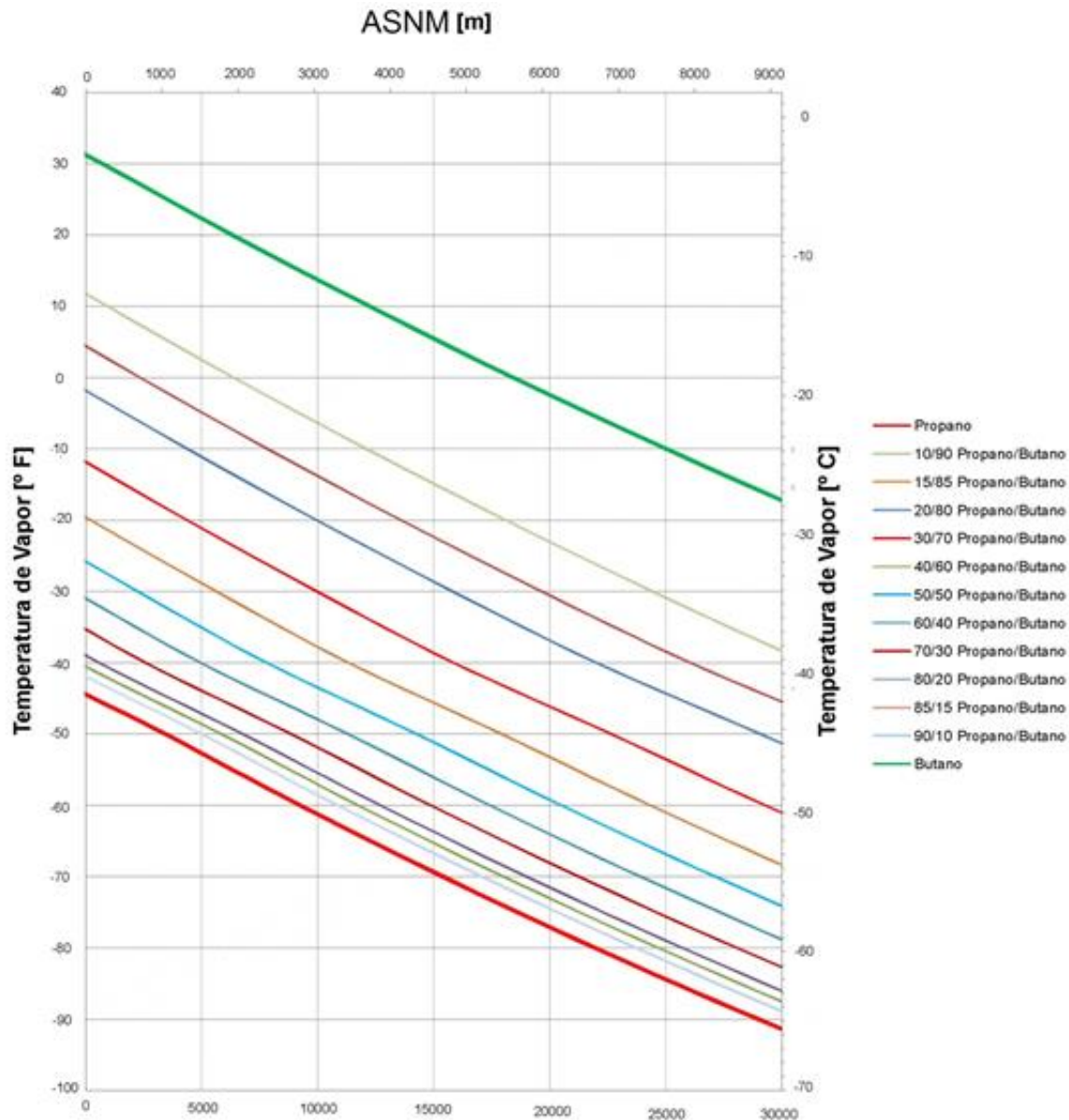
En términos generales se puede observar que la temperatura de vapor de cualquiera de los gases considerados disminuye con la altura sobre el nivel del mar, esto significa que en ciudades con mayor altura sobre el nivel del mar las sustancias tendrán menor temperatura de evaporación y por tanto evaporarán más fácilmente, debido a que su temperatura de vapor es menor y más fácil de alcanzar por las condiciones atmosféricas locales. Además de esto, respecto de la composición del gas, se puede observar que la temperatura de vapor aumenta en la medida que el contenido de hidrocarburos más

³³ Una vez inicia la evaporación de una sustancia líquida, la temperatura y la presión se convierten en variables dependientes. Esto significa que para un líquido en evaporación la temperatura y presión son correspondientes y se denominan *de vapor*.

³⁴ Todos los algoritmos utilizados para el cálculo de las variables presentadas en la siguiente discusión se encuentran disponibles en: NIST: National Institute of Standards and Technology. Base de Datos de Referencia Estándar del NIST Número 69. (<http://webbook.nist.gov/chemistry/>). Acceso disponible 01 de octubre del 2012.

pesados lo hace, esto significa que una mezcla con propano como elemento predominante tendrá una menor temperatura de evaporación que una cuyo elemento predominante sea el butano, implica además que entre mayor sea el contenido de butano en el GLP más difícil será su evaporación.

Figura 20. Temperatura de evaporación de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar para diferentes mezclas de GLP.

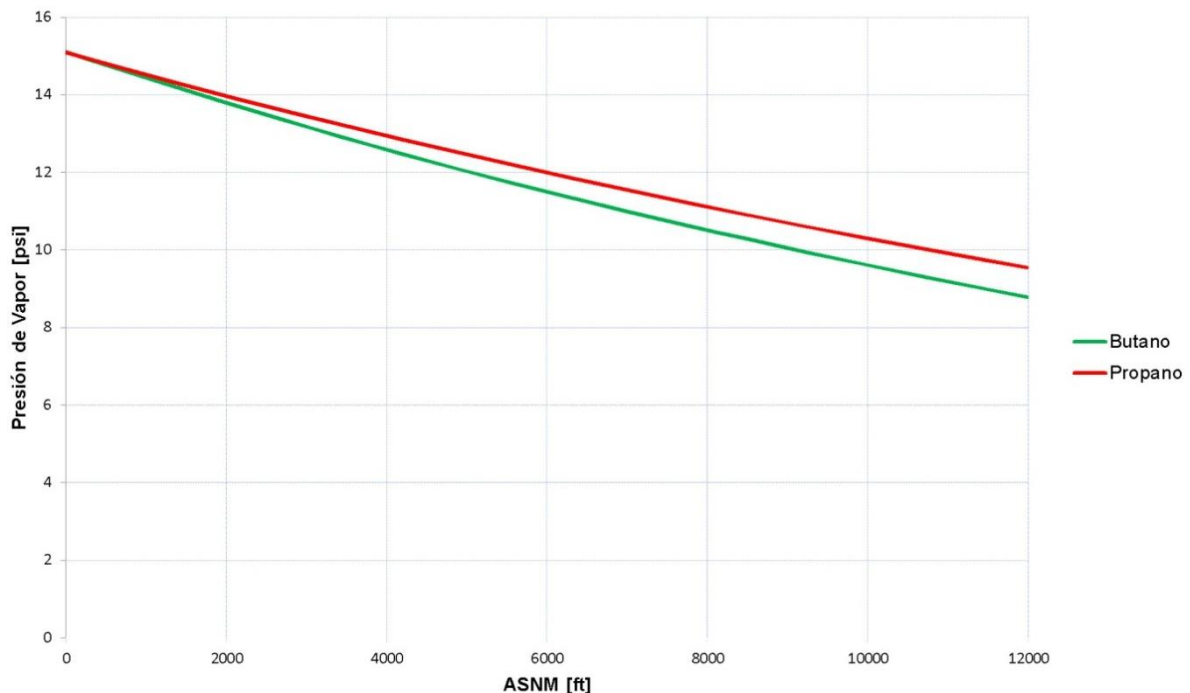


El análisis de la figura anterior nos permite concluir que se desea que la temperatura de vapor de cualquier mezcla GLP sea lo suficientemente baja para ser alcanzada por la temperatura atmosférica local y así evaporar completamente el gas contenido en el recipiente que lo almacena.

Presión de vapor

La presión de vapor es la presión a la cual evapora una sustancia cuando la temperatura de la misma permanece constante. En la Figura 21 se muestra el comportamiento de la presión de vapor, calculada a partir del algoritmo de Antoine en diferentes mezclas de GLP, en función de la altura sobre el nivel del mar. Se observa que para ciudades localizadas a diferentes alturas sobre el nivel del mar que presenten la misma temperatura, la presión de vapor varía.

Figura 21. Altura sobre el nivel del mar vs presión de vapor para propano y butano puros.



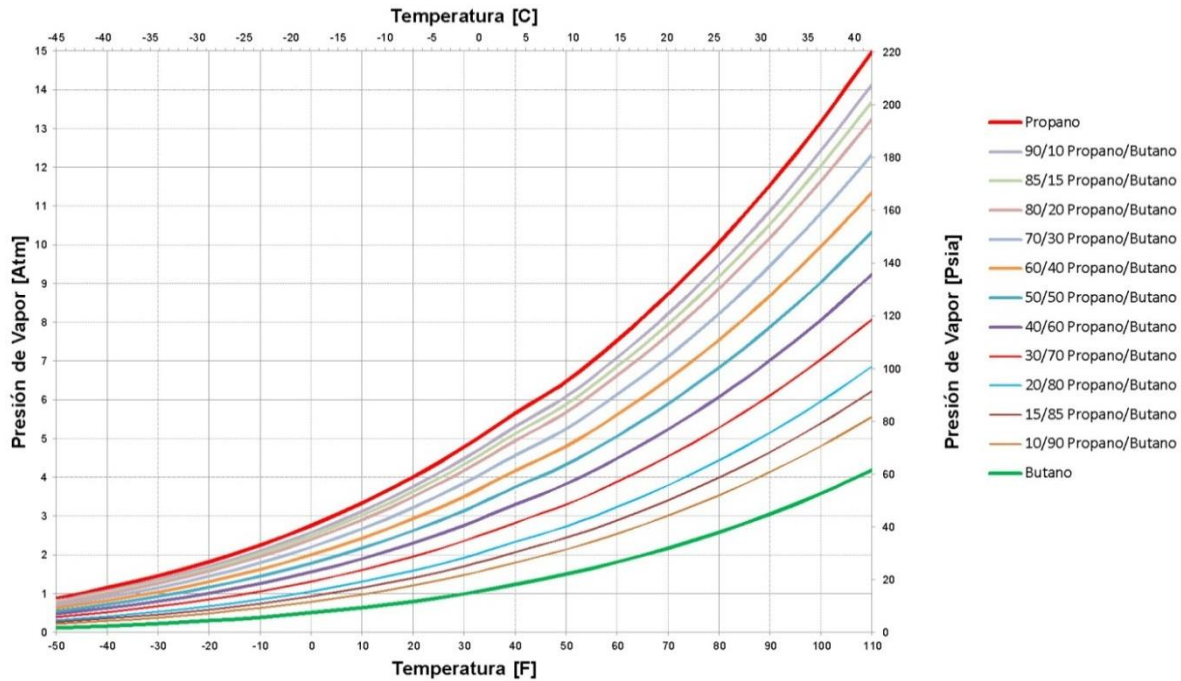


Para las sustancias analizadas, la presión de vapor disminuye al aumentar la altura sobre el nivel del mar. Lo anterior conlleva a que en el momento de su uso, es decir, cuando la presión del gas contenido en un cilindro disminuye hasta igualar la presión atmosférica en la salida de la válvula, se produce un cambio a fase gaseosa. Dicho cambio ocurrirá más fácilmente en ciudades con presión atmosférica mayor (baja altitud). Así, la altura de la ciudad donde se utilice el GLP debe tenerse en cuenta para garantizar que la mezcla considerada tenga una evaporación adecuada.

Se puede observar también que la presión de vapor presenta una dependencia inversamente proporcional al contenido de hidrocarburos más pesados (ej.% butano). Por lo tanto, una mezcla con propano como elemento predominante tendrá una mayor presión de vapor que una cuyo elemento predominante sea el butano, es decir, entre mayor sea el contenido de butano en el GLP más difícil será su evaporación.

Dado que la presión de vapor y la temperatura de vapor (también llamados presión de saturación y temperatura de saturación) son interdependientes durante el proceso de evaporación, resulta necesario entender el comportamiento de la presión de vapor (esto es, la volatilidad) de diferentes mezclas de GLP cuando existen cambios en la temperatura de la ciudad. La Figura 22 muestra el comportamiento de la presión de vapor en función de la temperatura.

Figura 22. Presión de vapor vs temperatura ambiental para diferentes mezclas de GLP.



Se observa que para el GLP (y todas las sustancias en general) la presión de vapor presenta un crecimiento proporcional al aumento de temperatura. Esto implica que, para una ciudad determinada, las mezclas de GLP utilizadas serán más volátiles cuanto mayor sea la temperatura ambiente. También, se observa que, como ya había sido establecido anteriormente, al aumentar el contenido de hidrocarburos pesados, la presión de vapor disminuye y la temperatura de vapor aumenta, es decir, la volatilidad del GLP disminuye.

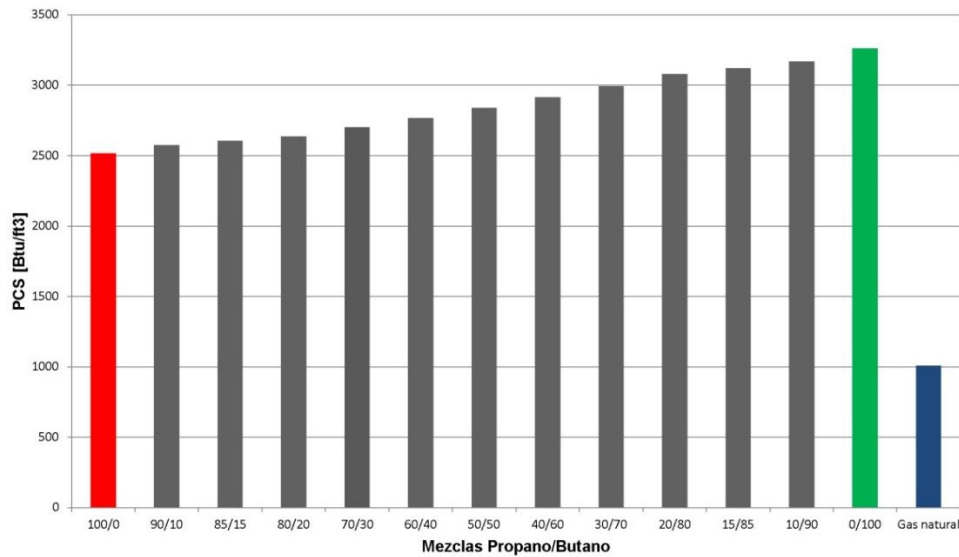
Poder del gas

El poder de los combustibles se mide generalmente a través de las variables: poder calorífico superior (PCS³⁵) e Índice de Wobbe (IW). Dado que el índice de Wobbe es una cantidad calculada a partir del PCS, ambas variables dependen de la composición química del GLP (de manera simplificada los porcentajes en masa relativos de propano y butano).

³⁵ El poder calorífico de un combustible puede medirse con base en una masa unitaria o en un volumen unitario. El poder calorífico se utiliza para evaluar la capacidad de generación de calor de los combustibles líquidos, mientras que esta capacidad en los gases es comúnmente evaluada con base en el volumen. La discusión presentada se realizará en función del poder calorífico del combustible con base en el volumen.

La Figura 23 muestra el PCS de diferentes mezclas de GLP y del gas natural (a condiciones estándar de presión y temperatura).

Figura 23. Poder calorífico superior del gas natural y de diferentes mezclas de GLP.



Se observa que al aumentar el porcentaje en masa del butano en una mezcla de GLP, se obtendrá un aumento en el poder calorífico de la mezcla. Lo anterior debido a que el butano posee un mayor poder calorífico que el propano. Adicionalmente, se observa que los gases licuados de petróleo poseen siempre un mayor poder calorífico por unidad de volumen en relación con gas natural (compuesto principalmente por hidrocarburos más livianos: metano y etano). La energía entregada por un GLP de bajo poder calorífico (i.e. propanado) posee un PCS que es por lo menos 2,5 veces mayor que el PCS del gas natural.

El Índice de Wobbe (IW) se define como la relación entre el poder calorífico superior del gas (PCS) y la raíz cuadrada de su densidad relativa (γ):

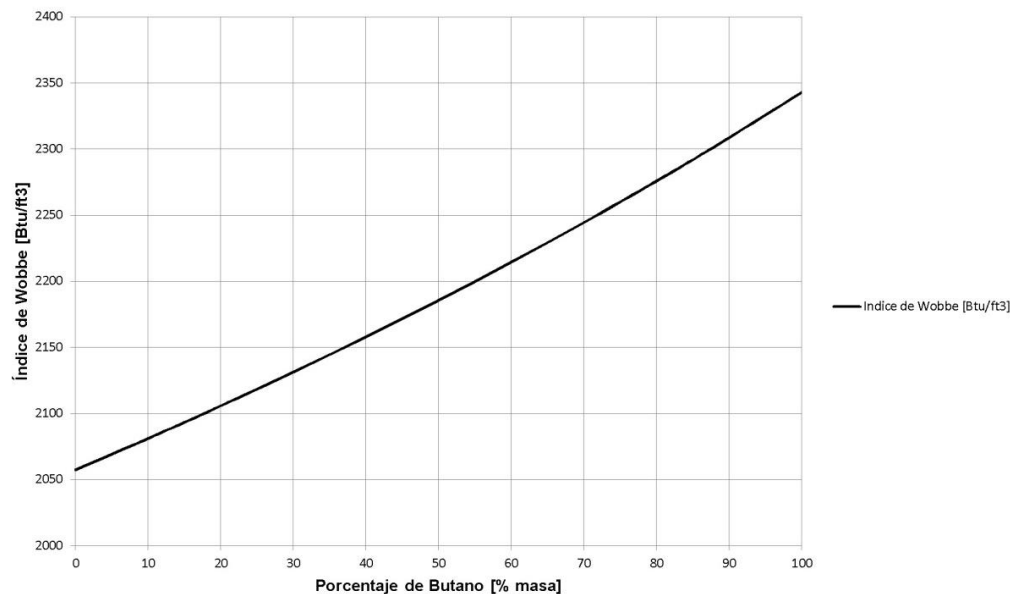
$$IW = \frac{PCS}{\sqrt{\gamma}}$$

De esta relación se puede observar que el Índice de Wobbe muestra una dependencia inversamente proporcional a la densidad relativa del GLP. Este índice expresa el poder del

gas en relación con la densidad del mismo, lo que implica que entre dos mezclas que posean igual PCS, aquella que posea mayor densidad relativa presentará un menor Índice de Wobbe. Además de lo anterior, el índice de Wobbe (al igual que el PCS) depende de la composición química del gas. La Figura 24 muestra la dependencia entre el Índice de Wobbe y la composición del GLP.

La figura 25 muestra que el Índice de Wobbe aumenta con el contenido de butano de la mezcla de GLP considerada. Este resultado es esperado, debido a que tanto el PCS del combustible como su densidad aumentan con el contenido de butano (e hidrocarburos más pesados).

Figura 24. Índice de Wobbe para diferentes mezclas de GLP.

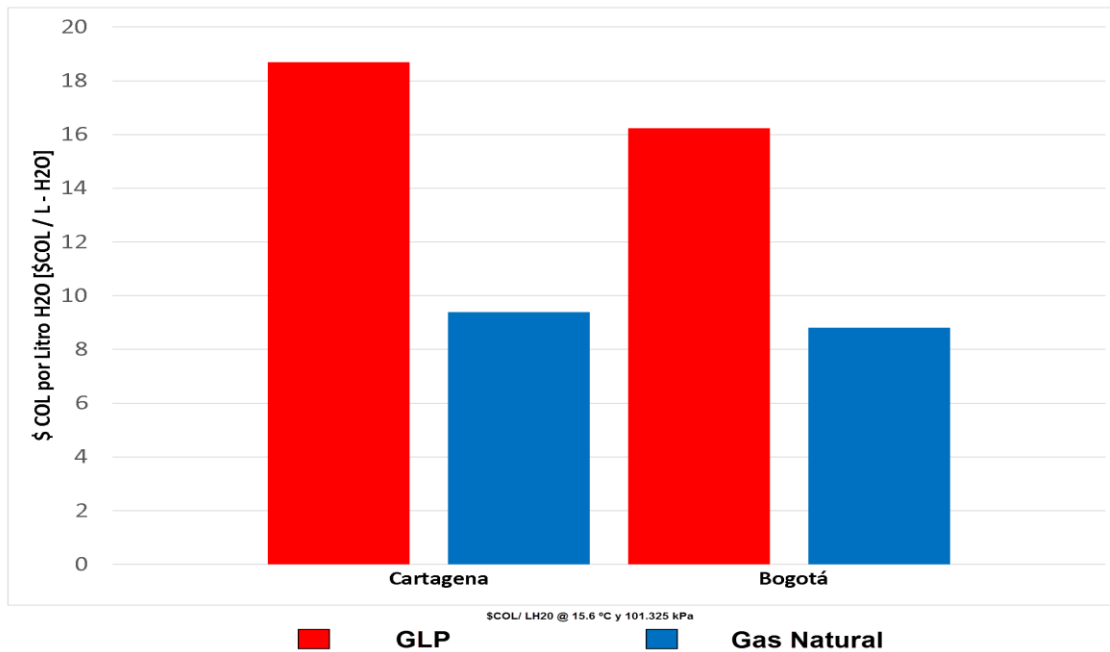


Costo del gas

La calidad de los gases licuados de petróleo como se percibe por el usuario final también se ve afectada por el precio del GLP, el cual debe ser considerado en función de la cantidad de energía necesaria para realizar una aplicación particular. En la Figura 25 se muestra el costo de la cantidad de gas natural y diferentes mezclas de GLP necesaria para

llevar al punto de evaporación un volumen unitario de agua a condiciones estándar. Se tomó el precio de GLP como el valor promedio de la tarifa en vehículo repartidor de cilindro de 15kg para Bogotá y Cartagena (2284,95 \$COL/kg y 2636,03 \$COL/kg respectivamente)³⁶, adicionalmente se tomó un precio promedio del gas natural para el segundo semestre del 2012, considerando estrato 3 en las ciudades de Bogotá y Cartagena (995,07 \$COL/m³ y 935,00 \$COL/m³ respectivamente)³⁷.

Figura 25. Costo de la cantidad de combustible necesaria para evaporar un metro cúbico de agua a condiciones estándar.



En la figura 25 se observa que el costo para las mezclas de GLP en Bogotá y Cartagena (provenientes de las refineras de Cusiana y Cartagena respectivamente) presenta valores similares, con una variación de 2 pesos. Además de lo anterior, también debe mencionarse que el gas natural presenta un precio inferior al que muestra las mezclas de GLP (aproximadamente un 50%).

Composición del GLP en Colombia

³⁶ Precios tomados del sistema único de servicios públicos SUI. Disponible en: <http://www.sui.gov.co/SUIAuth/portada.jsp?servicioPortada=7>

³⁷ Precios tomados del sistema único de servicios públicos SUI. Disponible en: <http://www.sui.gov.co/SUIAuth/portada.jsp?servicioPortada=5>

La tabla 36 muestra diferentes composiciones químicas del GLP en Colombia según su fuente de producción. Se observa que el GLP se encuentra compuesto principalmente por los siguientes grupos de compuestos químicos:

Parafinas o alcanos: metano, etano, propano, n-butano e i-butano.

Olefinas o alquenos: propileno, 1-3-butadieno, etileno, isobutileno, 1-buteno, trans-2-buteno, cis-2-buteno.

Residuos: heptanos y más pesados.

Contaminantes: nitrógeno.

Tabla 36. Composiciones químicas promedio (y desviación estándar) del GLP en Colombia según su fuente de producción.

Elemento		Apiay (n=206)		Cartagena (n=75)		Barrancabermeja (n=233)		Cusiana (n=177)		Dina (n=243)	
		$\bar{x}$	σ	$\bar{x}$	σ	$\bar{x}$	σ	$\bar{x}$	σ	$\bar{x}$	σ
Gas Natural	Metano [%]	0,099	0,165	0	0	0	0	0	0	0	0
	Etano [%]	0,609	0,379	0	0	0,588	0,571	3,484	1,610	2,329	1,064
GLP	Propano [%]	54,73	3,74	58,71	43,14	10,40	5,260	54,68	1,566	55,22	2,82
	N-butano [%]	26,27	2,704	8,86	10,46	21,17	6,35	21,23	1,95	29,18	2,62
	Isobutano [%]	18,16	1,10	26,83	30,38	18,54	3,38	20,32	0,61	12,62	0,74
Olefinas	Propileno [%]	0	0	2,29	8,01	7,39	5,38	0	0	0	0
	1-3-butadieno [%]	0	0	0	0	0,57	0,36	0	0	0	0
	Etileno [%]	0	0	0	0	0,057	0,096	0	0	0	0
	Isobutileno [%]	0	0	0	0	13,13	2,12	0	0	0	0
	1-buteno [%]	0	0	0	0	9,21	1,35	0	0	0	0
	Trans-2-buteno [%]	0	0	3,11	3,43	11,17	1,67	0	0	0	0
	Cis-2-buteno [%]	0	0	0	0	7,11	1,25	0	0	0	0
Residuos	Heptanos Y más pesados [%]	0,069	0,095	0,171	0,409	0,622	0,382	0,271	0,206	0,633	0,265
Contaminantes	Nitrógeno [%]	0,042	0,035	0	0	0	0	0	0	0	0

El GLP se compone mayoritariamente por hidrocarburos parafínicos, esto implica que concentraciones mayores al 5% en volumen. de otros compuestos afectará sus

propiedades físicas. Debe mencionarse que mientras los residuos y contaminantes presentes en el GLP colombiano se mantienen en porcentajes menores que 0,7%, los contenidos de olefinas alcanzan valores hasta de 13,13%.

El Instituto Latinoamericano de la Combustión³⁸ comenta dos problemas respecto a la presencia de olefinas en el GLP: a) la polimerización por condensación debido a su alta reactividad por la presencia de enlaces débiles; este fenómeno da origen a un aceite que se deposita en equipos y tuberías, y cuya combustión incompleta produce monóxido de carbono (i.e. hollín) y b) disminución del poder calorífico, dado que las olefinas en general poseen poderes caloríficos inferiores a sus parafinas correspondientes. Además de lo anterior, las olefinas presentan un alto valor comercial como materia prima para la industria petroquímica y deben ser extraídos del GLP siempre que se quiera obtener una mayor rentabilidad.

d. Requerimientos de calidad por agente

De acuerdo con el análisis realizado de la normatividad técnica y regulación vigente, los valores de referencia para las variables seleccionadas como indicadores de la calidad del GLP son como se muestra en la Tabla 37.

Tabla 37. Valores de referencia para los principales indicadores de calidad.

INDICADOR	UNIDAD	PROPANO COMERCIAL	BUTANO COMERCIAL	MEZCLAS PROPANO-BUTANO	PROPANO DE USO ESPECIAL
Presión de vapor a 37,8 °C (máx.)	kPa	1434	483	-	1434
Densidad y densidad relativa	kg/m ³	-	-	-	-

³⁸ Instituto Latinoamericano de la Combustión. La presencia de olefinas en el GLP. Disponible en: http://www.combustionindustrial.com/img/Olefinas_en_el_GLP.pdf.

Temperatura de evaporación al 75% evaporado (residuo volátil) (máx.)	°C	- 38, 3	2,2	2,2	- 38, 3
Corrosión tira de cobre (máx.)	.	No. 1	No. 1	No. 1	No. 1
Residuo en 100 ml de evaporación (máx.)	ml	0,05	0,05	0,05	0,05
Contenido de sulfuro de hidrógeno (máx.)	.	PASAR	PASAR	PASAR	PASAR
Sequedad	.	PASAR	PASAR	PASAR	PASAR
Contenido de azufre (máx.)	mg/kg	185	140	140	123
Concentración de etil mercaptano (mín.)	g/m ³	11,87	11,87	11,87	11,87
Composición química*	.	-	-	-	-
Poder calorífico	BTU/ft ³	2516,1	3262,3	-	-
Índice de Wobbe	MJ/kg	72,9 - 76,8	-	72,9 - 87,3	-

En la Tabla 38 se presenta el resumen de los indicadores de calidad que se recomienda sean exigidos a cada uno de los diferentes agentes de la cadena productiva.

Tabla 38. Requerimientos de calidad por agente

Indicadores	Comercialización mayorista		Transportadores	Distribución		
	Producción e Importación	Comercialización		Tanques estacionarios	Envasadoras	Distribución por redes
Presión de vapor	NTC 2562					
Densidad relativa	NTC 2521 ASTM D-2598	ASTM D-2598 ASTM D- 1658	ASTM D-2598 ASTM D- 1659			
Temperatura de evaporación al 95%	NTC 2563					
Corrosión tira de cobre	NTC 2515					
Residuos	NTC 2517					
Contenido de azufre	ASTM D-2784					
Concentración de Etil Mercaptano	ASTM D-5305	ASTM D-5305	ASTM D-5305	ASTM D-5305	ASTM D-5305	ASTM D-5305
Sequedad	ASTM D-2713 GPA 2140		ASTM D-2713 GPA 2140			
% sulfuro de hidrógeno	ASTM D-2420					
Composición	NTC 2518	NTC 2518	NTC 2518			
Poder calorífico	ASTM D-3588 ASTM D-2421	ASTM D-3588 ASTM D-2421	ASTM D-3588 ASTM D-2421			

Para la comercialización minorista no se presentan indicadores de calidad, dado que los estándares deben cumplirse en las instancias previas.

4. Indicadores de cantidad

La medición de cantidad en los puntos de transferencia de custodia se lleva a cabo realizando medidas de flujo y de nivel, las cuales se pueden clasificar como: a) medición



dinámica, consiste en la medición del flujo de GLP en tuberías y ductos, y b) medición estática, que comprende la medición del nivel. Este documento define cada uno de estos tipos. En esta sección se explica también la medición de temperatura y de presión como variables secundarias para la compensación de las mediciones anteriores. Los sistemas presentados obedecen a una configuración general, que se compone de diferentes instrumentos.

a. Medición dinámica (medición del flujo)

La medición dinámica establece la cantidad de flujo que transita a través de un elemento de medición primario, permitiendo certificar el volumen o la masa de producto que se recibe y se entrega en custodia, ya sea para ser procesado y/o transportado.

Sistemas electrónicos de medición [86]

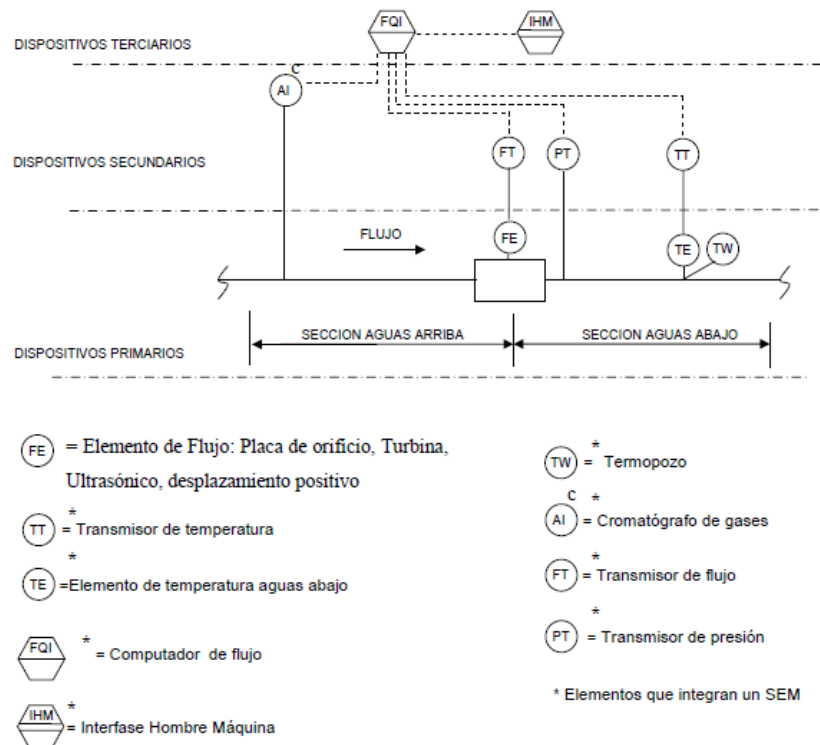
Los Sistemas Electrónicos de Medición SEM han permitido aprovechar los avances de la electrónica en el campo de la medición de hidrocarburos. En la Figura 26 se muestra el esquema básico de un SEM, el cual está conformado por los siguientes elementos:

Elementos primarios: elemento de flujo, elemento de temperatura aguas abajo y termopozo.

Elementos secundarios: transmisor de temperatura, transmisor de presión diferencial, transmisor de presión manométrica (o transmisor multivariable), transmisor de flujo y cromatógrafo.

Elementos terciarios: computador de flujo e interface hombre-máquina.

Figura 26. Elementos constitutivos de un sistema electrónico de medición.



Con el objetivo que el SEM cumpla con los requerimientos de exactitud e incertidumbres óptimos, es responsabilidad del proveedor verificar y aplicar las condiciones de operación de la estación de medición correspondiente y de los procesos corriente aguas arriba y abajo, que podrían afectar estas condiciones; además debe correlacionar de manera efectiva la normatividad de diseño, construcción, mantenimiento y metrología legal aplicables.

Condiciones generales

La medición dinámica es un procedimiento que demanda ciertas condiciones, con el fin de garantizar valores de incertidumbre lo más bajos posibles. Las actividades a realizarse en el proceso se describen a continuación [87]:



Los equipos de medición para transferencia de custodia deben ser de tipo turbinas, desplazamiento positivo, coriolis y/o ultrasónico para líquidos, y tipo placa orificio, turbina, coriolis y ultrasónico para gas.

El diseño del sistema de medición dinámica debe cumplir con los estándares internacionales en el que se incluyen adicionalmente al medidor, equipos y accesorios y la instrumentación asociada, los siguientes: cheques y válvulas de corte de acción rápida, filtros con sus respectivos switches de presión diferencial, desaireadores incorporados al filtro o independientes si se requiere, acondicionadores de flujo si los medidores son tipo turbina o ultrasónico, medidores de flujo acorde con el proceso, instrumentación de temperatura y de presión (transmisores e indicadores) debidamente calibrados, válvulas de doble sello y purga para el corte y desvío, hacia y desde el probador, densímetro y toma muestras en línea, analizadores de BS&W (Basic Sediments and Water) y cromatógrafos para hidrocarburos en fase gaseosa, sellos de control y, adicionalmente, se debe tener la lectura inicial y final en los tanques de almacenamiento de donde se despacha el producto.

Los sistemas de medición dinámica para transferencia de custodia que emplee medidores tipo coriolis no requieren tener densímetros en línea. La misma tecnología ofrece la medición de densidad con una linealidad que cumple con los estándares API MPMS.

Para la determinación de la temperatura se debe utilizar un sensor tipo A con su respectivo transmisor que procese constantes de Callendar-Van Duse. Respaldado por un indicador de temperatura local (termómetro).

Para determinar la presión se debe utilizar un transmisor de presión, respaldado por un indicador de presión local (manómetro).



Para determinar las especificaciones de calidad del producto hidrocarburo, se debe tomar muestras automáticas, representativas y homogéneas del hidrocarburo que ha pasado por el medidor en un periodo específico.

Los sistemas de medición dinámica a ser usados para transferencia de custodia deben poseer linealidades menores o iguales a 0,25% [87] y tener para su calibración un probador.

Los sistemas de medición dinámica para transferencia de custodia con medidores tipo turbina, desplazamiento positivo y ultrasónica (tiempos de tránsito) deben contar con densímetros en línea y se sugiere adicionalmente como respaldo gravitógrafos, los cuales requieren verificarse cada 180 días y calibrarse cada año de no presentar inconvenientes.

Los sistemas de medición deben disponer de facilidades para instalar un probador para su proceso de calibración, este puede ser móvil o dedicado.

Se debe contar con una carta histórica del comportamiento de los factores que relacionan la medida del instrumento principal en la línea respecto a un instrumento patrón, obtenidos durante las corridas de verificación, los cuales deben tener repetitividad inferior a 2,5 milésimas [87].

Selección de medidores

Habitualmente, la medida de la cantidad de flujo de los hidrocarburos en fase líquida o gaseosa se efectúa utilizando medidores de turbina de alto rendimiento o de desplazamiento positivo (DP), estos son comúnmente empleados para determinar el caudal volumétrico del fluido, se basan en condiciones de trabajo idealmente constantes; sin embargo tanto la temperatura como la presión varían de forma irregular, generando

errores significativos en la medición, que requiere tener en cuenta factores de corrección, basados en las condiciones reales del proceso.

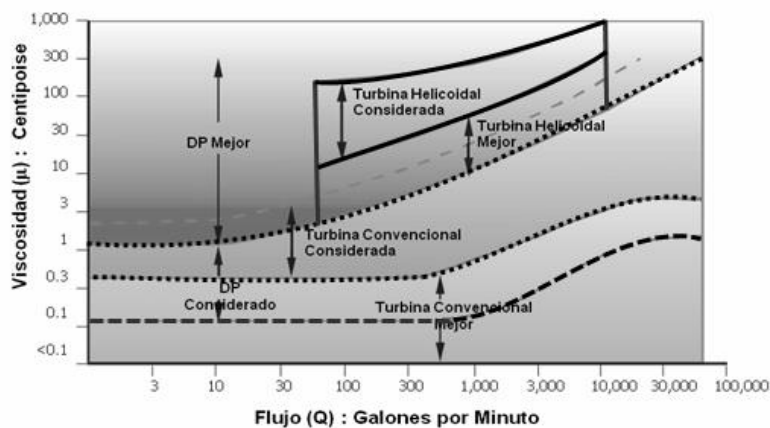
Otro método consiste en medir directamente el caudal másico del fluido. Aunque a la fecha se han desarrollado varios métodos de medición de flujo másico, el más difundido y que se encuentra aprobado para transferencia de custodia por el API utiliza el efecto coriolis.

Los medidores ultrasónicos y másicos de coriolis también se utilizan para medir hidrocarburos líquidos, pero en un nivel más bajo debido a su reciente aplicación y aprobación como medidores certificados para transferencia de custodia. El medidor de placa orificio solamente se usa en la medición de gas natural, aunque actualmente ha sido remplazado por los medidores ultrasónicos y de coriolis.

Para la selección del tipo de medidor se debe considerar la viscosidad, densidad y temperatura que posee el líquido, dado que existen equipos que son más eficientes según las características que posea el líquido. También es necesario analizar el comportamiento del factor del medidor frente a la tasa de flujo.

Para la selección del tipo de medidor se debe considerar la viscosidad, densidad y temperatura que posee el líquido, dado que existen equipos que son más exactos según las variables que posea el líquido (Figura 27).

Figura 27. Guía selección desplazamiento positivo y turbina.





Fuente: Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5, [76].

Instrumentos de medición dinámica

A continuación se realiza un análisis de los principales instrumentos empleados para la medición de GLP en Colombia.

Medidores tipo desplazamiento positivo [76] [88]

La exactitud en los medidores del tipo desplazamiento positivo depende de tres factores: que el volumen de la cámara de medición permanezca constante, para ello se debe evitar depósito de cera o adherencia viscosa y desgaste que causa un cambio en el volumen; que todo el líquido que entra al medidor vaya a la cámara, y que el flujo transferido pase por el medidor sólo una vez.

Se debe evitar que el porcentaje de pérdida alrededor o a través de la cámara de medición pueda cambiar debido a una variación en la viscosidad del líquido y/o desgaste que agranda o reduce las áreas de espacios libres.

Instalación

A continuación se lista el procedimiento para la instalación de los medidores:

- Seleccione una base adecuada para apoyar el medidor. Este no debe quedar sobre la tubería. Se exceptúan los medidores instalados verticalmente que están sostenidos por la tubería.
- Disponga de tubos de salida de tal manera que se evite la formación de un sifón, que impediría el drenaje del líquido.
- Proteja el medidor y el sistema de tubería contra los efectos de la expansión térmica, para lo cual se debe instalar una válvula de alivio térmico adecuada.
- Evite esfuerzos de la tubería sobre el medidor.



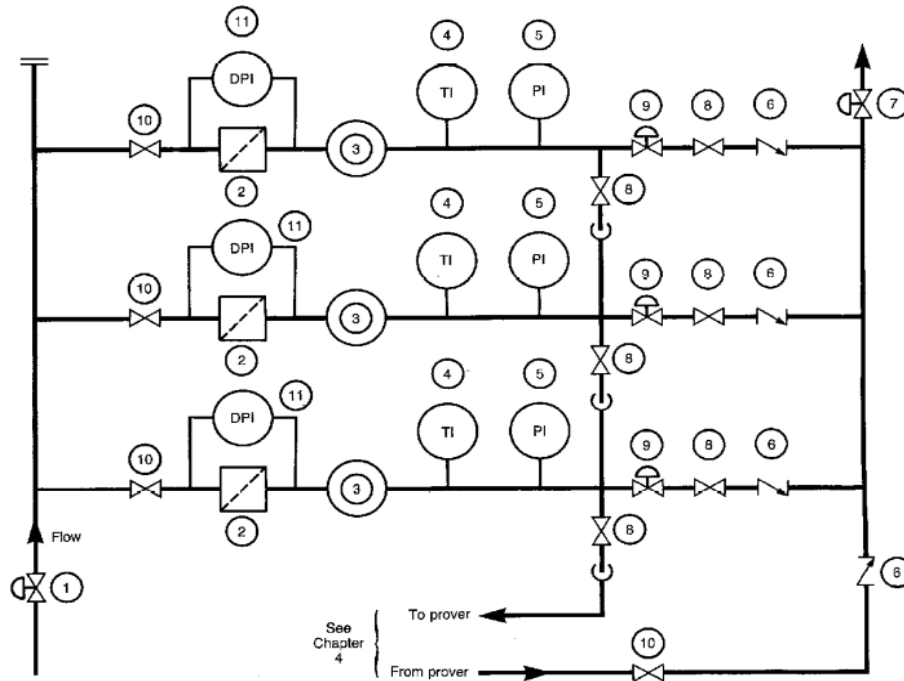
- Instale un desaireador o eliminador de gases para impedir la entrada de aire o vapor al medidor.
- Remueva el mecanismo interior si el sistema se va a someter a una prueba de presión de agua.
- Limpie el interior de la tubería antes de poner en funcionamiento el medidor.
- No calibre con agua ni permita que esta quede en el interior del medidor.
- Asegurarse de la dirección del flujo, la cual debe ser de izquierda a derecha, mirando por el alojamiento correspondiente a la brida.
- Instale una válvula de control de contrapresión aguas abajo del medidor, como se muestra en la Figura 28.

Características del medidor por desplazamiento positivo

La característica básica de este medidor es que mide el flujo volumétrico directamente con una repetibilidad de $\pm 0,025\%$, si se desea obtener una adecuada repetibilidad es necesario mantener un flujo constante.

La linealidad de este tipo de medidores es de aproximadamente de $\pm 0,25\%$, si las condiciones de operación tales como temperatura, viscosidad y presión se mantienen constantes al variar la rata de flujo, el factor de calibración estará dentro de ese rango.

Figura 28. Diagrama de Instalación de un medidor tipo desplazamiento positivo.



1. Pressure-reducing valve—manual or automatic, if required.
2. Filter, strainer, and/or vapor eliminator (if required) for each meter or whole station.
3. Displacement meter.
4. Temperature measurement device.
5. Pressure measurement device.
6. Check valve, if required.
7. Control valve, if required.
8. Positive-shutoff double block-and-bleed valves.
9. Flow control valve, if required.
10. Block valve, if required.
11. Differential pressure device, if required.

Fuente: [76]

Medidor de turbina [77]

Este medidor determina la rotación angular del rotor y luego con esta información se deduce el volumen de líquido que ha pasado por el medidor.

Los factores que afectan la precisión de estos medidores generalmente son analizados en términos de sus efectos:

Área de flujo: el medidor de turbina, mide el flujo volumétrico por deducción. En realidad detecta la velocidad de flujo con base en la velocidad de rotación de un rotor de álabes. Se asume que el flujo volumétrico (Q) es proporcional a la velocidad de flujo que se mide (V), suponiendo una área de flujo constante.

$$Q \left[\frac{ft^3}{s} \right] = (V \left[\left(\frac{ft}{s} \right) \right]) \cdot ([ft^2])$$

La velocidad de flujo: si las velocidades a través del rotor del medidor son altas, la presión estática localizada a la altura del rotor puede bajar hasta un nivel inferior a la presión de vapor del líquido, produciendo un fenómeno llamado cavitación.

La contrapresión del sistema (P_b): se recomienda que la contrapresión mínima sobre el medidor de turbina sea 1,25 veces mayor que la presión absoluta de vapor, más dos veces la caída de presión a través del medidor.

$$P_b = (1.25 \cdot P_e + 2 \cdot \Delta p)$$

Donde:

P_b = Contrapresión mínima.

P_e = Presión absoluta de vapor.

Δp = Caída de presión a través del medidor.

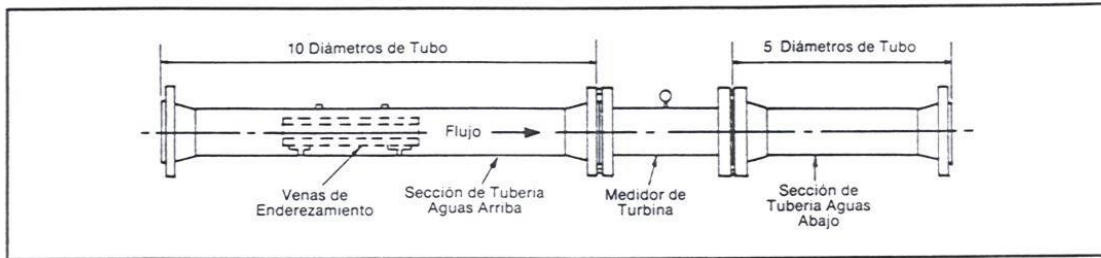
Velocidad de rotor: la suposición de que la velocidad media del rotor sea directamente proporcional a la velocidad axial a través del medidor, puede verse afectada por los siguientes factores: fricción del rodamiento, fricción viscosa, configuración de álabe del rotor, acondicionamiento de flujo.

Algunos de los factores que pueden afectar el área de flujo constante son: depósitos (parafina), espesor de capa límite, cavitación, condiciones de operación (temperatura y presión) [77]. Por ejemplo para un medidor de 2", una película de una milésima de pulgada afectará el rendimiento del medidor más o menos en el 2%.

Instalación

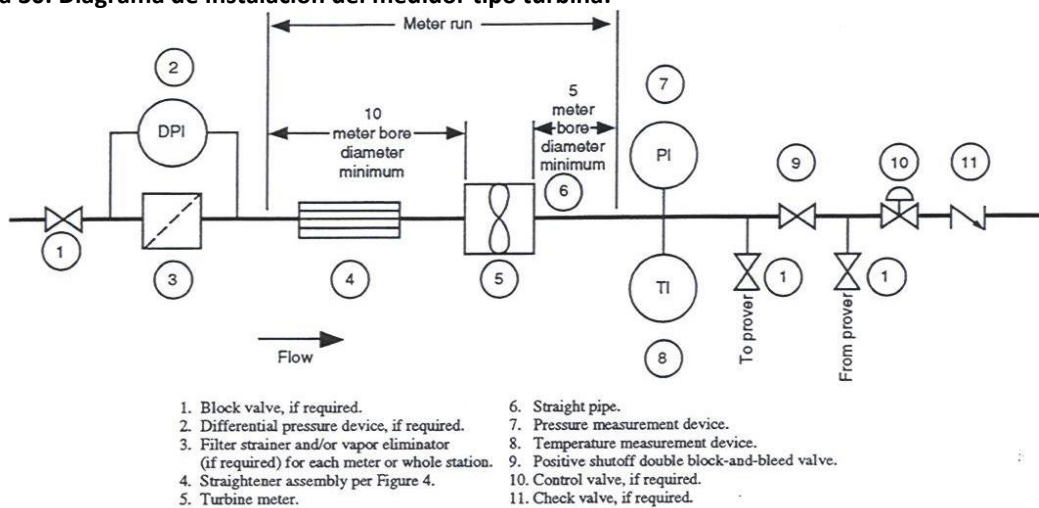
Los medidores de turbinas deben trabajar con una corriente de flujo que ha sido suficientemente acondicionada para eliminar remolinos y la deformación del perfil de la velocidad causada por filtros, codos, válvulas y otros accesorios (Figuras 29 y 30). Si no existen limitaciones de espacio, el medidor puede ser instalado con una tubería recta de por lo menos 20 diámetros del tubo [5], aguas arriba de medidor y 5 diámetros aguas abajo del medidor. La instalación aguas arriba puede reducirse a un mínimo de 10 diámetros si se utiliza enderezador de flujo.

Figura 29. Sección de flujo.



Fuente: [77]

Figura 30. Diagrama de Instalación del medidor tipo turbina.



Note: All sections of line that may be blocked between valves should have provisions for pressure relief (preferably not installed between the meter and the prover).

Fuente: [77]



Características básicas de los medidores tipo turbina

A continuación se listan las características principales de los medidores tipo turbina:

- Un medidor de turbina de alto rendimiento posee baja fricción en los rodamientos.
- La rata de flujo en la que la velocidad del rotor comienza a estar en desproporción frente a la rata de flujo del líquido, porque aumenta a medida que se incrementa la viscosidad.
- Cualquier cambio en la geometría de los bordes de los álabes del rotor debido a erosión, corrosión o adherencia de basura cambiará la relación entre la velocidad del rotor y la del líquido, por consiguiente, el rendimiento del medidor.
- Los medidores de turbinas requieren acondicionamiento de la corriente de flujo inmediatamente aguas arriba y aguas abajo del medidor.
- Cualquier depósito sobre la parte del área de flujo a través del rotor afectará drásticamente el rendimiento del medidor.
- Los medidores de turbina experimentan cambios en el área de flujo a raíz de las variaciones significativas en la presión y la temperatura.
- El medidor tipo turbina mide el flujo volumétrico directamente con una repetibilidad de $\pm 0,02\%$, si se desea obtener una buena repetibilidad se hace necesario mantener un flujo constante [77].
- La linealidad de los medidores tipo turbina es aproximadamente de $\pm 0,02\%$ [77]

Medidores tipo Coriolis [78]

En este tipo de medidores el fluido pasa a través de un tubo en forma de “U” (existen también otras formas, dependiendo del fabricante). Este tubo vibra a su frecuencia natural, excitado por un campo magnético; la vibración es similar a la de un diapasón, con una amplitud inferior a 1 mm. Si se hace circular un fluido por su interior, durante la mitad



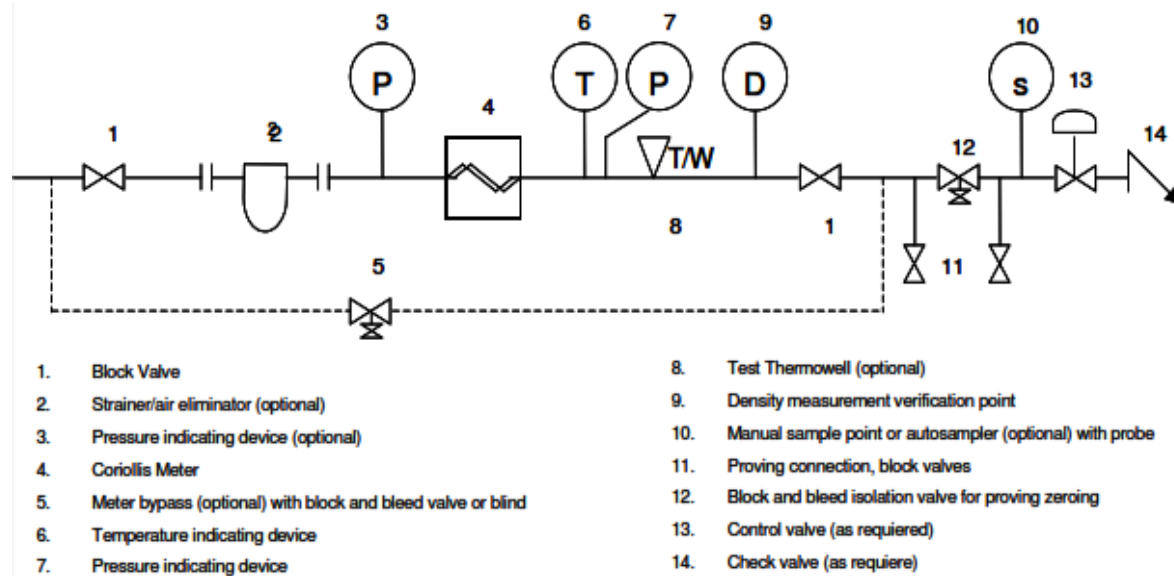
del ciclo de vibración del tubo (es decir, cuando se mueve hacia arriba), el fluido entrante empuja el tubo hacia abajo resistiéndose a la vibración, en cambio el fluido saliente lo hace hacia arriba, esta combinación de fuerzas causa que el tubo experimente una torsión.

Durante la segunda mitad del ciclo, cuando el tubo se mueve hacia abajo, la torsión resultante tendrá la dirección opuesta. Por consiguiente, se tiene que en cada codo del tubo se produce una oscilación de igual frecuencia (la frecuencia natural) pero desplazadas en fase. Este desplazamiento de fase es directamente proporcional a la razón de flujo másico del fluido que circula por el interior. Si se colocan sensores electromagnéticos (“pickups”) en cada codo, estos generan una señal sinusoidal cuya diferencia de fase (ΔT) se mide por la unidad electrónica del transmisor para transformarla finalmente en una señal 4-20 mA.

Instalación

Este tipo de medidor mide la masa directamente, pero para medir volumen la configuración toma la masa medida y la divide por la densidad medida por el equipo. Se recomienda instalar un transmisor de temperatura por separado para compensar y hacer los ajustes cuando se realiza conversión a volumen, pues no se recomienda usar la RTD del coriolis puesto que su instalación ha sido diseñada para hacer la compensación para el material de los tubos (Figura 31).

Figura 31. Diagrama de Instalación medidores coriolis.



Fuente: [78]

Durante la instalación del sensor, los tubos deben permanecer llenos de fluido en una sola fase y no deben transmitirse vibraciones externas; teniendo en cuenta que la interferencia electromagnética (EMI) no debe exceder la capacidad del blindaje del sensor.

Algunas recomendaciones para el mantenimiento de sistema con medidores tipo coriolis se dictan a continuación: a) realizar una inspección visual del montaje mecánico cada año, b) realizar una inspección visual de los sellos de conexión y de las tuberías cada año, c) verificación del cero flujo durante la puesta en marcha y cada seis meses, d) verificar las salidas análogas y pulsos cada año y e) verificar las lecturas de densidad cada año.

Características básicas de los medidores tipo Coriolis

Algunas de las características básicas de los medidores tipo Coriolis son:

- Se logran exactitudes de $\pm 0,10\%$ en medición de flujo, con repetibilidad de $\pm 0,005\%$. La exactitud sobre la medida de densidad es de $\pm 0,0005 \text{ g/cm}^3$ [8].



- Rango de control de 20:1 a 80:1; dependiendo del modelo.
- El sensor es no invasivo y no tiene partes móviles propensas al desgaste, expuestas al proceso, lo que disminuye la cantidad de mantenimiento necesario.
- Fácil instalación, pues no se requieren condiciones especiales de flujo o acondicionamiento de la tubería.

b. Medición estática (medición del nivel)

La medición estática es aquella en la cual la cuantificación de las cantidades se realiza midiendo el nivel de líquido contenido en tanques de almacenamiento.

A continuación se muestra la normatividad que rige la medición del nivel en tanques estacionarios, además se especifican los equipos, procedimientos y métodos relacionados.

La **API MPMS 3.1A** [89] “**Práctica estándar para la medición manual del petróleo y sus derivados**” describe: los procedimientos para la medición manual del nivel del líquido del petróleo y de los productos del petróleo en tanques no presurizados con techo fijo, tanques con techo flotante y tanques de buques marinos; los procedimientos para la medición manual del nivel de agua que se encuentra con el petróleo y los productos del petróleo; los métodos usados para verificar la longitud de las cintas de medición bajo la influencia del peso de la cinta y de la temperatura, y la influencia que puede tener la posición del punto de referencia de la medición.

Este estándar hace una breve descripción de los métodos usados para obtener las mediciones de nivel (medición directa y medición indirecta), junto con el **API MPMS 3.1B** [89] que versa sobre la Medición del nivel de hidrocarburos líquidos en tanques estacionarios con ATG (Automatic Tank Gauging).



Esta última norma hace referencia a aspectos generales tales como: precauciones generales, limitaciones de la precisión en las mediciones del tanque, uso de los ATG para la transferencia de custodia o el control de inventarios, instalación de los ATG y lecturas remotas, y calibración de campo de los ATG.

Se mencionan aspectos relacionados a la obturación inicial, las condiciones climáticas, el tiempo de ajuste, chequeo para una operación suave, haciéndose énfasis en la calibración para la transferencia de custodia y la calibración para el control de inventarios.

En cuanto a los requerimientos para la recolección, transmisión y recepción de datos, se especifican elementos que tienen que ver con los datos de las mediciones:

- Unidad recolectora de datos
- Transmisión de datos
- Protección transiente

En la norma **API MPMS 3.1A**, Apéndice A de la norma se hacen recomendaciones de seguridad y en el Apéndice B se realiza una descripción de los ATG de uso más común siendo estos: ATG floto-operados, ATG servo-operados, medidores de tanques hidrostáticos, medidores de nivel con radar, medidores de nivel capacitivos, medidores de nivel sónicos y ultrasónicos, medidores de nivel inductivos y medidores de nivel resistivos o electro-ohmicos. En cada uno de ellos se detallan aspectos como su descripción, instalación, operación, mantenimiento y factores que afectan la precisión.

La Norma **API MPMS 3.2 [89]** de Prácticas estándar para la medición del petróleo y sus derivados en carrotanques proporciona un método uniforme para la medición de líquidos y gases licuados en carrotanques, mediante la medición del nivel del líquido. Se describe la medición del nivel del líquido y espacio de vapor.



Equipos de medición

Se hace una descripción de los siguientes aspectos: equipos para la medición del nivel de líquido y equipos para la medición de la temperatura.

Procedimientos de medición

Se especifican los procedimientos que se llevan a cabo para la medición de los hidrocarburos en carrotanques. Los principales procedimientos son: procedimientos para la medición del nivel de líquido y procedimientos para la medición de la temperatura.

Además la norma hace referencia a otros aspectos fundamentales en el proceso de medición, como el muestreo, las tablas de capacidad de carrotanques y el reporte de los datos.

API MPMS 3.3 [89] en cuanto a las prácticas estándar para la medición del nivel de hidrocarburos líquidos en tanques de almacenamiento presurizados estacionarios con ATG (Automatic Tank Gauging), da una guía para la instalación, calibración y verificación de los ATG usados en los puntos de transferencia de custodia. Adicionalmente provee una guía con requerimientos para la recolección, transmisión y recepción de datos.

Requerimientos de precisión

La precisión en la medición se ve afectada por diversos factores, entre ellos: el error inherente a los ATG, la calibración previa a la instalación, el error causado por la instalación y las condiciones de operación, el uso del ATG en la transferencia de custodia y la precisión del ATG en la cadena de custodia.



Instalación de los ATG

Para la instalación de los ATG, debe tenerse en cuenta los siguientes factores: la localización del montaje, los requisitos del fabricante y el diseño del tubo de acero.

El ajuste inicial y verificación de campo de los ATG se da a través de las siguientes etapas: la preparación, el ajuste inicial, la verificación inicial de campo y el registro de los datos.

Operación de los ATG

Se refiere a los requisitos que debe cumplir el personal operativo a cargo de las mediciones con ATG, también a los detalles concernientes a los métodos empleados en la operación de estos dispositivos.

Mantenimiento de los ATG

Durante la instalación de cada ATG debe cumplirse con una rutina de mantenimiento basada en las recomendaciones hechas por el fabricante.

Verificación posterior de los ATG

Se debe establecer un programa de verificación en la cadena de custodia. La instalación de los ATG se debe verificar tal y como lo recomiendan los fabricantes. Se debe tener en cuenta los siguientes aspectos: la frecuencia de la verificación posterior, el procedimiento para la verificación posterior, la tolerancia del ATG en la cadena de custodia, la comparación de las lecturas del ATG de verificaciones actual y previa, y el ajuste en la verificación posterior.



Comunicación y recepción de datos

En esta sección el estándar hace recomendaciones para las especificaciones relacionadas con la comunicación entre el (los) transmisor(es) de nivel y el (los) receptor(es) y viceversa.

Procedimientos para la instalación de dispositivos [89]

A continuación se muestran algunos procedimientos recomendados en la norma para la instalación de los dispositivos.

Ajuste de AGT con flotador y servo operados (API MPMS 3.3)

Para ajustar este tipo de ATG en un tanque vacío o ajustar un ATG que pueda medir distancia cuando el tanque está en operación, se debe seguir los siguientes pasos: a) bajar el elemento sensor de nivel hasta el punto de referencia más bajo, b) ajustar la lectura del ATG para que coincida con el punto de referencia predeterminado, c) subir el elemento sensor de nivel, de nuevo hasta el punto de referencia más alto; después, bajar el elemento sensor de nivel hasta el punto de referencia más bajo y grabar la lectura, d) repetir el paso c para obtener un total de tres lecturas consecutivas. Estas lecturas no deben exceder un rango de 3 mm (1/8 plg) para ambos puntos de referencia. Resetear el ATG si es necesario para coincidir con los puntos de referencia predeterminados.

Verificación inicial de campo (API MPMS 3.3)

El propósito de esta verificación es garantizar que cuando el ATG está instalado, puede llevar a cabo una medición manual de manera apropiada y exacta. La verificación es el



procedimiento que confirma que la exactitud de los ATG instalados es la apropiada para el servicio destinado.

Debe considerarse algunos aspectos fundamentales que pueden afectar la precisión en la medición del nivel: a) errores en la instalación del tanque, b) cambio en las condiciones de operación y c) errores inherentes al principio de operación del ATG.

Seguido del ajuste, la precisión global del ATG se verifica con los siguientes pasos: a) comparar las lecturas del ATG con los niveles grabados usados durante el procedimiento de calibración y b) medir la altura de referencia, si el ATG permite este tipo de medición

Procedimiento para la verificación posterior (API MPMS 3.3)

El nivel del líquido que se verifica con un ATG en una verificación posterior, preferiblemente debería ser diferente del nivel que se obtiene de la verificación previa.

La verificación posterior se hace tomando tres lecturas consecutivas del ATG y comparándolas con el punto de referencia seleccionado cuando el tanque esté en servicio.

La máxima extensión de las tres lecturas consecutivas para el punto de referencia se usa para evaluar la repetibilidad del ATG.

Durante la verificación posterior, la lectura promedio del ATG se debe comparar con la lectura promedio del ATG de la última verificación y el ajuste original del ATG, siempre y cuando estas comparaciones sean hechas con base en el (los) mismo(s) punto(s) de referencia.



En el Manual de medición de hidrocarburos de Ecopetrol, Capítulo 3 (Medición estática) se especifican los diferentes procedimientos que tienen que ver con la medición estática de hidrocarburos [9]. Siendo los principales:

Medición de temperatura

Para la determinación de la temperatura se pueden usar termómetros electrónicos digitales (PET), con una incertidumbre baja y/o termómetros de mercurio de vidrio (Con incertidumbre mayor al electrónico). Por el impacto que esta variable tiene en la cuantificación del volumen se recomienda usar PET's, buscando con ello obtener una incertidumbre combinada en la operación, dentro del rango tolerable, para más detalles ver el Capítulo 7 “Medición de Temperatura” del MMH y el Capítulo 25 “Guía para el cálculo de la Incertidumbre” del MMH.

Instrumentos de medición estática

Medición automática (telemetría)

Son las medidas realizadas por medio de dispositivos mecánicos y/o electrónicos que miden y visualizan en forma continua los niveles de líquido, estos dispositivos son recomendados para control de inventarios que requieren niveles de precisión de más o menos tres (3) milímetros.

Se debe usar la máxima resolución del ATG. Las lecturas no se deben redondear. Para minimizar el efecto del movimiento del buque y de las condiciones externas adversas, la verificación se debe llevar a cabo con un nivel de líquido estable. El nivel del líquido en el que el ATG se debe verificar y debe estar dentro del rango de operación previsto. El promedio de las lecturas del ATG se debe usar en la mayoría de circunstancias de la lectura del ATG. Se presentan a continuación los diferentes tipos utilizados en los puntos de transferencia de custodia.



Medición con radar

Se utiliza para el control de inventarios y como respaldo en la medición manual de nivel con cinta en puntos de transferencia de custodia y fiscalización. Su funcionamiento se basa en la transmisión y recepción, a través de una antena de pulsos cortos de energía electromagnética contra la superficie del líquido, estos pulsos se reflejan en forma de eco. El tiempo de tránsito de la señal de radar reflejada se mide con exactitud usando técnicas de procesamiento de señales, el nivel del líquido se expresa en milímetros.

Medición con dispositivo híbrido (medidores de radar y presión)

Se utiliza para el Control de Inventarios (radar) y para el control de Densidad del Producto (Hidrostático). Estos dispositivos en la práctica se combinan de la siguiente forma: el radar permite determinar el nivel de los líquidos dentro del tanque y el transmisor de presión la densidad.

Medición con dispositivo ultrasónico

Se utiliza para el control de inventarios y como respaldo a la medición manual de nivel con cinta en puntos de transferencia de custodia y fiscalización.

El medidor de nivel ultrasónico se basa en la emisión y recepción de un impulso ultrasónico (eco) a una superficie reflectante.

El retardo en la captación del eco depende del nivel del tanque. Los sensores trabajan en bandas de frecuencia del ultrasonido, estas ondas atraviesan con cierto amortiguamiento o reflexión el medio de gases o vapores reflejándose en la superficie del líquido. La precisión es de $\pm 1\%$ a 3% , son muy sensibles a la densidad del fluido, sobre todo en aquellos que dan espuma, dando un alto grado de error.



Medición de nivel con elementos magnetostrictivos

Se utilizan para el control de inventarios y como respaldo de la medición manual de nivel tanto de hidrocarburos como de agua libre, en puntos de transferencia de custodia y fiscalización.

La sonda magnetostrictiva de nivel es un dispositivo que registra los niveles que contiene un tanque de almacenamiento de hidrocarburos, esta sonda tiene unos puntos de aforo que están definidos en un programa. En la medición con telemetría se debe realizar verificaciones mensuales de los niveles reportados, con los realizados mediante la medición manual con cinta. Cada vez que se realice la medición manual del tanque se debe registrar en una planilla los datos de la medida con cinta, la señal de telemetría y fecha efectuada, con el fin determinar las diferencias en todos los niveles. La planilla de registro será una herramienta importante en el momento de realizar ajustes y calibraciones.

Medición de nivel de producto en tanques presurizados

La medición estática en tanques presurizados es un proceso que requiere una serie de condiciones mínimas para que la incertidumbre sea la menor posible. A continuación se enuncian algunas condiciones: el fluido contenido en el tanque, debe encontrarse en condiciones de quietud y/o reposo total (estático); el Rotogage o barra deslizante debe encontrarse en buen estado y contar con certificado de calibración; los tanques de almacenamiento deben encontrarse en buen estado y contar con tablas de aforo vigentes (**Capítulo 2 del MMH**). Para la determinación de la temperatura se debe utilizar un termómetro de carátula y/o RTD tanto en la fase líquida como en la fase vapor; para las especificaciones de calidad del producto hidrocarburo se debe tomar una muestra representativa y homogénea del hidrocarburo contenido en los tanques de almacenamiento (**Capítulo 8 del MMH**), utilizando el termo-densímetro a presión



(**Capítulo 14.8 API MPMS**), y para la determinación del contenido volumétrico de hidrocarburo se debe seguir el procedimiento de liquidación de medición estática detallado en el **Capítulo 14 Sección 8 del API MPMS**.

API MPMS 3.4 Prácticas estándar para la medición del nivel de hidrocarburos líquidos en barcos con ATG[89]

Este estándar da una guía para la selección, instalación, calibración y verificación para la medición de nivel en barcos.

Medidores ATG floto–operado

Estos dispositivos miden de forma mecánica y continua el nivel usando un flotador conectado al indicador. El flotador se guía por cables y se conecta a una cinta perforada que está unida al mecanismo medidor. La cabeza indicadora (que se mueve mecánicamente), muestra el nivel del tanque. Este tipo de ATG no se diseñó para que soporte el lavado del tanque o el movimiento del líquido ocasionado por el movimiento del buque. En el Apéndice B de la **API MPMS 3.4** se hace una breve descripción del principio de funcionamiento, los métodos de instalación típicos y requerimientos específicos de algunos ATG de uso común.

Medidores de nivel con radar

Se basan en la medición del tiempo que se tarda una onda en propagarse (ida y vuelta) en un espacio libre, desde la antena del medidor en la parte superior del tanque hasta la superficie del líquido. Típicamente este dispositivo incluye un transmisor de radar, una antena vertical, un receptor y dispositivos de comunicación y procesamiento de señales. Debe atenderse las recomendaciones hechas por el fabricante respecto a la influencia de



tubos internos y las paredes del tanque. Estos ATG son capaces de operar durante el lavado del tanque y no sufren daños causados por las olas en el tanque.

Medidores hidrostáticos de tanques (HTG)

Este tipo de medidor usa sensores de presión y temperatura de precisión. Normalmente se usan tres sensores: uno de ellos se localiza en el fondo del tanque. Otro sensor, el de presión alta, se localiza entre 50% y 80% de la altura del tanque. Un tercer sensor mide la presión del gas inerte. Cuando el nivel del líquido está por debajo del sensor superior, la medición primaria es la cabeza de líquido, que se mide por el sensor del fondo. Cuando el nivel del líquido está por encima del sensor superior, este sensor se usa para la medición primaria. La diferencia entre las dos mediciones permite calcular la densidad del líquido. Cuando el nivel del líquido está entre los sensores inferior y superior, el sistema usa la medición previa de la densidad para calcular el nivel.

Medidores de nivel inductivos

Consiste en un elemento de medición que se extiende desde el fondo hasta la parte superior del tanque. Este elemento de medición genera una señal digital de nivel por una interacción inductiva con un transpondedor en el flotador. Durante el periodo de tiempo en el que el lazo de excitación no se alimenta, el transpondedor electromagnéticamente induce un bajo voltaje en los conductores codificados en el punto de la medición del nivel. Escaneando cada conductor, el transmisor determina la localización exacta del flotador y del transpondedor, y por consiguiente el nivel.

Otros instrumentos de medición estática de uso común

En la presente sección se analizan algunos elementos de uso común para la medición de hidrocarburos que no se encuentran bajo normatividad internacional, pero que a pesar de



esto son instrumentos de amplio uso. Dichos instrumentos al ser empleados correctamente, cumpliendo con las recomendaciones del fabricante, pueden dar como resultado una medición fiable.

Galga rotativa (rotogage) [90]

Es un dispositivo que permite conocer en cualquier momento la cantidad de líquido, dada en porcentaje del volumen total del tanque.

Está constituido por un tubo acodado situado en el interior del tanque y que puede girarse desde el exterior de ella mediante una manija (Figura 32). Posee una pequeña válvula, denominada válvula de expansión o purga, situada en el exterior que comunica el interior del tubo acodado con la atmósfera, además pone de manifiesto si el extremo interior del tubo se encuentra o no sumergido en el líquido.

La posición de la manija sobre un dial graduado (Figura 33) señala el contenido de líquido en porcentaje del volumen del tanque, una vez se gire la misma a partir de la posición inicial (100%), se provoca simultáneamente el giro del tubo acodado y su extremo libre queda sumergido en el líquido contenido en el tanque o por encima de su nivel, dependiendo de la posición en que se encuentre con respecto al mismo, si se mantiene la válvula de expansión abierta durante esta operación irá saliendo fase gaseosa hasta que el extremo del tubo toque la fase líquida, en cuyo momento saldrá una nube visible de GLP (líquido evaporándose inmediatamente y expandiéndose). En este momento se debe realizar la lectura.

Figura 32. Corte transversal de un dispositivo de medición de nivel de llenado tipo rotogage [90].

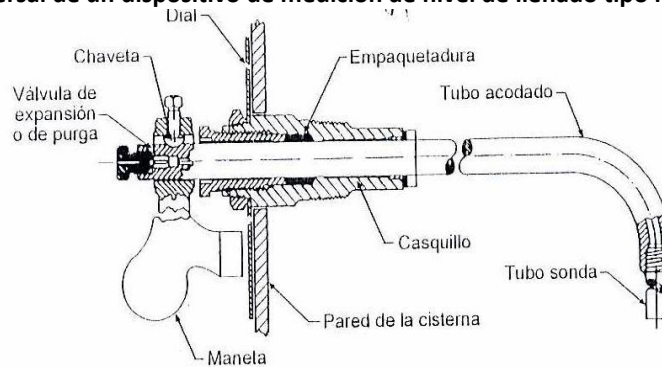


Figura 33. Vista exterior de un dispositivo de medición de nivel de llenado tipo rotogage [90].



La zona de medición más detallada del dial del medidor rotogage se encuentra entre 20% y 80% de nivel de llenado (la resolución entre líneas divisoras es de 2%), esto hace posible establecer, si no existe un conocimiento específico acerca de los posibles valores de la medición dentro del intervalo, que es igualmente probable tomar cualquier valor dentro del intervalo, es decir una distribución uniforme o rectangular de valores posibles, con lo que:

$$\text{Incertidumbre de la medición} = \frac{\text{Resolución}}{\sqrt{3}} = \frac{2\%}{\sqrt{3}} = 1,15\%$$

Las zonas del dial de medición de nivel de llenado desde 1% hasta 20% y desde 80% hasta 99% poseen un resolución de 1% de nivel de llenado entre líneas divisorias, con lo que:

$$\text{Incertidumbre de la medición} = \frac{\text{Resolución}}{\sqrt{3}} = \frac{1\%}{\sqrt{3}} = 0,58\%$$

Por lo anterior, la evaluación de la incidencia de la incertidumbre del nivel de llenado en el cálculo de la incertidumbre de la masa de GLP presente en el reservorio se efectuará con ambos valores obtenidos.

Error de medición con rotogage. Los principales aspectos a tener en cuenta en la medición con el rotogage son:

- El rotogage indica porcentajes de capacidad en galones de agua, pero por lo general esta capacidad es la suministrada por el fabricante. Un aforo real del tanque dará una ligera variación de ese volumen.
- La distancia del tubo curvado hasta el fondo del tanque es del orden de ½ a 2 pulgadas en el momento de la instalación, de manera que un alargamiento o acortamiento de esa distancia se reflejará en una diferencia en la medición que se haga, la que puede ser mayor o menor según el nivel esté por encima o por debajo del 50% de llenado.
- El tubo curvado puede sufrir deflexiones físicas, que se incrementará en tanques de diámetros grandes.
- Se presenta susceptibilidad de cometer errores de paralaje en la medición.

Indicador de nivel magnético (magnetel) [90]

El indicador de nivel magnético consiste básicamente en un flotador (boya), cuya posición, siguiendo el nivel del líquido, se transmite a una aguja situada sobre un dial en donde se marca el grado de llenado en cada momento en tantos por ciento. La boya se mueve ascendentemente y mueve un eje por medio de un mecanismo piñón-corona. El eje mueve la aguja indicadora del dial por medio de una transmisión magnética.

En la Figura 34 se observa que el dial del indicador de nivel magnético tiene una resolución en la totalidad del alcance del dial de 1% de nivel de llenado, por lo que aplicando el método de distribución uniforme, se puede establecer que:

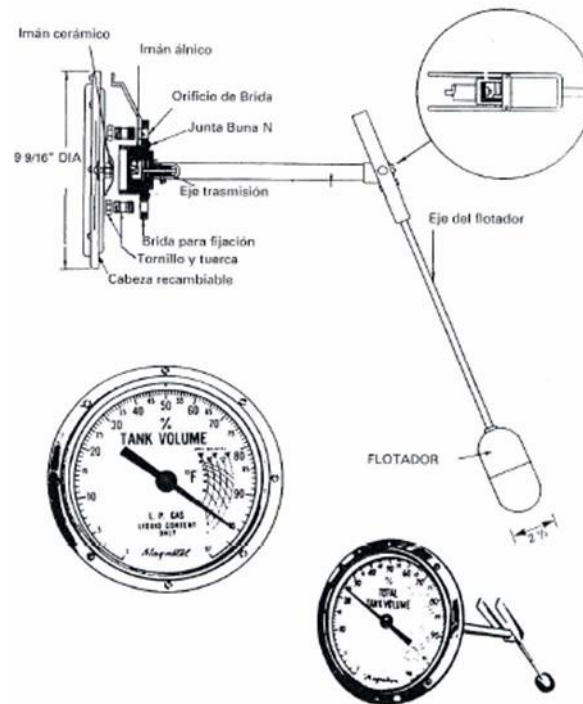
$$\text{Incertidumbre de la medición} = \frac{\text{Resolución}}{\sqrt{3}} = \frac{1\%}{\sqrt{3}} = 0,58\%$$

Figura 34. Vista exterior de un dispositivo de medición de nivel de llenado tipo magnético [90].



La obtención de la fase gaseosa de GLP se realiza por medio de la diferencia entre el valor del volumen total real del tanque dado por una compañía certificadora especializada y el volumen de líquido obtenido con el rotogage o con el instrumento magnético (Figura 35).

Figura 35. Corte transversal dispositivo de medición de nivel de llenado tipo magnético [90].



Medición en cisternas (control de la cantidad despachada a granel) [90]

Para la medición de volúmenes despachados (transferencia de custodia) en cisternas, las mejores prácticas apuntan a que se realicen con medición dinámica y/o medición estática por peso (báscula camionera), debido a que la medición estática con rotogage obvia la corrección por temperatura y presión del tanque cisterna.



Medición de temperatura en tanques estacionarios [78]

El volumen de un líquido varía con la temperatura, por lo tanto se requiere determinar la temperatura del GLP dentro de un tanque estacionario para realizar la corrección respectiva.

Los termómetros son instrumentos destinados a medir variaciones de temperatura basados en la dilatación que sufren los cuerpos al calentarse, o en el cambio en la resistencia en el caso de un material conductor. Los termómetros miden la temperatura en escalas Celsius y en escala Fahrenheit. El tipo de termómetro de los tanques estacionarios generalmente es un elemento bimetálico desnudo (unión soldada cuidadosamente de dos elementos de coeficiente de expansión térmica conocida que se deforma con el cambio de temperatura), que sirve como elemento sensitivo, que mueve una aguja indicadora en un dial graduado para tal efecto.

En la Figura 36 se observa que el dial del termómetro tiene una resolución en la totalidad del alcance del dial de 1 °C de temperatura por lo que aplicando el método de distribución uniforme, se puede establecer que:

$$\text{Incertidumbre de la medición} = \frac{\text{Resolución}}{\sqrt{3}} = \frac{1\text{ }^{\circ}\text{C}}{\sqrt{3}} = 0,58\text{ }^{\circ}\text{C}$$

Figura 36. Dial de termómetro bimetálico en un tanque estacionario de GLP [90].



c. Medición de presión en tanques estacionarios [90]

Para conocer la masa del GLP en fase vapor se hace necesario conocer además de su volumen, su presión, debido a que ésta hace que la densidad varíe. La presión del GLP en fase vapor que se encuentra en equilibrio con la fase líquida en el interior del recipiente se mide con un manómetro, el cual posee un dispositivo sensible a la deformación, ésta es proporcional a la presión ejercida por el fluido sobre el elemento.

En la Figura 37 se observa que el dial del manómetro tiene una resolución en la totalidad del alcance de 1 psi de presión manométrica, por lo que aplicando el método de distribución uniforme, se puede establecer que:

$$\text{Incertidumbre de la medición} = \frac{\text{Resolución}}{\sqrt{3}} = \frac{1 \text{ psi}}{\sqrt{3}} = 0,58 \text{ psi}$$

Figura 37. Manómetro [90].



En la Tabla 39 se presenta un resumen de las incertidumbres de los instrumentos de medición utilizados para la cuantificación estática de GLP en los tanques estacionarios.

Tabla 39. Incertidumbres de los instrumentos de los tanques [90].

INSTRUMENTO	UNIDAD DE MEDIDA	RESOLUCIÓN	INCERTIDUMBRE
Rotogage	Porcentaje del volumen total del tanque (%)	1	0,58
		2	1,15
Magnetel	Porcentaje del volumen total del tanque (%)	1	0,58
Termómetro	Grados Celsius (°C)	1	0,58
Manómetro	Psi	2	1,15

d. Medición de temperatura [91]

Adicional a lo analizado en numerales anteriores para la medición estática y dinámica de temperatura, en la siguiente sección se muestra algunas características adicionales.

En la Tabla 40 se muestran las características más comunes de los termómetros de mercurio que se usan para la medición de los hidrocarburos.

Tabla 40. Termómetros de mercurio usados para hidrocarburos*.

TIPO DE TERMÓMETRO ASTM**	RANGO	LONGITUD (in)	GRADUACIÓN	PRECISIÓN
58F-80	-30°F a 120°F	12	1°	±0,5°F
97F-80	0°F a 120°F	12	1°	±0,5°F
59F-80	0°F a 180°F	12	1°	±0,5°F
98F-80	60°F a 180°F	12	1°	±0,5°F
60F-80	170°F a 500°F	12	2°	±1,0°F

*Especificaciones adicionales pueden encontrarse en la Norma ASTM E-1.

** Para termómetros en forma de codo debe cumplir lo dicho en la Norma API 7.1.4.2.3.

En la Tabla 41 se muestra la precisión mínima para mediciones dinámicas de temperatura en hidrocarburos.

Tabla 41. Precisión mínima en cambios de custodia para medidas dinámicas de temperatura en petróleos o derivados del petróleo.

SERVICIO	°F	°C
Prueba de Calibración	0,1	0,05
Verificación del Medidor	0,5	0,25
Medición de Campo	1,0	0,5

La Tabla 42 resume las especificaciones de los termómetros electrónicos digitales.

Tabla 42. Especificaciones de termómetros electrónicos portátiles*.

GRADUACIÓN MÍNIMA	PRECISIÓN	RANGO PARA PRECISIÓN DADA
0,1°F	±0,5°F	0-200°F
	±0,6°F	>200°F
0,1 °C	±0,5°F	0-100 °C
	±0,5°F	>100 °C

*Las especificaciones en esta Tabla son las mínimas en dispositivos electrónicos portables usados en cambios de custodia.

La Tabla 43 presenta los tiempos mínimos de inmersión que se recomiendan para los termómetros.

Tabla 43. Tiempo mínimo de inmersión recomendado para termómetros.

TERMÓMETROS ELECTRÓNICOS		TERMÓMETROS ENSAMBLE DE CAJUELA**			
		Diferencial de Temperatura Mayor a 2,5 °C		Diferencial de Temperatura Menor a 2,5 °C	
Grados API a 60°F*	En Movimiento	En Movimiento	Estacionario	En Movimiento	Estacionario
>50	30 segundos	5 minutos	10 minutos	5 minutos	10 minutos
40 - 49	30 segundos	5 minutos	15 minutos	5 minutos	15 minutos
30 - 39	45 segundos	12 minutos	20 minutos	12 minutos	20 minutos
20 - 29	45 segundos	20 minutos	45 minutos	20 minutos	35 minutos
< 20	75 segundos	45 minutos	80 minutos	35 minutos	60 minutos

* Densidad relativa al agua usado por la API.

** El ensamble de cajuela puede usarse en movimiento o en modo estacionario. En movimiento está definido como levantar y bajar el ensamble 1 pie arriba y debajo de la profundidad deseada para el tiempo límite especificado en la Tabla.

En la Tabla 44 se muestran algunos comentarios con respecto a los medidores electrónicos usados en la medición de temperatura de hidrocarburos.

Tabla 44. Comentarios sobre medidores electrónicos para uso con hidrocarburos.

TIPO MEDIDOR ELECTRÓNICO	COMENTARIO
Termistor	No se recomienda a menos que se le ejecute una verificación y calibración continua
Termocupla	Termocuplas con compensación de voltaje de una sola inserción no deben ser usadas
RTD	Se recomienda para puntos de transferencia de custodia

5. Conclusiones acerca de los requerimientos por agente

De acuerdo con los valores de referencia analizados a partir de la normatividad técnica y regulación vigente, los valores de referencia para las variables seleccionadas como indicadores de la calidad del GLP son como se muestra en las tablas 45 y 46.

Tabla 45. Valores de referencia para los principales indicadores de calidad.

INDICADOR	UNIDAD	PROPANO COMERCIAL	BUTANO COMERCIAL	MEZCLAS PROPANO-BUTANO	PROPANO DE USO ESPECIAL
Presión de vapor a 37,8 °C (máx.)	kPa	1434	483	-	1434
Densidad y densidad relativa	kg/m ³	-	-	-	-
Temperatura de evaporación al 75% evaporado (residuo volátil) (máx.)	°C	- 38, 3	2,2	2,2	- 38, 3
Corrosión tira de cobre (máx.)	.	No. 1	No. 1	No. 1	No. 1
Residuo en 100 ml de evaporación (máx.)	MI	0,05	0,05	0,05	0,05
Contenido de sulfuro de hidrógeno (máx.)	.	PASAR	PASAR	PASAR	PASAR
Sequedad	.	PASAR	PASAR	PASAR	PASAR
Contenido de azufre (máx.)	mg/kg	185	140	140	123
Concentración de etil mercaptano (mín.)	g/m ³	11,87	11,87	11,87	11,87
Composición química	.	-	-	-	-
Poder calorífico	BTU/pie ³	2516,1	3262,3	-	-
Índice de Wobbe	MJ/kg	72,9 - 76,8	-	72,9 - 87,3	-

Tabla 46. Requerimientos de instrumentación por agente*.

Indicadores		Comercialización mayorista		Transportadores	Distribución		
		Producción e Importación	Comercialización		Tanques estacionarios	Envasadoras	Distribución por redes
Calidad	Corrosión tira de cobre	NTC 2515					
	Contenido de azufre	ASTM D-2784					
	Densidad relativa	ASTM D-2598 NTC 2521	ASTM D-2598 ASTM D- 1658	ASTM D-2598 ASTM D- 1659			
	Volatilidad	NTC 2563					
	Residuos	NTC 2517					
	Odorización	ASTM D-5305	ASTM D-5305	ASTM D-5305		ASTM D-5305	ASTM D-5305
	Presión de vapor	NTC 2562					
	Sequedad	ASTM D-2713 GPA 2140		ASTM D-2713 GPA 2140			
	% sulfuro de hidrógeno	ASTM D-2420					
	Poder calorífico	ASTM D-3588 ASTM D-2421	ASTM D-3588 ASTM D-2421	ASTM D-3588 ASTM D-2421			
	Composición	NTC 2518	NTC 2518	NTC 2518			
Cantidad	Nivel (volumen)		API MPMS 3 NFPA 58	API MPMS 3 NFPA 58	API MPMS 3 NFPA 58	API MPMS 3 NFPA 58	API MPMS 3 NFPA 58
	Flujo Volumétrico o másico	API MPMS 5	API MPMS 5	API MPMS 5	API MPMS 5	API MPMS 5	API MPMS 5
	Masa					API MPMS 5	
	Temperatura	API MPMS 7 NFPA 58	API MPMS 7 NFPA 58	API MPMS 7 NFPA 58		API MPMS 7 NFPA 58	API MPMS 7 NFPA 58
	Presión	API MPMS 5 NFPA 58	API MPMS 5 NFPA 58	API MPMS 5 NFPA 58	API MPMS 5 NFPA 58	API MPMS 5 NFPA 58	API MPMS 5 NFPA 58

*Para la comercialización minorista no se presentan requerimientos de instrumentación, dado que los estándares deben cumplirse en las instancias previas.

Diagnóstico sobre la medición de la calidad y cantidad del GLP en Colombia

1. Muestra para el diagnóstico

Para desarrollar el presente diagnóstico se seleccionó una muestra representativa de la cadena del GLP en Colombia, en las Tablas 47 a 53 se presenta de forma resumida la muestra seleccionada.

Tabla 47. Número de empresas visitadas por agente.

AGENTE	EMPRESAS	PLANTAS
Comercializadores mayoristas	6	7
Transportadores	1	2
Distribuidores	12	29

Tabla 48. Localización de los comercializadores mayoristas.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	PLANTAS
Caldas	Manizales	1
Norte de Santander	Cúcuta	1
Cundinamarca	Mosquera	1
Cundinamarca	Bogotá	1
Valle del Cauca	Yumbo	1
Santander	Barrancabermeja	1
Bolívar	Cartagena	1

Tabla 49. Localización de los transportadores.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	PLANTAS
Valle del Cauca	Yumbo	1
Cundinamarca	Mansilla	1

Tabla 50. Localización de los tanques estacionarios.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NÚMERO DE VISITAS*
Valle del Cauca	Cali	17
Caldas	Manizales	9
Cundinamarca	Bogotá	85
Cundinamarca	San Francisco	2
Santander	Girón	4
Norte de Santander	Cúcuta	15
Santander	San Gil	4

*En algunos casos en las visitas no se encontraron tanques en las ubicaciones o no se permitió acceso por parte de los usuarios.



Tabla 51. Localización Plantas de envasado*.

Departamento	Municipio	Plantas
Caldas	Manizales	1
Antioquia	Caucasia	1
Antioquia	Marinilla	1
Cundinamarca	Puerto Salgar	2
Cundinamarca	Mosquera	1
Tolima	Saldaña	1
Valle del Cauca	Yumbo	1
Santander	Girón	1
San Andrés	San Andrés	1
Norte de Santander	Cúcuta	1
Chocó	Quibdó	1
Bolívar	Cartagena	1
Cundinamarca	San Francisco	1

Tabla 52. Localización redes de usuarios.

Departamento	Municipio	Usuarios visitados
Huila	Palestina	11
Santander	Charalá	13
Santander	San Gil	33
Santander	Villanueva	7
Santander	Socorro	7
Santander	El Playón	16
Santander	Málaga	7
Santander	Zapatoca	24
Cesar	Rio de Oro	20

Tabla 53. Cilindros en plantas de envasado.

Departamento	Municipio	Plantas
Antioquia	Caucasia	30
Antioquia	Marinilla	18
Cundinamarca	Puerto Salgar	29
Cundinamarca	Mosquera	11
Tolima	Saldaña	11
Norte de Santander	Cúcuta	30



2. Estudio por agente

a. Comercializadores mayoristas

Se define, según las resoluciones **CREG 053 de 2011** y **CREG 023 del 2008**, como un gran comercializador a la empresa de que se dedica a la compra y venta de GLP al por mayor y a granel, con destino al servicio público domiciliario de gas combustible.

Los comercializadores mayoristas se dividirán en dos categorías, debido a que pueden diferenciarse entre los comercializadores mayoristas dedicados a la producción del GLP y los dedicados exclusivamente a la comercialización del producto.

Producción e importación: son los comercializadores mayoristas los encargados de obtener el GLP mediante la ruptura catalítica del crudo o el secado del gas natural como se explicó en el Capítulo 2 del presente trabajo, incluye a las empresas que pueden llegar a importar GLP de otros países. Los productores que forman parte de la muestra son Ecopetrol Barrancabermeja y Cartagena.

Comercializadores: los comercializadores mayoristas son los que compran el producto a los transportadores u otros comercializadores mayoristas con destino a los distribuidores y los usuarios no regulados. Los comercializadores que forman parte de la muestra son Vidagas en Manizales, Asogas/Colgas en Mosquera y Yumbo, y Envagas en Puerto Salgar.

Prácticas empleadas para determinar la calidad y cantidad.

Productores e importadores

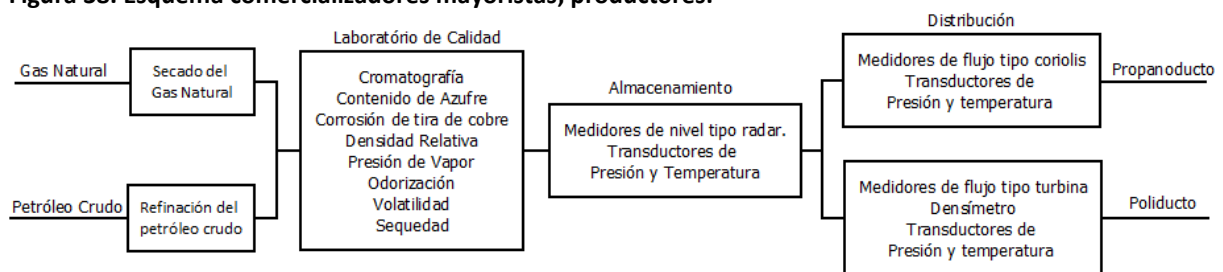
Los productores e importadores en la cadena de producción actual del GLP se encargan de determinar la calidad del producto entregado, para esto se realizan pruebas de

laboratorio en las refinerías y sitios de producción del GLP. Las pruebas realizadas son: corrosión de tira de cobre, contenido de azufre (según lo visto en información entregada por Ecopetrol al SUI, esta prueba no siempre se realiza), densidad relativa, volatilidad al 95%, prueba de residuos, odorización, presión de vapor, sequedad, porcentaje de sulfuro de hidrógeno y poder calorífico.

El inventario de producto almacenado se monitorea mediante medidores de nivel ultrasónico, adicionalmente por motivos de seguridad se registra constantemente la temperatura y la presión mediante transductores de presión y temperatura.

El GLP se entrega mediante propanoductos y poliductos hacia los terminales de distribución o hacia comercializadores mayoristas cercanos. Para determinar la cantidad de producto entregado se emplean medidores de flujo tipo Coriolis o Turbina (en el caso de poseer medidores de turbina se encuentra un densímetro para poder convertir a masa), adicionalmente se poseen transductores de presión y temperatura (empleados en la corrección del volumen en el caso de usar medidores tipo turbina). La Figura 38 muestra de forma esquemática lo dicho anteriormente.

Figura 38. Esquema comercializadores mayoristas, productores.



Comercializadores

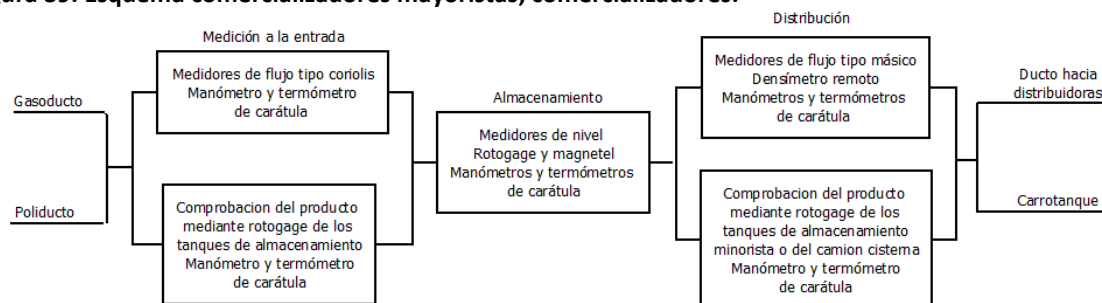
Los comercializadores reciben el producto mediante propanoductos o carros cisternas. Cuando se recibe GLP mediante propanoducto, la medición del producto se hace de dos formas, la primera de ellas es mediante medidores de flujo másico tipo coriolis junto con

instrumentos para la medición de presión y temperatura, en la segunda opción el GLP recibido se comprueba mediante el nivel del GLP en los tanques de almacenamiento (no se realiza una medición directa del GLP recibido). En cuanto a la calidad se encontraron en algunos casos termohidrómetros con los cuales se determina la densidad del producto, junto con una comprobación olfativa de la odorización del GLP.

Para el almacenamiento del GLP, se encontraron elementos de medida de nivel tipo flotador (Magnetel) y rotogage (no se encontraron medidores de nivel tipo radar), adicionalmente los tanques de almacenamiento poseen medidores de presión y temperatura tipo carátula.

El despacho del GLP hacia la distribuidora minorista, propiedad de la misma empresa se realiza mediante propanoductos (con excepción de Envagas Puerto Salgar, el cual se realiza empleando camión cisterna), la medición del producto entregado al tanque de la comercializadora minorista se realiza mediante medidores másicos tipo coriolis o en el caso de no poseer éste, se realiza mediante rotogage del tanque destino; adicionalmente el GLP se despacha mediante camiones cisterna y carrotanques con destino hacia el distribuidor; el GLP depositado en los camiones cisterna y carrotanques se determina mediante medidor másico tipo coriolis y, en el caso que no se posean estos instrumentos, el volumen se determina mediante rotogage del camión o del carrotanque. En la Figura 39 se aprecia lo previamente dicho.

Figura 39. Esquema comercializadores mayoristas, comercializadores.



Situación actual de los indicadores

La Tabla 54 resume los indicadores y la normatividad asociada a los mismos. Estos indicadores se recomendaron previamente en este documento para los comercializadores mayoristas y se establecieron con el fin de asegurar la calidad, la cantidad y la seguridad del GLP entregado.

Tabla 54. Indicadores y normatividad asociada comercializadores mayoristas.

Indicadores		Comercializadores mayoristas	
		Producción e importación	Comercializadores
Calidad	Corrosión tira de cobre	NTC 2515 (ASTM D-1838)	
	Contenido de azufre	ASTM D-2784	
	Densidad relativa	ASTM D-2598 NTC 2521 (ASTM D- 1657)	ASTM D-2598 ASTM D- 1658
	Volatilidad (temperatura de evaporación al 95% evaporado)	NTC 2563 (ASTM D-1837)	
	Residuos (mancha de aceite)	NTC 2517 (ASTM D-2158)	
	Odorización	ASTM D-5305	ASTM D-5305
	Presión de vapor	NTC 2562 (ASTM D-1267)	
	Sequedad (contenido de agua)	ASTM D-2713 GPA 2140	
	% Sulfuro de hidrógeno	ASTM D-2420	
	Poder calorífico	ASTM D-3588 ASTM D-2421	ASTM D-3588 ASTM D-2421
	Composición	NTC 2518 (ASTM D-2163)	NTC 2518 (ASTM D-2163)
Cantidad	Nivel (volumen)		API MPMS 3 NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	API MPMS 5	API MPMS 5
	Temperatura	API MPMS 7 NFPA 58	API MPMS 7 NFPA 58
	Presión	API MPMS 5 NFPA 58	API MPMS 5 NFPA 58

Se analizaron datos de la calidad del GLP reportado al SUI de la CREG por parte de Ecopetrol para el periodo de tiempo entre el primero de enero de 2012 y el 31 de agosto del mismo año, los resultado obtenidos se pueden ver en la Tabla 55.

Tabla 55. Calidad GLP Ecopetrol 2012.

Elemento	Apiay (n=206)		Cartagena (n=75)		Barrancabermeja (n=233)		Cusiana (n=177)		Dina (n=243)	
	$\bar{x}$	σ	$\bar{x}$	σ	$\bar{x}$	σ	$\bar{x}$	σ	$\bar{x}$	σ
Nitrógeno [%]	0,042	0,035	0	0	0	0	0	0	0	0
Metano [%]	0,099	0,165	0	0	0	0	0	0	0	0
Etano [%]	0,609	0,379	0	0	0,588	0,571	3,484	1,610	2,329	1,064
Etileno [%]	0	0	0	0	0,057	0,096	0	0	0	0
Propano [%]	54,73	3,74	58,71	43,14	10,40	5,260	54,68	66	55,22	2,82
Propileno [%]	0	0	2,29	8,01	7,39	5,38	0	0	0	0
Isobutano [%]	18,16	1,10	26,83	30,38	18,54	3,38	20,32	0,61	12,62	0,74
N-butano [%]	26,27	2,704	8,86	10,46	21,17	6,35	21,23	1,95	29,18	2,62
1-buteno [%]	0	0	0	0	9,21	1,35	0	0	0	0
Isobutileno [%]	0	0	0	0	13,13	2,12	0	0	0	0
Trans-2-buteno [%]	0	0	3,11	3,43	11,17	1,67	0	0	0	0
Cis-2-buteno [%]	0	0	0	0	7,11	1,25	0	0	0	0
1-3-butadieno [%]	0	0	0	0	0,57	0,36	0	0	0	0
Heptano y más pesados [%]	0,069	0,095	0,171	0,409	0,622	0,382	0,271	0,206	0,633	0,265
Residuos [ml]	0	0	0	0	0,023	0,021	0	0	0	0
Densidad relativa	0,536	0,002	0,532	0,028	0,576	0,007	0,530	0,005	0,533	0,005
Poder calorífico [btu/ft ³]	21296,68	44,70	21306,24	187,91	20909,99	41,96	21355,16	18,98	21344,57	115,90
Presión de vapor [psig]	125,16	8,15	126,92	54,70	75,22	16,68	142,46	12,32	132,38	9,91
Azufre [ppm]	0	0	0	0	117,22	21,72	0	0	0	0

$\bar{x}$: Promedio aritmético.

σ : Desviación estándar.

n: Número de datos analizados.

Se observa para la refinería de Apiay una producción de GLP con una cantidad promedio de propano relativamente estable del 54,73% y de butano (n-butano e isobutano) del 44,43%; igualmente para la refinería de Cusiana, con el 54,68% de propano y 41,55% de butano, y Dina con el 52,22% de propano y 41,8% de butano. No es el caso de la refinería de Barrancabermeja, que tiene una desviación levemente superior al 5% de sus promedios de producción, 10,4% de propano y 39,71% de butano, donde adicionalmente se ve una cantidad elevada de compuestos con un doble enlace entre carbonos también conocidos como olefinas (1-buteno, isobutileno, trans-2-buteno, cis-2-buteno y 1-3-butadieno). Estos pueden causar condiciones desfavorables en procesos industriales, debido a que se disminuye el poder calorífico del GLP [22]. Para la refinería de Cartagena se presenta una variación considerable de la composición, representada por los altos valores de la

desviación estándar, por lo que no se pueden definir concretamente los valores medios de los componentes para la composición química del GLP que la refinería entrega.

En la Tabla 56 se comparan los resultados promedios obtenidos en la Tabla 35 para mezcla comercial propano-butano, con los valores recomendados por este estudio a partir de normatividad internacional en el numeral 1.2.1, Tabla 31. Se considera butano como la suma de n-butano e isobutano; etano y más livianos como la suma de metano y etano, olefinas como la suma de 1-buteno, isobutileno, trans-2-buteno, cis-2-buteno y etileno, y diolefinas como el 1-3 butadieno.

Se puede concluir que el GLP producido en Apiay y Dina cumple con las recomendaciones dadas en este estudio, mientras que el de Cartagena presenta una cantidad de olefinas ligeramente elevada a causa de la presencia de trans-2-buteno. En el caso de Cusiana se presenta un porcentaje ligeramente superior en la cantidad de etanos y elementos más livianos a causa de la presencia de etano, finalmente para Barrancabermeja se aprecia una cantidad muy elevada de olefinas y diolefinas, que representan casi la mitad del producto entregado.

Tabla 56. Comparación entre el GLP producido en Colombia y los límites propuestos.

Componentes	Límite	Apiay		Cartagena		Barrancabermeja		Cusiana		Dina	
		Promedio	Cumple	Promedio	Cumple	Promedio	Cumple	Promedio	Cumple	Promedio	Cumple
Propano (%)	20 a 80	54,73	Si	58,71	Si	10,4	No	54,68	Si	55,22	Si
Butanos y más pesados (%)	20 a 80	44,43	Si	35,69	Si	39,71	Si	41,55	Si	41,8	Si
Pentanos y más pesados (%)	1,5 máx.	0,069	Si	0,171	Si	0,622	Si	0,271	Si	0,633	Si
Etanos y más livianos (%)	2,5 máx.	0,708	Si	0	Si	0,588	Si	3,484	No	2,329	Si
Olefinas (%)	0,5 máx.	0	Si	3,11	No	40,677	No	0	Si	0	Si
Propileno (%)	-	0	Si	2,29	Si	7,39	Si	0	Si	0	Si
Diolefinas (ppm)	600	0	Si	0	Si	5700	No	0	Si	0	Si

En la tabla 57 se compara los valores promedio obtenidos en la tabla 35 con los valores establecidos en la **NTC 2303**, que son los valores de regulación actuales para el GLP en Colombia.

Tabla 57. Comparación entre el GLP producido en Colombia y regulación NTC 2303.

Componentes	NTC 2303	Apiay		Cartagena		Barrancabermeja		Cusiana		Dina	
		Promedio	Cumple	Promedio	Cumple	Promedio	Cumple	Promedio	Cumple	Promedio	Cumple
Propano (%)	-	54,73	-	58,71	-	10,4	-	54,68	-	55,22	-
Butanos y más pesados (%)	-	44,43	-	35,69	-	39,71	-	41,55	-	41,8	-
Pentanos y más pesados (%)	2 máx.	0,069	SI	0,171	SI	0,622	SI	0,271	SI	0,633	SI
Etanos y más livianos (%)	-	0,708	-	0	-	0,588	-	3,484	-	2,329	-
Olefinas (%)	-	0	-	3,11	-	40,677	-	0	-	0	-
Propileno (%)	-	0	-	2,29	-	7,39	-	0	-	0	-
Diolefinas (ppm)	-	0	-	0	-	5700	-	0	-	0	-

Se puede concluir que para el estándar actual todas las refinerías cumplen con el estándar requerido de producción.

A continuación se realizará una compilación de los comercializadores mayoristas que forman parte de la muestra con una descripción detallada de los indicadores y la forma en que se miden, para una descripción más detallada de las visitas, los informes relacionados a éstas se encuentran en el Anexo E.



Ecopetrol - Refinería Barrancabermeja

Fecha Visita: 25/07/2012 **Tipo:** Refinería **Elevación:** 75 msnm

Dirección/Ubicación: Margen del Rio Magdalena, Barrancabermeja (Santander)

Coordenadas: Altitud 07°04'23" Norte, Latitud 73°52'34" Oeste

Descripción General

La refinería de Barrancabermeja recibe propano y butano natural proveniente de los campos de producción del Magdalena Medio pertenecientes a Ecopetrol o en asociación con otras entidades. Adicionalmente se produce propano en unidades de ruptura catalítica y n-butano en unidades de alquilación y en el proceso de refinación de fondos. La mezcla de estos dos productos, junto con el propano recibido de los campos de producción en las balas de almacenamiento de la Estación de GLP, es el producto obtenido para la entrega a la Vicepresidencia de Transporte para distribuirlos de acuerdo con las ventas realizadas por la Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo en el país.

El complejo se extiende en un área de 254 hectáreas, en las que se distribuyen más de cincuenta plantas y unidades de proceso, tratamiento, servicios y control ambiental. Entre ellas están cinco unidades "topping", cuatro unidades de ruptura catalítica, dos plantas de polietileno y plantas de alquilación, ácido sulfúrico, parafinas, aromáticos y plantas para el procesamiento de residuos.

Cuenta además con facilidades auxiliares que son equipos y procedimientos no directamente involucrados con la refinación pero que adelantan funciones vitales para su operación. Tal es el caso de las calderas, la planta de hidrógeno, los sistemas de enfriamiento, los sistemas de recuperación de azufre y los sistemas de tratamiento de residuos o de control de la contaminación.

La Gerencia Complejo Barrancabermeja tiene la responsabilidad de generar el 75 por ciento de la gasolina, combustóleo, ACPM y demás combustibles que el país requiere, así como el 70 por ciento de los productos petroquímicos que circulan en el mercado nacional.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para comercializadores mayoristas, se analiza la información encontrada en la empresa. La Tabla 58 presenta un resumen de los indicadores relacionados con la planta de Barrancabermeja. En la Tabla 59 se encuentra una descripción detallada de los medidores másicos presentes en la planta de producción.

Tabla 58. Lista de chequeo de indicadores Ecopetrol Barrancabermeja.

Indicadores		Producción e importación	Norma relacionada
Calidad	Corrosión tira de cobre	✓	NTC 2512 (ASTM D-1838)
	Contenido de azufre	✓	ASTM D-2784
	Densidad relativa	✓	ASTM D-2598 NTC 2521 (ASTM D- 1657)
	Volatilidad (temperatura de evaporación al 95% evaporado)	✓	NTC 2563 (ASTM D-1837)
	Residuos (mancha de aceite)	✓	NTC 2517 (ASTM D-2158)
	Odorización	✓	ASTM D-5305
	Presión de vapor	✓	NTC 2562 (ASTM D-1267)
	Sequedad (contenido de agua)	✓	ASTM D-2713 GPA 2140
	% Sulfuro de hidrógeno	✓	ASTM D-2420
	Poder calorífico	x	ASTM D-3588 ASTM D-2421
	Composición	✓	NTC 2518 (ASTM D-2163)
Cantidad	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 NFPA 58

Tabla 59 Medidores másicos Ecopetrol Barrancabermeja.

Sistema de medición	Tipo de medidores	Modelo
Entrega a poliductos	Másico FT-31608	DS600S166SU1
Recibo refinería	Másico FT-31601	DS600S166SU1
Recibo Nurc	Másico FT-31602	DS600S166SU1
Entrega a botes	Másico FT-31603	DS600S166SU1
Recibo de Payoa	Másico FT-31604	DS600S166SU1
Recibo de GLP centro	Másico FT-31605	DS600S166SU1
Recibo butanos de centro	Másico FT-31607	DS600S166SU1
Entregas de butanos a alquiler y Demex	Másico FT-31609	DS600S166SU1
Auxiliar para reemplazos	Másico FT-31606	DS600S166SU1

Los procedimientos de calibración de los medidores para la empresa Ecopetrol a nivel nacional se encuentran establecidos en el Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles, en la Tabla 60 se muestra un listado de los documentos que contienen dichos procedimientos.

Tabla 60. Listados de procedimiento de calibración Ecopetrol Barrancabermeja [21].

Procedimiento	Documento
Procedimiento para calibración de medidores de flujo	ECP-VSM-P-022
Procedimiento para calibración de medidores de flujo coriolis	ECP-VSM-P-048
Mantenimiento, verificación y calibración probadores bidireccionales y compactos	VIT-STE-I-009
Mantenimiento, verificación y calibración medidores de flujo tipo turbina	VIT-STE-I-016
Mantenimiento, verificación y calibración de transmisores de temperatura	VIT-STE-I-017
Mantenimiento, verificación y calibración de transmisores de presión	VIT-STE-I-018



Ecopetrol - Refinería Cartagena

Fecha Visita: 25/07/2012 **Tipo:** Refinería **Elevación:** 38 msnm

Dirección/Ubicación: zona industrial Mamonal, Cartagena

Coordenadas: Altitud 10° 29' 01" Norte, Latitud 75° 27' 05" Oeste

Descripción General

La refinería de Cartagena tiene cuatro unidades operativas -Crudo, Viscorreductora, Cracking y Polimerización- en las cuales se procesan en promedio 79.000 barriles diarios de crudo para convertirlo en productos como GLP, gasolinas, combustibles Diesel, Jet A1 y combustóleo entre otros. Adicionalmente, cuenta con una infraestructura que permite exportar aproximadamente 89.500 barriles por día de productos, de los cuales el 47% son propios y el 53% restante provienen del Complejo Industrial de Barrancabermeja.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para comercializadores mayoristas, se analiza la información encontrada en la empresa. La Tabla 61 presenta un resumen de los indicadores relacionados con la planta.

Tabla 61. Lista de chequeo de indicadores Ecopetrol Cartagena.

Indicadores		Producción e importación	Norma relacionada
Calidad	Corrosión tira de cobre	✓	NTC 2515 (ASTM D-1838)
	Contenido de azufre	✓	ASTM D-2784
	Densidad relativa	✓	ASTM D-2598 NTC 2521 (ASTM D- 1657)
	Volatilidad (temperatura de evaporación al 95% evaporado)	✓	NTC 2563 (ASTM D-1837)
	Residuos (mancha de aceite)	✓	NTC 2517 (ASTM D-2158)
	Odorización	✓	ASTM D-5305
	Presión de vapor	✓	NTC 2562 (ASTM D-1267)
	Sequedad (contenido de agua)	✓	ASTM D-2713 y GPA 2140
	% Sulfuro de hidrógeno	✓	ASTM D-2420
	Poder calorífico	x	ASTM D-3588 ASTM D-2421
	Composición	✓	NTC 2518 (ASTM D-2163)
Cantidad	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 NFPA 58

La Tabla 62 resume los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de calidad y cantidad.

Tabla 62. Instrumentación Ecopetrol Cartagena*.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Referencia
Calidad	Densidad relativa	Densímetro	SOLARTRON	0 a 3 g/cm ³	7835B
Cantidad	Nivel (Volumen)	Nivel por radar	SAAD-ROSEMOUNT	8mm	REX-3962 TRL2-2960
	Flujo Volumétrico o másico	Medidor volumétrico tipo turbina**	COX FLOW MEASUREMENT	14 - 140 U.S GPM	SERIE 82
	Temperatura	Termómetro electrónico digital	ROSEMOUNT	70 a 130°F	3144PD
	Presión	Transductor de presión	FOXBORO	0 a 300 psi	IGP20

*No se especifica en el protocolo de información diligenciado por la empresa la precisión de los elementos de medida.

**Se realiza corrección del volumen medido con base en la tabla ASTM 23 GLP o equivalentes.

Los procedimientos de calibración de los medidores para la empresa Ecopetrol a nivel nacional se encuentran establecidos en el Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles, a continuación se muestra un listado de los documentos que contienen dichos procedimientos Tabla 63.

Tabla 63. Listados de procedimiento de calibración Ecopetrol Cartagena [21].

Procedimiento	Documento
Calibración de medidores de flujo	ECP-VSM-P-022
Calibración de medidores de flujo coriolis	ECP-VSM-P-048
Mantenimiento, verificación y calibración probadores bidireccionales y compactos	VIT-STE-I-009
Mantenimiento, verificación y calibración medidores de flujo tipo turbina	VIT-STE-I-016
Mantenimiento, verificación y calibración de transmisores de temperatura	VIT-STE-I-017
Mantenimiento, verificación y calibración de transmisores de presión	VIT-STE-I-018



Vidagas - Manizales

Fecha Visita: 09/08/2012 **Tipo:** Comercializador **Elevación:** 2216 msnm

Dirección/Ubicación: kilómetro 3 vía al Magdalena

Coordenadas: Altitud 05°02'16" Norte, Latitud 75°26'33" Oeste

Descripción General

La empresa Vidagas Manizales desarrolla actividades de comercializador mayorista al surtir mediante ductos el tanque de la planta envasadora propiedad de la misma empresa, además de surtir mediante carrotanques filiales de la misma compañía en el sector Atlántico del país. La empresa recibe el GLP mediante ductos de la empresa Ecopetrol terminal Manizales, posee una capacidad aproximada de 162.800 galones, distribuida en un tanque de 11.000 galones, tres tanques con un promedio entre 35.500 y 35.700 galones y un último tanque de 45.000 galones.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para comercializadores mayoristas, se analiza el listado de indicadores en la Tabla 64.

Tabla 64. Listado de chequeo indicadores VIDAGAS Manizales.

Indicadores		Comercialización mayorista	Normas Relacionadas
Calidad	Densidad relativa	✓ *	ASTM D-2598 y ASTM D- 1659
	Odorización	X	ASTM D-5305
	Poder calorífico	X	ASTM D-3588 y ASTM D-2421
	Composición	X	NTC 2518 (ASTM D-2163)
Cantidad	Nivel (volumen)	p**	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo Volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*El acople para los densímetros se encuentra ubicado en el rotogage.

**La empresa posee instrumentos de medición de nivel pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.



La Tabla 65 muestra los elementos usados para la medición de los indicadores de calidad y cantidad.

Tabla 65. Instrumentos Vidagas Manizales.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Calidad	Densidad relativa	Termohidrómetro	Refinery Supply Company	0,450 a 0,650	0,002
				Gravedad específica 0 a 120°F	1°F
Cantidad	Nivel (volumen)	Rotogage	REGO ECII	1-100%	1%
		Magnetel	ROCHESTER	5% a 95%	1%
	Flujo volumétrico o másico	Medidor másico tipo coriolis	ACTARIS NEPTUNE M100	5 a 500 kg/min	0,1% del flujo
	Temperatura	Termómetro	FISHER WIKA	-20 a 120 °C	1 °C
	Presión	Manómetro	BOURDON HAENNI	0 a 600 psi	5 psi

No se posee información relacionada con la calibración de los elementos.



Vidagas - Cúcuta

Fecha Visita: 06/08/2012 **Tipo:** Comercializador mayorista **Elevación:** 356 msnm

Dirección/Ubicación: Avenida 10 km 5 7-69

Coordenadas: Altitud 07°53'51" Norte, Latitud 72°28'31"

Descripción General

La empresa VIDAGAS Cúcuta desarrolla actividades de comercializador mayorista al surtir mediante ductos al tanque de la planta envasadora propiedad de la misma empresa. La empresa recibe el GLP mediante carrotaques provenientes de VIDAGAS Bucaramanga, posee una capacidad de almacenamiento de 34.201 galones, dada por un solo tanque de almacenamiento de esta capacidad.

Estado actual Vidagas Cúcuta en relación con los parámetros de calidad y cantidad

De acuerdo con las recomendaciones previas, se muestra la información encontrada en la empresa en la Tabla 66.

Tabla 66. Lista de chequeo de indicadores Vidagas Cúcuta.

Indicadores		Comercialización mayorista	Normas relacionadas
Calidad	Densidad relativa	✓	ASTM D-2598 y ASTM D- 1659
	Odorización	x	ASTM D-5305
	Poder calorífico	x	ASTM D-3588 y ASTM D-2421
	Composición	x	NTC 2518 (ASTM D-2163)
Cantidad	Nivel (volumen)	p**	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo Volumétrico o másico	x*	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*Se mide la cantidad de GLP entregada mediante medidor másico del carrotanque, sin embargo, la empresa no posee elementos de medición para esto.

**La empresa posee instrumentos de medición de nivel pero no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.

La Tabla 67 muestra los elementos usados para la medición de los indicadores de cantidad y calidad.



Tabla 67. Instrumentación Vidagas Cúcuta.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Calidad	Densidad relativa	Termohidrómetro	REFINERY SUPPLY COMPANY	0,450 a 0,650	0,002
				Gravedad específica	
Cantidad	Nivel (volumen)	Rotogage	REGO	0 a 120°F	1 °F
		Magnetel	TAYLOR	1-100%	1%
	Temperatura	Termómetro	ROCHESTER	5-95%	1%
	Presión	Manómetro	MOSCAP	-60 a 50 °C	2 °C
				0 a 300 psi	5 psi

Asogas/Colgas - Yumbo

Fecha Visita: 06/08/2012 **Tipo:** Comercializador mayorista **Elevación:** 977 msnm

Dirección/Ubicación: kilómetro 2,5 vía Yumbo - Vijes

Coordenadas: Altitud 03°34'41" Norte, Latitud 76°29'10" Oeste

Descripción General

La empresa Asogas/Colgas desarrolla actividades de comercializador mayorista al surtir mediante ductos el tanque de la planta envasadora propiedad de la empresa. Además surte la empresa Nariño Gas mediante carrotanques, los cuales no son propiedad de la compañía. La empresa recibe el GLP mediante propanoducto de la empresa Ecopetrol terminal Yumbo, posee una capacidad de almacenamiento aproximada de 760.000 galones, distribuida en 23 tanques con capacidad promedio de 33.000 galones.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente, se analiza la información encontrada en la empresa (Tabla 68).

Tabla 68. Listado de chequeo indicadores Colgas Yumbo.

Indicadores		Comercialización mayorista	Normas relacionadas
Calidad	Densidad relativa	x	ASTM D-2598 y ASTM D- 1659
	Odorización	x	ASTM D-5305
	Poder calorífico	x	ASTM D-3588 y ASTM D-2421
	Composición	x	NTC 2518 (ASTM D-2163)
Cantidad	Nivel (volumen)	P*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.

La Tabla 69 resume los elementos utilizados para la medición de los indicadores de cantidad y calidad.



Tabla 69. Instrumentación Colgas Yumbo.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Rotogage	REGO	1-100%	1%
		Magnetel	ROCHESTER	5-95%	1%
	Flujo volumétrico o másico	Medidor másico tipo coriolis	ACTARIS NEPTUNE M200	14,5 a 1450 kg/min	0,1% del flujo
	Temperatura	Termómetro	FISHER WIKA	25 a 125°F	2°F
	Presión	Manómetro	BOURDON HAENNI	0 a 300 psi	5 psi

Los intervalos de calibración reportados en el protocolo de información y el laboratorio de metrología son mostrados en la Tabla 70.

Tabla 70 Laboratorios, parámetro calibrado e intervalo de calibración.

Laboratorio	Parámetro	Intervalo
Metrologic Colombia	Nivel	12 meses
Metrologic Colombia	Presión	12 meses
Metrologic Colombia	Temperatura	12 meses
Itron Reparation & Calibration	Flujo	12 meses



Envagas - Puerto Salgar

Fecha Visita: 10/08/2012 **Tipo:** Comercializador Mayorista **Elevación:** 199 msnm

Dirección/Ubicación: kilómetro 3 vía a Ecopetrol

Coordenadas: Altitud 05°27'08" Norte, Latitud 74°38'03" Oeste

Descripción general

Envagas con su sede en Puerto Salgar desarrolla actividades de comercializador mayorista al surtir mediante carrotanque, el tanque de la planta de envasado es propiedad de la empresa y, adicionalmente, surte tanques estacionarios en el Tolima y la empresa Gas Neiva. La empresa recibe el GLP mediante propanoducto de la empresa Ecopetrol terminal Puerto Salgar, posee una capacidad de almacenamiento aproximada de 220.000 galones, distribuida en cinco tanques con capacidades promedio de 29.000 galones y un tanque con capacidad 74.902 galones.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente, se analiza la información encontrada en la empresa (Tabla 71).

Tabla 71. Lista de chequeo indicadores Envagas Puerto Salgar.

Indicadores		Comercialización mayorista	Normas relacionadas
Calidad	Densidad relativa	x	ASTM D-2598 y ASTM D- 1659
	Odorización	x	ASTM D-5305
	Poder calorífico	x	ASTM D-3588 y ASTM D-2421
	Composición	x	NTC 2518 (ASTM D-2163)
Cantidad	Nivel (volumen)	P*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	x	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.

La Tabla 72 muestra los elementos usados para la medición de los indicadores de cantidad.



Tabla 72. Instrumentación Envagas Puerto Salgar.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Rotogage	REGO ECII	1-100%	1%
		Magnetel	ROCHESTER	5-95%	1%
	Temperatura	Termómetro	FISHER WIKA	-20 a 120 °C	1 °C
	Presión	Manómetro	ASHCROFT	0 a 500 psi	5 psi

No se posee información relacionada con la calibración de los elementos.



Asogas/Colgas - Mosquera

Fecha Visita: 05/07/2012 **Tipo:** Comercializador mayorista **Elevación:** 2551 msnm

Dirección/Ubicación: kilómetro 7 vía a Mondoñedo

Coordenadas: Altitud 04°41'14" Norte, Latitud 74°15'02" Oeste

Descripción General

Esta es la planta de envasado de GLP de Asogas que tiene la mayor capacidad en el país, con una capacidad de 1.120.000 galones. El GLP llega por tubería y por carros cisterna. La red de tuberías es de 6 plg de diámetro y 32,8 km de longitud desde la estación de Mansilla de Ecopetrol. Tienen certificada la línea estacionaria, respecto a comercialización y distribución, además de la certificación de comercialización, almacenamiento y envasado de GLP. En la planta realizan el pesado de todos los vehículos que entran y salen, con lo que se tiene un control del GLP que llega por carro cisterna y del GLP que despachan por carrotanque a los minoristas.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para comercializadores mayoristas, se analiza la información encontrada en la empresa (Tabla 73).

Tabla 73. Lista de chequeo indicadores Asogas/Colgas Mosquera.

Indicadores		Comercialización mayorista	Normas Relacionadas
Calidad	Densidad relativa	✓	ASTM D-2598 y ASTM D- 1659
	Odorización	x	ASTM D-5305
	Poder calorífico	x	ASTM D-3588 y ASTM D-2421
	Composición	x	NTC 2518 (ASTM D-2163)
Cantidad	Nivel (volumen)	x	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo Volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58



La Tabla 74 resume los elementos utilizados para la medición de los indicadores de calidad y cantidad.

Tabla 74. Instrumentación Asogas/Colgas Mosquera.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Calidad	Densidad	Densímetro	REFINERY SUPPLY COMPANY	0,5 a 0,65 gravedades específicas	
Cantidad	Nivel (volumen)	Magnetel	ROCHESTER	5-95%	1%
	Flujo Volumétrico o másico	Medidor másico tipo coriolis	ACTARIS NEPTUNE M 200	14,5 a 1450 kg/min	0,1% del flujo
	Temperatura	Termómetro	REFINERY SUPPLY COMPANY	0 a 120 °F	2 °F
			ASHCROFT	0 a 200 °F	2 °F
	Presión	Manómetro	BOURDON HAENNI	0 a 300 psi	2 psi
			BOURDON HAENNI	0 a 600 psi	5 psi



b. Transportadores

Se define según las resoluciones **CREG 053 de 2011** y **CREG 023 del 2008** como la actividad complementaria del servicio público domiciliario de GLP, que consiste en movilizar grandes cantidades de GLP a granel, entre un punto de recibo del transportador y un punto de entrega del transportador utilizando ductos del sistema de transporte.

Prácticas empleadas para determinar la calidad y cantidad

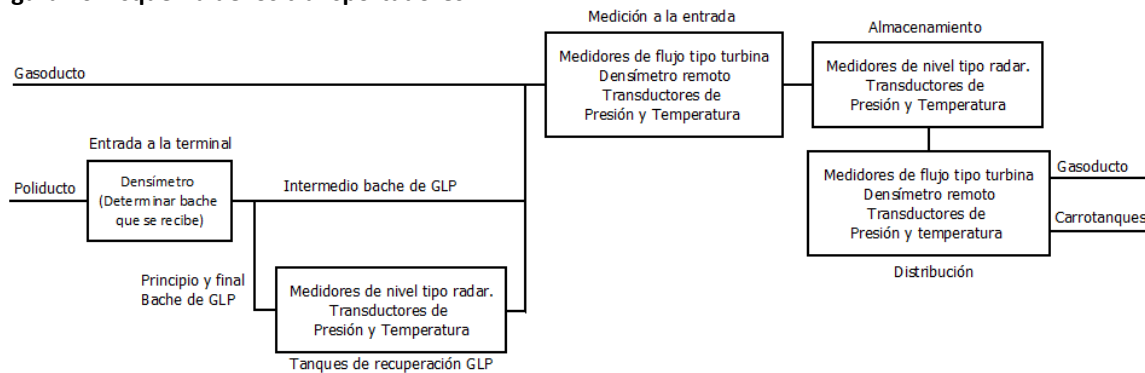
Los transportadores reciben el GLP mediante ductos (propanoductos o poliductos), si el producto es recibido mediante poliducto se realiza una medición inicial mediante densímetro para determinar que el producto que se recibe sea GLP. EL comienzo y el final del bache³⁹ se dirige a tanques de recuperación, dado que este GLP viene en conjunto con gasolina, por lo cual es necesario separarlos; en estos tanques se utilizan medidores de nivel por radar y transductores de presión y temperatura. Para determinar la cantidad de GLP se emplean un medidor de flujo tipo turbina, densímetro y transductores de presión y temperatura, con los cuales se realiza la conversión de volumen a masa debidamente corregida, como se dicta en las normas internacionales **ASTM** y **API**; adicional a la densidad no se realiza ningún tipo de medición de calidad del producto.

En el caso que exista almacenamiento de GLP por parte del transportador, se emplean medidores de nivel ultrasónicos en conjunto con transductores de presión y temperatura.

EL despacho de GLP se puede realizar mediante propanoductos o camiones cisterna. En ambos casos la medición del producto se realiza mediante medidor de flujo tipo turbina, densímetro y transductores de presión y temperatura. La Figura 40 muestra lo dicho.

³⁹ Los baches son paquetes sucesivos de petróleo o derivados del mismo, transportado en poliductos.

Figura 40. Esquema de los transportadores.



Situación actual de los indicadores

La Tabla 75 muestra para los transportadores los indicadores y la normatividad asociada. Estos se establecen para asegurar la calidad, la cantidad y la seguridad del GLP entregado.

Tabla 75. Indicadores calidad y cantidad transportadores

Indicadores		Transportadores
Calidad	Densidad relativa	ASTM D-2598, ASTM D- 1658
	Odorización	ASTM D-5305
	Sequedad (contenido de agua)	ASTM D-2713, GPA 2140
	Poder calorífico	ASTM D-3588, ASTM D-2421
	Composición	NTC 2518 (ASTM D-2163)
Cantidad	Nivel (volumen)	API MPMS 3, NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	API MPMS 5
	Temperatura	API MPMS 7, NFPA 58
	Presión	API MPMS 5, NFPA 58

A continuación se realizará una compilación de los comercializadores mayoristas que forman parte de la muestra con una descripción detallada de los indicadores y la forma en que se miden, para una descripción más detallada de las visitas los informes relacionados a éstas se encuentran en el Anexo E.



Ecopetrol - Terminal Yumbo

Fecha Visita: 06/08/2012 **Tipo de agente:** Terminal de transporte Elevación: 979 msnm

Dirección/Ubicación: Cruce Panorama Vía a Vijos

Coordenadas: Altitud 03°34'43" Norte, Latitud 76°29'09" Oeste

Descripción General

La terminal de Ecopetrol Yumbo es una terminal destinada a la recepción de hidrocarburos a través de tres poliductos: Dagua-Yumbo, Cartago-Yumbo y Mulalo-Yumbo, siendo de interés para nuestro caso la recepción de baches de GLP y su distribución hacia los comercializadores mayoristas de la zona (Colgas, Vidagas entre otros). El GLP se transporta en los poliductos mediante baches, debido a que el GLP entra en contacto con gasolina, se hace necesario realizar una separación al inicio y al final del bache, para lo cual se cuenta con dos tanques de recuperación en forma de tabaco, en los cuales, mediante agitación del producto, se separa el GLP de la gasolina, para luego ser reintegrado a la línea. El sistema de medición empleado para el GLP consta de dos brazos de medición que tienen asociada la siguiente instrumentación: transmisor de presión diferencial, sistema de pre-filtración, densímetro en línea, filtración, transmisor de presión, transmisor de temperatura y medidor tipo turbina de alta gama.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para transportadores, se analiza la información encontrada en la empresa. La Tabla 76 presenta un resumen de los indicadores relacionados con la planta de Yumbo y la Tabla 77 resume los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de calidad y cantidad.

Tabla 76. Lista de chequeo de indicadores Ecopetrol Yumbo.

Indicadores		Terminal de transporte	Normas relacionadas
Calidad	Densidad relativa	✓	ASTM D-2598 Y ASTM D- 1658
	Odorización	X	ASTM D-5305
	Sequedad (contenido de agua)	X	ASTM D-2713 Y GPA 2140
	Poder calorífico	X	ASTM D-3588 Y ASTM D-2421
	Composición	X	NTC 2518 (ASTM D-2163)
Cantidad	Nivel (volumen)	✓	API MPMS 3 Y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 Y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 Y NFPA 58

Tabla 77. Instrumentación Ecopetrol Yumbo.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión.	Referencia
Calidad	Densidad relativa	Densímetro	SOLARTRON MOBREY	0,22 a 1,6 g/cm ³	0,00015 g/cm ³	7835
Cantidad	Nivel (Volumen)	Nivel por radar	ROSEMOUNT TANK GAUGING	0 a 60 m	0,5 mm	REX TG3960
	Flujo Volumétrico o másico	Medidor volumétrico tipo turbina*	SMITH METER	200 a 1500 BPH	1/2100 BPH	K2DBB0A320
	Temperatura	Transductor de temperatura	ROSEMOUNT	32 a 212°F	1,1 °C	SERIES 78 RTD
	Presión	Transductor de presión	ROSEMOUNT	0 a 4.000 psi	0,3 psi	3051S1TG4A21 1A1

*Se realiza corrección del volumen medido con base en la tabla ASTM 23 GLP o equivalentes.

Los procedimientos para la calibración de los medidores para la empresa Ecopetrol a nivel nacional se encuentran establecidos en el Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles, en la Tabla 78 se muestra un listado de los documentos que contienen dichos procedimientos.

Tabla 78. Listados de procedimiento de calibración Ecopetrol Yumbo [21]

PROCEDIMIENTO	DOCUMENTO
Procedimiento para calibración de medidores de flujo	ECP-VSM-P-022
Procedimiento para calibración de medidores de flujo coriolis	ECP-VSM-P-048
Mantenimiento, verificación y calibración probadores bidireccionales y compactos	VIT-STE-I-009
Mantenimiento, verificación y calibración medidores de flujo tipo turbina	VIT-STE-I-016
Mantenimiento, verificación y calibración de transmisores de temperatura	VIT-STE-I-017
Mantenimiento, verificación y calibración de transmisores de presión	VIT-STE-I-018



La terminal de Ecopetrol Yumbo cuenta con instrumentos patrones que son calibrados en los laboratorios y se muestran en la Tabla 79. La información se tomó del protocolo de requisición de información entregado por Ecopetrol.

Tabla 79. Laboratorios de calibración y parámetro calibrado.

LABORATORIO	PARÁMETRO
Laboratorio de metrología del ICP Ecopetrol	Presión y temperatura
Laboratorio de calibración Volumed	Volumen
Laboratorio de la Superintendencia de Industria y Comercio o el Instituto Nacional de Metrología INM	Volumen y densidad

Los intervalos de calibración de los medidores se muestran en la Tabla 80, la información se tomó del protocolo de requisición de información entregado por Ecopetrol.

Tabla 80. Intervalos de calibración.

Elemento a Calibrar	Cantidad	Intervalo de calibración (días)
Tanques presurizados	2	90
Medidor flujo volumétrico	1	360
Medidor flujo volumétrico	1	30
Transductor de presión	2	360
Termómetro tipo resistivo	2	180
Densímetro	1	180



Ecopetrol - Terminal Mansilla

Fecha Visita: 12/07/2012 Tipo de agente: Terminal de transporte Elevación: 2635 msnm

Dirección/Ubicación: Vereda Mansilla, Facatativá (Cundinamarca)

Coordenadas: Altitud 04°50'36" Norte, Latitud 74°20'43" Oeste

Descripción general

La terminal está destinada a la recepción de hidrocarburos a través de poliducto y propanoducto, ambos con recorridos similares Barrancabermeja-Puerto, Salgar- Mansilla. Es de interés para nuestro caso la recepción de GLP mediante propanoducto y su distribución hacia los comercializadores mayoristas de la zona (Colgas y Vidagas, entre otros).

El GLP transportado es almacenado en tres tanques, cada uno de ellos con capacidad de 714 barriles, o puede ser entregado directamente a los comercializadores mayoristas. El sistema de medición empleado para el GLP consta de dos brazos de medición, que tienen asociada la siguiente instrumentación: sistema de filtración, medidor tipo turbina de alta gama, transmisor de presión diferencial, densímetro en línea, y transmisor de temperatura. Adicional al sistema de medición descrito a la entrada de la planta, se posee un sistema con características similares para el despacho.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para transportadores, se analiza la información encontrada en la empresa. La Tabla 81 presenta un resumen de los indicadores relacionados con la planta de Mansilla.

Tabla 81. Lista de chequeo indicadores Ecopetrol Mansilla.

Indicadores		Terminal de transporte	Normas relacionadas
Calidad	Densidad relativa	✓	ASTM D-2598 y ASTM D- 1658
	Odorización	x	ASTM D-5305
	Sequedad (contenido de agua)	x	ASTM D-2713 y GPA 2140
	Poder calorífico	x	ASTM D-3588 y ASTM D-2421
	Composición	x	NTC 2518 (ASTM D-2163)
Cantidad	Nivel (volumen)	✓	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

La Tabla 82 resume los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de calidad y cantidad.

Tabla 82. Instrumentación Ecopetrol Mansilla

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión	Referencia
Calidad	Densidad relativa	Densímetro	SOLARTRON MOBREY	0,22 a 1,6 g/cm ³	0,00015 g/cm ³	7835
Cantidad	Nivel	Nivel por radar	ROSEMOUNT	0 a 60 m	0,5 mm	REX TG3960
	Flujo Volumétrico o másico	Medidor volumétrico tipo turbina*	SMITH METER	200 a 1500 BPH	1/2100 BPH	K2DBB0A3200
			FAURE HERMAN	150 a 500 BPH	1/1050 BPH	K2NEBLTW003
			FAURE HERMAN	200 a 1890 BPH	1/6 gal	TZN4-1890
			FAURE HERMAN	66 a 660 BPH	1/15 gal	TZN3-660
	Temperatura	Transductor de temperatura	ROSEMOUNT	32 a 212°F	1,1°F	SERIES 78 RTD
	Presión	Transductor de presión	HONEYWELL	0 a 6.000 psi	0,3 psi	STG97L-EIH

*Se realiza corrección del volumen medido con base en la tabla ASTM 23 GLP o equivalentes.

Los procedimientos de calibración de los medidores para la empresa Ecopetrol a nivel nacional se encuentran establecidos en el Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles, a continuación se mostrará un listado de los documentos que contienen dichos procedimientos (Tabla 83).

Tabla 83. Listados de procedimiento de calibración Ecopetrol Mansilla [21].

PROCEDIMIENTO	DOCUMENTO
Procedimiento para calibración de medidores de flujo	ECP-VSM-P-022
Procedimiento para calibración de medidores de flujo coriolis	ECP-VSM-P-048
Mantenimiento, verificación y calibración probadores bidireccionales y compactos	VIT-STE-I-009
Mantenimiento, verificación y calibración medidores de flujo tipo turbina	VIT-STE-I-016
Mantenimiento, verificación y calibración de transmisores de temperatura	VIT-STE-I-017
Mantenimiento, verificación y calibración de transmisores de presión	VIT-STE-I-018



c. Distribuidores

Comprende la actividad realizada por empresas de servicios públicos domiciliarios que realizan las siguientes actividades: compra de GLP en el mercado mayorista con destino al usuario final, flete desde el punto de entrega del comercializador mayorista o desde el punto de entrega del transportador hasta la planta de envasado, envasado de cilindros marcados y operación de la planta de envasado correspondiente. Adicionalmente comprende las actividades de flete y entrega de producto a granel mediante tanques estacionarios instalados en el domicilio de los usuarios finales. Los distribuidores que forman parte de la muestra son Norgas en Girón y Cúcuta; Vidagas en Cúcuta, Cali, Manizales, Bogotá, Cartagena y Cauca; Provigas San Andrés; Chilco en La Gloria, Marinilla y Puerto Salgar; Asogas/Colgas en Bogotá, Saldaña, Mosquera, San Francisco, Manizales, Quibdó y Yumbo; Envagas en Puerto Salgar; Nacional De Servicios Públicos en Socorro y San Gil; Proviservicios en Rio de Oro, El Carmen de Atrato, El Playón, Málaga y Zapatoca; Surcolombiana de Gas en Palestina, Inprogas en Charalá y San Gil, y Norgas en Cúcuta, San Gil, Villanueva y Charalá. Los grandes distribuidores se dividirán en tanques estacionarios, plantas envasadoras y distribución por redes, dado que los indicadores varían para estas aplicaciones.

Prácticas empleadas para determinar la calidad y cantidad

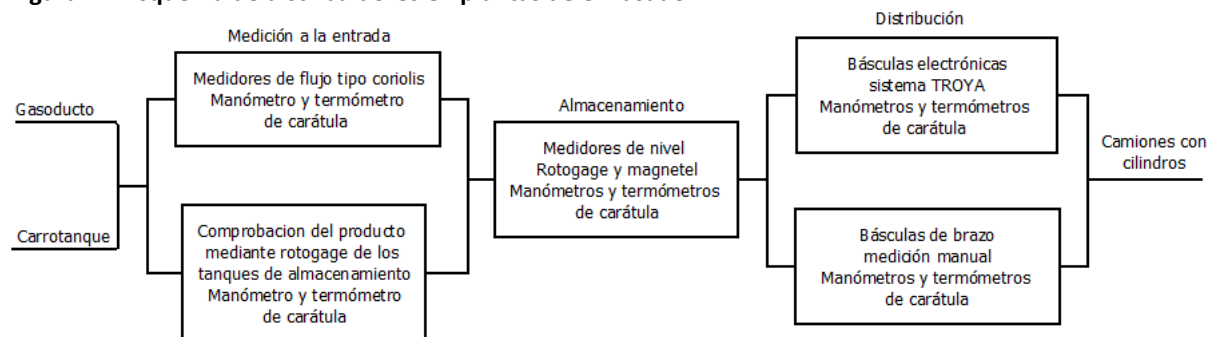
Plantas de envasado

El producto se recibe mediante propano o camiones cisternas procedentes de los comercializadores mayoristas, la cantidad del producto se determina con los medidores másicos tipo coriolis o rotogage de los tanques de almacenamiento (no se realiza medición directa del producto recibido), también se encontró en algunos casos termohidrómetros con los cuales se determina la densidad del producto. En cuanto a la calidad, en la gran mayoría de las plantas sólo se realizan comprobaciones olfativas del nivel de odorización del GLP.

Para el almacenamiento de GLP se encontraron elementos de medida de nivel tipo flotador (Magnetel), rotogage y tipo radar (únicamente en una empresa se encontró medidor tipo radar), adicionalmente los tanques de almacenamiento poseen medidores de presión y temperatura tipo carátula.

Se encontraron dos opciones de envasado, la primera, se realiza mediante básculas electrónicas dirigidas por un sistema automático tipo Troya II⁴⁰, adicionalmente en la línea se encuentran medidores de presión y temperatura tipo carátula; en la segunda opción se encontraron básculas tipo brazo, en éstas se posiciona el indicador manualmente en el peso deseado y mediante el cierre de una válvula solenoide se detiene el flujo de GLP, una vez se alcance el valor establecido. Igualmente en la línea se encuentran medidores de presión y temperatura tipo carátula. En la Figura 41 se muestra esquemáticamente lo previamente dicho.

Figura 41. Esquema de distribuidores en plantas de envasado.



Tanques estacionarios

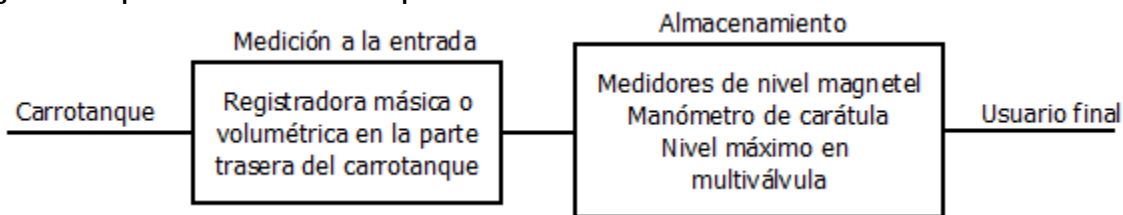
Los tanques estacionarios se abastecen mediante carrotanques, el producto entregado se mide mediante registradora ubicada en la parte trasera del carrotanque (pueden ser

⁴⁰ Consta de un sistema electrónico que controla una válvula eléctrica de paso, así como la bomba de suministro, adicionalmente registra el peso inicial del cilindro, el peso final y toda clase de eventualidades que pudieran surgir durante el llenado. Todos los datos son transmitidos por red hacia un PC donde se obtiene la información acerca del llenado de cada cilindro.

registradoras másicas tipo coriolis o volumétricas tipo cilindro oscilante) o mediante el nivel presente en la multiválvula ubicada en los tanques. En esta fase de la cadena, la comprobación de calidad no se realiza.

Los tanques estacionarios poseen una multiválvula que tiene un nivel máximo de llenado, adicionalmente se encontraron medidores de nivel tipo flotador (Magnetel) y medidores de presión tipo carátula. En la Figura 42 se muestra lo previamente dicho en forma esquemática.

Figura 42. Esquema distribuidores tanques estacionarios.



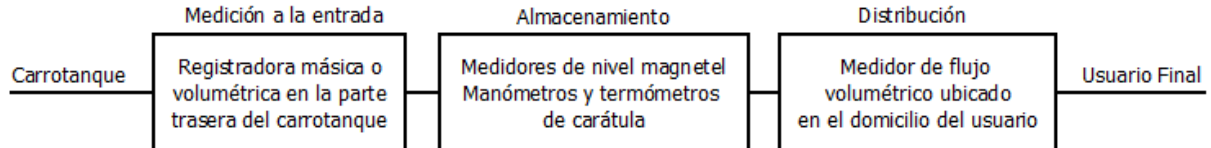
Distribución por redes

El GLP se recibe mediante carrotanque procedente de los comercializadores mayoristas, la cantidad de GLP recibido se determina mediante la registradora ubicada en el carrotanque (pueden ser registradoras másicas tipo coriolis o volumétricas tipo cilindro oscilante) o mediante medidor de nivel ubicado en el tanque, no se realiza ninguna comprobación de calidad al GLP.

Los tanques de almacenamiento de GLP poseen elementos de medida de nivel tipo flotador (Magnetel) y Rotogage, adicionalmente los tanques de almacenamiento poseen medidores de presión y temperatura tipo carátula.

El GLP se distribuye mediante ductos hacia el usuario final, la cantidad de GLP entregada se determina mediante medidores de flujo volumétrico. En la Figura 43 se muestra lo previamente dicho.

Figura 43. Esquema distribuidores por redes



Situación actual de los indicadores

La Tabla 84 muestra para los distribuidores los indicadores y la normatividad asociada a estos, los cuales se establecen para asegurar la calidad, cantidad y la seguridad del GLP entregado.

Tabla 84. Indicadores distribuidores

Indicadores		Distribución		
		Tanques estacionarios	Envasadoras	Por redes
Calidad	Odorizacion		ASTM D-5305	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	API MPMS 3 NFPA 58	API MPMS 3 y NFPA 58	API MPMS 3 NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	API MPMS 5	API MPMS 5	API MPMS 5
	Masa (medición estática)		API MPMS 5	
	Temperatura		API MPMS 7 y NFPA 58	API MPMS 7 NFPA 58
	Presión	API MPMS 5 NFPA 58	API MPMS 5 y NFPA 58	API MPMS 5 NFPA 58

A continuación se realiza una compilación de los distribuidores que forman parte de la muestra con una descripción de los indicadores y la forma en que se miden, para obtener más detallados de las visitas los informes relacionados se encuentran en el Anexo E.



Norgas – Girón

Fecha Visita: 02/08/2012 y 13/09/2012 Elevación: 724 msnm

Dirección/Ubicación: Girón (Santander), km 2 vía a Chimitá

Tipo: Planta de envasado y tanques estacionarios

Coordenadas: Altitud 07° 04' 16" Norte, Latitud 73° 10' 54" Oeste

Descripción General

La planta de envasado del municipio de Girón participa en dos negocios principalmente: almacenamiento mayorista y envasado de GLP en cilindros. El almacenamiento mayorista se realiza en dos tanques esféricos con capacidad nominal de 100.000 galones y el tanque de almacenamiento minorista que surte el sistema de envasado posee una capacidad nominal de 10.000 galones. El principal proveedor de la planta es Ecopetrol (Barrancabermeja y Cusiana). La planta de envasado cuenta con un sistema de control automático (tipo Troya) que garantiza el envasado de los cilindros en las siguientes cantidades: 10, 15, 18, 45 y 55 kg (con base en el producto, los errores permisibles son 100, 200, 300, 400 y 500 g respectivamente). El drenaje de los cilindros se realiza sólo si el peso adicional a la tara del cilindro corresponde al 2% del peso del producto. Norgas también posee tanques estacionarios. Se visitó un total de tres tanques estacionarios. Las capacidades de los tanques encontrados fueron de 120 (1), 300 (1) y 500 (1) galones. Los medidores de presión de los tanques tenían rangos de 0 a 300 psi, 0 a 60 psi y otro de 0 a 10 kg/cm². Solamente dos tanques tenían medidor de nivel. Todos los tanques tenían placas de datos. En cuanto al tiempo del último mantenimiento, este variaba desde dos meses hasta un año.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para los distribuidores se analiza la información encontrada en la empresa (Tabla 85).

Tabla 85. Lista de chequeo de indicadores Norgas Girón.

Indicadores		Distribución		
		Envasadora	Tanques estacionarios**	Normas relacionadas
Cantidad	Nivel (volumen)	p***	2/3***	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico*	✓	✓	API MPMS 5
	Masa (medición estática)	✓	X	API MPMS 5
	Temperatura	✓	X	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	3/3	API MPMS 5 y NFPA 58

*El medidor de flujo es el instrumento utilizado para medir la cantidad de GLP entregado en el momento de llenado del tanque estacionario.

**Para tanques estacionarios se estable A/B donde A es el número de tanques que cumplen con el indicador y B es el número total de tanques, información más detallada de los tanques visitados puede encontrarse en el Anexo E.

***La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.

La Tabla 86 resume los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de cantidad.

Tabla 86. Instrumentación Norgas Girón.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Rotogage**			
		Magnetel	TAYLOR	5 - 95%	5%
		Medidor tipo radar**			
	Flujo volumétrico o másico	Medidor de flujo másico	*		
	Temperatura	Termómetro		-40 °C a 140 °C	
	Presión	Manómetro	WEISS	0 - 300 psi 0 - 10 kg/cm ²	5 psi 0,2 kg/cm ²

*Elemento ubicado en la planta móvil, del cual se desconoce información.

**No se posee información adicional de los elementos.

Calibración

Los medidores de flujo másico en los tanques de almacenamiento son muy grandes y no se cuenta con una empresa a nivel nacional que realice su calibración o que verifique una calibración internacional. El medidor de flujo másico del carro tanque se calibra cada tres años a través de la empresa CDT de gas. Los manómetros y termómetros se verifican cada año con un patrón calibrado perteneciente a otra empresa (avalado por la ONAC). Las básculas se calibran anualmente por cuatro empresas: Metrocontrol Industrial, Improtect, Autopeso y Prometálicos.



Vidagas - Cúcuta

Fecha Visita: 06/08/2012 **Tipo:** Planta de envasado Elevación: 356 msnm

Dirección/Ubicación: Avenida 10 km 5 7-69

Coordenadas: Altitud 07°53'51" Norte, Latitud 72°28'31" Oeste

Descripción general

La planta de Vidagas Cúcuta presta el servicio de distribuidor mediante su planta de envasado y la distribución a tanques estacionarios. No se realizaron visitas a tanques estacionarios por no ser parte de la muestra, la planta de envasado posee un tanque en que se almacena el GLP con una capacidad de 9.992 galones. El gas se lleva desde el tanque de la comercializadora mayorista a través de ductos ayudado por una estación de bombeo. En la plataforma de envasado de cilindros se encuentran ocho básculas de brazo, cuentan con un sistema eléctrico con sensor de proximidad, el cual garantiza el envasado de los cilindros. Los tanques estacionarios se llenan mediante carrotanques.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para distribuidores, se analiza la información encontrada en la empresa (Tabla 87).

Tabla 87. Lista de chequeo de indicadores Vidagas Cúcuta.

Indicadores		Envasadoras	Norma relacionada
Calidad	Odorización	X	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	p**	API MPMS 3 NFPA 58
	Flujo Volumétrico o másico	p*	API MPMS 5
	Masa (Medición Estática)	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 NFPA 58

*Se posee medidor másico para el llenado de GLP a los tanques estacionarios pero no para el paso del tanque mayorista al distribuidor.

**La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.



En la Tabla 88 se muestran los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de calidad y cantidad en la planta de envasado.

Tabla 88. Instrumentación Vidagas Cúcuta.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (Volumen)	Rotogage	REGO	1-100%	1%
	Masa (Medición Estática)	Báscula de brazo	PROMETÁLICOS	0 a 100 lbs	0,5 lb
	Temperatura	Termómetro	ROCHESTER	-60 a 50 °C	2 °C
	Presión	Manómetro	ASHCROFT	0 a 300 psi	5 psi

Observaciones

La empresa posee un carrotanque con capacidad de 2.996 galones con los siguientes instrumentos: medidor de nivel tipo rotogage, manómetro de presión tanque (0 a 400 psi), termómetro (-40 C a 50 C / -40 °F a 120 °F). Cuenta también con un medidor de flujo volumétrico de desplazamiento positivo marca Neptune Red Seal LPG Meter 1-1/2 Type 4D Style N, 0,1 galones/división (1 ½").



Vidagas - Yumbo

Fecha Visita: 14/08/2012 **Tipo:** Tanques estacionarios Elevación: 977 msnm

Dirección/Ubicación: kilómetro 2,5 vía Yumbo - Vijes

Coordenadas: Altitud 03°34'41" Norte, Latitud 76°29'10" Oeste

Descripción General

La planta de VIDAGAS Yumbo presta el servicio de distribuidor mediante su planta de envasado y la distribución a tanques estacionarios, la planta de envasado no forma parte de la muestra por lo cual no será analizada, se visitaron tres tanques estacionarios todos ellos con capacidad 120 galones.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para distribuidores, se analiza la información encontrada en la empresa (Tabla 89).

Tabla 89. Listado de chequeo Vidagas Yumbo.

Indicadores		Tanques estacionarios**	Normas Relacionadas
Cantidad	Nivel (volumen)	2/3***	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo Volumétrico o másico	✓ *	API MPMS 5
	Presión	0/3	API MPMS 5 y NFPA 58

*El medidor de flujo es el instrumento utilizado para medir la cantidad de GLP entregado en el momento de llenado del tanque estacionario.

**Para tanques estacionarios se estable A/B, donde A es el número de tanques que cumplen con el indicador y B es el número total de tanques, información más detallada de los tanques visitados se encuentra en el Anexo E.

***La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición.

La Tabla 90 muestra los elementos usados para la medición de los indicadores de cantidad.

Tabla 90. Instrumentos Vidagas Yumbo.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Magnetel	COTRAKO	10-85%	5%
	Flujo volumétrico o másico	Medidor de flujo*	-	-	-

*La planta móvil posee un medidor de flujo pero no se tiene mayor información de este.

Vidagas - Manizales

Fecha Visita: 09/08/20112 Elevación: 2216 msnm

Dirección/Ubicación: kilómetro 3 vía al Magdalena

Tipo: Planta de envasado y tanques estacionarios

Coordenadas: Altitud 05°02'16" Norte, Latitud 75°26'33" Oeste

Descripción general

La planta de Vidagas Manizales presta el servicio de distribuidor mediante su planta de envasado y la distribución a tanques estacionarios, la planta de envasado posee un tanque en el que se almacena el GLP con una capacidad de 35.000 galones. El gas se lleva desde los tanques de la comercializadora mayorista a través de ductos ayudado por una estación de bombeo. En la plataforma de envasado de cilindros se encuentra un sistema Troya II con diez básculas de envasado, cada una es alimentada y gobierna por un sistema global de control y medición, adicionalmente se visitó un tanque estacionario con capacidad de 1.000 galones.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para distribuidores, se analiza la información encontrada en la empresa ver Tabla 91.

Tabla 91. Listado de chequeo VIDAGAS Manizales

Indicadores		Tanques estacionarios	Envasadoras	Norma relacionada.
Calidad	Odorización	N.A.	x	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	P*	P*	API MPMS 3 NFPA 58
	Flujo Volumétrico o másico	✓	✓	API MPMS 5
	Masa (Medición Estática)	N.A.	✓	API MPMS 5
	Temperatura	N.A.	✓	API MPMS 7 NFPA 58
	Presión	✓	✓	API MPMS 5 NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.

En la Tabla 92 se muestran los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de cantidad en tanques estacionarios.

Tabla 92. Instrumentos tanques estacionarios Vidagas Manizales.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (Volumen)	Magnetel	TAYLOR PRODUCTS	5-94%	5%
	Flujo Volumétrico o másico	Medidor de turbina**	LIQUID CONTROLS	12 a 60 gpm	1 gpm
	Presión	Manómetro	*	0-300	10 psi

*No se pudo identificar la marca del manómetro.

**La registradora realiza corrección automática del volumen medido.

En la Tabla 93 se muestran los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores en planta de envasado.

Tabla 93. Instrumentos envasadora Vidagas Manizales.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Rotogage	REGO ECII	1 a 100%	1%
		Magnetel	ROCHESTER	5 a 95%	1%
	Flujo volumétrico o másico*	Medidor másico tipo coriolis	ACTARIS NEPTUNE m100	5 a 500 kg/min	0,1% del flujo
	Masa (medición Estática)	Báscula electrónica	REVUELTA	0 a 300 kg	0,1 kg
	Temperatura	Termómetro	FISHER WIKA	-20 a 120 °C	1 °C
	Presión	Manómetro	BOURDON HAENNI	0 a 600 psi	5 psi

*El medidor de flujo se utiliza en el llenado del tanque de la envasadora.

En la planta de envasado se realiza una comparación dos veces al día con masas patrón de 10, 20 y 50 kg. Las básculas poseen certificados de calibración del Laboratorio de Masa y Balanzas Básculas Prometálicos con validez anual, pero la última calibración se realizó en el año 2009. El mantenimiento de los medidores ubicados en el tanque se realiza anualmente al mismo tiempo que el mantenimiento del tanque.



Vidagas - Bogotá

Fecha Visita: 10/07/2011 y 11/07/2012 **Tipo:** Tanques estacionarios **Elevación:** 2567

Dirección/Ubicación: Calle 113 No 7- 21 of. 804, Bogotá D.C.

Coordenadas: Altitud 04°41'24" Norte, Latitud 74°02'08" Oeste

Descripción General

La planta de Vidagas Bogotá presta el servicio de distribuidor mediante su planta de envasado y la distribución a tanques estacionarios, la planta de envasado no formó parte de la muestra por lo cual no fue analizada. Se visitaron ocho tanques con una capacidad de 120 galones, un tanque de 180 galones, un tanque de 300 galones, cinco tanques de 500 galones y dos tanques de 1.000 galones.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para distribuidores, se analiza la información encontrada en la empresa (Tabla 94).

Tabla 94. Lista de chequeo indicadores Vidagas Bogotá*.

Indicadores		Tanques estacionarios**	Normas Relacionadas
Cantidad	Nivel (volumen)	14/17***	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Presión	10/17	API MPMS 5 y NFPA 58

*El medidor de flujo es el instrumento utilizado para medir la cantidad de GLP entregado en el momento de llenado del tanque estacionario.

**Para tanques estacionarios se estable A/B donde A es el número de tanques que cumplen con el indicador y B es el número total de tanques, información más detallada de los tanques visitados puede encontrarse en el Anexo E.

***La empresa posee instrumentos de medición de nivel pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición.

En la Tabla 95 se muestran los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores en tanques estacionarios.



Tabla 95. Instrumentación Vidagas Bogotá.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Magnetel	TAYLOR PRODUCTS	5-94%	5%
			ROCHESTER GAUGES	5-95%	5%
	Flujo volumétrico o másico	Medidor másico de flujo	ACTARIS GREENWOOD*	8 a 82 gpm	-
	Presión	Manómetro	**	0-300 psi	10 psi
				0-60 psi	2 psi
			FR	0-60 psi	2 psi
			ROYAL GAUGES	0-300	5 psi
			FISHER	0-300	5 psi

*Usado para el llenado de los tanques estacionarios Model RML2000.

**No se pudo identificar la marca del manómetro.

El mantenimiento de los medidores ubicados en el tanque se realiza al mismo tiempo que el mantenimiento del tanque.



Vidagas - Caucasia

Fecha Visita: 15/08/2012 **Tipo:** Planta de envasado Elevación: 50 msnm

Dirección/Ubicación: Caucasia (Antioquia), km 15 vía Medellín - Caucasia

Coordenadas: Altitud 07° 58' 05" Norte, Latitud 75° 12' 40" Oeste

Descripción general

En la planta hay dos tanques en los que se almacena el GLP. Uno de ellos tiene una capacidad de 6.000 galones y el otro de 10.000 galones. El gas llega cada dos días a esta planta envasadora proveniente de las plantas almacenadoras del municipio de Puerto Salgar y de la ciudad de Cartagena mediante camiones cisterna. En la plataforma de envasado de cilindros se encuentran cuatro básculas de envasado, cada una es alimentada y gobernada por un sistema global de control y medición (Troya).

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para los distribuidores se analiza la información encontrada en la empresa (Tabla 96).

Tabla 96. Instrumentación Vidagas Caucasia.

Indicadores		Distribución	
		Envasadora	Normas relacionadas
Cantidad	Nivel (volumen)	P*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓ *	API MPMS 5
	Masa (medición estática)	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*El medidor de flujo se encuentra en el carro tanque.

**La empresa posee instrumentos de medición de nivel pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.



La Tabla 97 resume los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de cantidad.

Tabla 97. Instrumentación Vidagas Caucasia.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Rotogage	REGO ECII	1 a 100%	1%
	Flujo volumétrico o másico	Medidor de flujo *	-	-	-
	Temperatura	Termómetro*	-	-	-
	Presión	Manómetro	ASTRO	0 – 100 psi	2 psi

*No se posee información sobre estos instrumentos.

Calibración

En la planta no se hace metrología a los instrumentos, solamente se hace una comparación diaria con masas patrón. La metrología la hace cada año una empresa llamada Soligas, la cual es una empresa certificada para esta labor. El sistema de llenado se ajusta y calibra diariamente utilizando unas masas patrón.



Chilco - Marinilla

Fecha Visita: 14/08/2012 **Tipo:** Planta de envasado Elevación: 2120 msnm

Dirección/Ubicación: Marinilla (Antioquia), km 2 autopista Medellín - Bogotá

Coordenadas: Altitud 06° 10' 08" Norte, Latitud 75° 19' 54" Oeste

Descripción general

En la planta hay dos tanques en los que se almacena el GLP. Uno de ellos tiene una capacidad de 32.308 galones y el otro de 62.810 galones. El gas llega todos los días a esta planta envasadora proveniente de las plantas almacenadoras del municipio de Puerto Salgar y de la ciudad de Cartagena a través de camiones cisterna. En la plataforma de envasado de cilindros se encuentran 10 básculas de envasado que se alimentan y gobiernan mediante un sistema global de control y medición (Troya).

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para los distribuidores se analiza la información encontrada en la empresa (Tabla 98).

Tabla 98. Listado de chequeo Chilco Marinilla.

Indicadores		Distribución	
		Envasadora	Normas relacionadas
Cantidad	Nivel (volumen)	P*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Masa (medición estática)	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.

La Tabla 99 resume los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de cantidad.



Tabla 99. Instrumentación Chilco Marinilla.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Rotogage	REGO	0 - 100%	1%
		Magnetel	TAYLOR	5 - 95%	1%
	Flujo volumétrico o másico	Medidor de flujo **	-	-	-
	Temperatura	Termómetro	*	0 -70 °C	2 °C
	Presión	Manómetro**	-	-	-

*Marca no visible.

**No se posee información sobre estos instrumentos.

Calibración

En la planta no se hace metrología a los instrumentos, solamente se hace una comparación diaria con masas patrón.



Chilco - Puerto Salgar

Fecha Visita: 10/08/2012 **Tipo:** Planta de envasado Elevación: 193 msnm

Dirección/Ubicación: kilómetro 3 vía Ecopetrol Puerto Salgar

Coordenadas: Altitud 05°21'11" Norte, Latitud 74°38'06" Oeste

Descripción general

La planta de Envagas Puerto Salgar presta el servicio de distribuidor mediante su planta de envasado, la planta de envasado posee un tanque en el que se almacena el GLP con una capacidad de 20.000 galones. El gas se lleva desde los tanques de la comercializadora mayorista a través de ductos ayudado por una estación de bombeo. En la plataforma de envasado de cilindros se encuentra un sistema Troya II con once básculas de envasado, cada una se alimenta y gobierna por un sistema global de control y medición.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para distribuidores, se analiza la información encontrada en la empresa (Tabla 100).

Tabla 100. Listado de chequeo Chilco Puerto Salgar.

Indicadores		Envasadoras	Norma relacionada.
Calidad	Odorización	x	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	p*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Masa (medición estática)	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.



Los elementos utilizados para la medición de los indicadores de cantidad se muestran en la Tabla 101.

Tabla 101. Instrumentación Chilco Puerto Salgar.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Rotogage	REGO	1 a 100%	1%
		Magnetel	ROCHESTER	5 a 95%	1%
	Flujo volumétrico o másico	Medidor másico tipo coriolis	ROTAMASS		0,0015 g/cm ³
	Masa (medición estática)	Básculas electrónicas	REVUELTA	0 a 300 kg	0,1 kg
			PROMETALICO	0 a 100 kg	0,1 kg
	Temperatura	Termómetro	FISHER WIKA	-20 a 120 °C	1 °C
	Presión	Manómetro	BOURDON HAENNI	0 a 600 psi	5 psi

En la planta de envasado no se hace metrología a los instrumentos, se hace una comparación diaria con masas patrones de 20 y 50 kg.



Asogas/Colgas - Bogotá

Fecha Visita: 11/07/2012 a 14/07/2012

Dirección/Ubicación: Carrera 56 No 19-33, Bogotá D.C.

Tipo: Tanques estacionarios Elevación: 2558 msnm

Coordenadas: Altitud 04°38'04" Norte, Latitud 74°06'31" Oeste

Descripción General

La planta de Asogas/Colgas Bogotá presta el servicio de distribuidor mediante su planta de envasado y la distribución a tanques estacionarios. Se visitaron tanques con una capacidad de 70 galones, dos tanques de 90 galones, seis tanques de 100 galones, dos tanques de 250 galones y tres tanques de 1.000 galones.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para distribuidores, se analiza la información encontrada en la empresa (Tabla 102).

Tabla 102. Lista de chequeo indicadores Asogas/Colgas Bogotá*.

Indicadores		Tanques estacionarios**	Normas relacionadas
Cantidad	Nivel (volumen)	11/14***	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Presión	4/14	API MPMS 5 y NFPA 58

*El medidor de flujo es el instrumento utilizado para medir la cantidad de GLP entregado en el momento de llenado del tanque estacionario.

**Para tanques estacionarios se estable A/B donde A es el número de tanques que cumplen con el indicador y B es el número total de tanques, información más detallada de los tanques visitados puede encontrarse en el Anexo E.

***La empresa posee instrumentos de medición de nivel pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición.



La Tabla 103 muestra los elementos usados para la medición de los indicadores de cantidad.

Tabla 103. Instrumentación Asogas/Colgas Bogotá.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Magnetel	TAYLOR PRODUCTS	5 a 94%	5%
				10 a 85%	5%
				5 a 95%	5%
	Presión	Manómetro	SHERWOOD	10 a 80%	5%
	Flujo volumétrico o másico	Medidor de flujo*	FISHERWIKI	10 a 300 psi	5 psi
			-	-	-

*Medidor presente en la planta móvil. No se tiene información respecto a este medidor.

El mantenimiento de los medidores ubicados en el tanque se realiza anualmente, al mismo tiempo que el mantenimiento del tanque.

Colgas - San Francisco

Fecha Visita: 17/07/2012 **Tipo:** Tanques estacionarios **Elevación:** 1520 msnm

Dirección/Ubicación: San Francisco (Cundinamarca)

Coordenadas: Altitud 05° 45' 46" Norte, Latitud 74° 26' 37" Oeste

Descripción general

En el municipio de San Francisco se visitó una granja avícola ubicada en la Finca Villa Conny, allí se encontraban 18 tanques, de los cuales se inspeccionaron dos de ellos con una capacidad de 100 galones. Estos tanques constan de una válvula reguladora, que a la vez sirve como válvula de llenado, un medidor de presión y en algunos casos una válvula de paso. Los tanques tenían medidores de nivel y de presión. En cuanto al tiempo del último mantenimiento, estos eran de un mes.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Se analiza la información encontrada en la empresa en la Tabla 104.

Tabla 104. Lista de chequeo indicadores Colgas San Francisco*.

Indicadores		Tanques estacionarios**	Normas relacionadas
Cantidad	Nivel (volumen)	2/2***	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Presión	2/2	API MPMS 5 y NFPA 58

*El medidor de flujo es el instrumento utilizado para medir la cantidad de GLP entregado en el momento de llenado del tanque estacionario.

**Para tanques estacionarios se estable A/B donde A es el número de tanques que cumplen con el indicador y B es el número total de tanques, información más detallada de los tanques visitados en el Anexo E.

***La empresa posee instrumentos de medición de nivel pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición.

La Tabla 105 muestra los elementos usados para la medición de los indicadores de cantidad.

Tabla 105. Instrumentación Colgas San Francisco.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Magnetel	ROCHESTER	10 - 90%	5%
	Flujo volumétrico o másico	Medidor de flujo**	-	-	-
	Presión	Manómetro	* PACO	0 - 300 psi 0 - 6 bar	 0,2 bar

*La marca no es visible por condensado.

** Este dispositivo de medición se encuentra en el carrotanque. No se posee información adicional de este.



Colgas - Saldaña

Fecha Visita: 10/08/2012 **Tipo:** Planta de envasado Elevación: 323 msnm

Dirección/Ubicación: Saldaña (Tolima), km 2 vía a Bogotá

Coordenadas: Altitud 03° 55' 26" Norte, Latitud 75° 00' 56" Oeste

Descripción general

El tanque en el que se almacena el GLP de la planta tiene una capacidad de 29.807 galones. El gas que llega a esta planta proviene del municipio de Mosquera mediante camión cisterna. Allí está ubicada la plataforma de envasado de cilindros en que se encuentran cuatro básculas de envasado que son alimentadas y gobernadas mediante un sistema global de control y medición (Troya). Los cilindros que se llenan se montan a un camión repartidor que los distribuye en las zonas cercanas a la planta. Periódicamente una cisterna proveniente de la planta de Mosquera descarga el GLP en la planta, esto se hace mediante una válvula Pulvex, se cuenta además con un dispositivo medidor de consumo que comúnmente se conoce como registradora, la cual controla el nivel de galones cuando el vehículo abastece a la planta.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para los distribuidores se analiza la información encontrada en la empresa (Tabla 106).

Tabla 106. Lista de chequeo de los indicadores Colgas Saldaña.

Indicadores		Distribución	
		Envasadora	Normas relacionadas
Cantidad	Nivel (volumen)	P*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo Volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Masa (Medición Estática)	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.



La Tabla 107 resume los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores.

Tabla 107. Instrumentación Colgas Saldaña.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Rotogage	REGO ECII	1-100%	1%
		Magnetel	ROCHESTER	3 - 97%	1%
	Flujo volumétrico o másico	*	-	-	-
	Temperatura	Termómetro	**	-5 a 50 °C	0,5 °C
	Presión	Manómetro	BOURDON HAENNI	0 - 300 psi	5 psi

*Instrumento presente en el carro tanque de llenado. No se posee información acerca de este medidor.

**No se pudo identificar la marca.

Calibración

La planta no calibra los instrumentos, solamente comprueba con un patrón. La calibración de los equipos se hace anualmente y la realiza un ente externo competente. En la planta de Mosquera se hace el control metrológico. Las básculas de envasado se comprueban todos los días mediante masas patrón de 5, 10 y 20 kg.



Asogas/Colgas - Manizales

Fecha Visita: 09/08/20112 **Tipo:** Tanques estacionarios Elevación: 2216 msnm

Dirección/Ubicación: kilómetro 3 vía al Magdalena

Coordenadas: Altitud 05°02'16" Norte, Latitud 75°26'33" Oeste

Descripción general

La planta de Asogas/Colgas Manizales presta el servicio de distribuidor mediante su planta de envasado y la distribución a tanques estacionarios, la planta de envasado no se tendrá en cuenta por no formar parte de la muestra, se visitaron tres tanques con una capacidad de 120 galones, dos tanques de 300 galones, un tanque de 500 galones y un tanque de 2.000 galones.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para distribuidores, se analiza la información encontrada en la empresa (Tabla 89).

Tabla 108. Lista de chequeo indicadores Asogas/Colgas Manizales*.

Indicadores		Tanques estacionarios**	Normas relacionadas
Cantidad	Nivel (volumen)	6/7***	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Presión	3/7	API MPMS 5 y NFPA 58

*El medidor de flujo es el instrumento utilizado para medir la cantidad de GLP entregado en el momento de llenado del tanque estacionario.

**Para tanques estacionarios se estable A/B donde A es el número de tanques que cumplen con el indicador y B es el número total de tanques, información más detallada de los tanques visitados puede encontrarse en el Anexo E.

***La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición.



La Tabla 109 muestra los elementos usados para la medición de los indicadores.

Tabla 109. Instrumentación Asogas/Colgas Manizales.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Magnetel	TAYLOR PRODUCTS	5 a 94%	5%
				10 a 85%	5%
	Presión	Manómetro	COTRAKO	10 a 80%	5%
			ROYAL GAUGE	0 a 30 kPa	1 MPa
	Flujo volumétrico o másico	Medidor de flujo*	-	-	-

*Instrumento presente en el carrotanque de llenado. No se posee información acerca de este medidor.

El mantenimiento de los medidores ubicados en el tanque se realiza anualmenet al mismo tiempo que el mantenimiento del tanque.

Asogas/Colgas - Yumbo

Fecha Visita: 06/08/2012

Dirección/Ubicación: kilómetro 2,5 vía Yumbo - Vijes

Tipo: Planta de envasado y tanques estacionarios Elevación: 977 msnm

Coordenadas: Altitud 03°34'41" Norte, Latitud 76°29'10" Oeste

Descripción general

La planta de Asogas/Colgas Yumbo presta el servicio de distribuidor mediante su planta de envasado y la distribución a tanques estacionarios, la planta de envasado posee un tanque en el que se almacena el GLP con una capacidad de 33.000 galones. El gas se lleva desde los tanques de la comercializadora mayorista a través de ductos ayudado por una estación de bombeo. En la plataforma de envasado de cilindros se encuentra un sistema Troya II con diez básculas de envasado, cada una es alimentada y gobernada mediante un sistema global de control y medición, adicionalmente se visitaron seis tanques estacionarios, donde sus capacidades eran de 120 galones (3), 300 galones (1) y 500 galones (2).

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para distribuidores, se analiza la información encontrada en la empresa en la Tabla 110.

Tabla 110. Listado de chequeo Asogas/Colgas Yumbo.

Indicadores		Tanques estacionarios	Envasadoras	Norma relacionada
Calidad	Odorización	N.A.	x	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	1/5*	P*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	X	API MPMS 5
	Masa (medición estática)	N.A.	✓	API MPMS 5
	Temperatura	N.A.	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	5/5	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.

En la Tabla 111 se muestran los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de cantidad en tanques estacionarios.

Tabla 111. Instrumentación tanques estacionarios Asogas/Colgas Yumbo.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Magnetel	SHERWOOD	10 - 80%	5%
			TAYLOR	5 - 95%	5%
	Flujo volumétrico o másico	Medidor de flujo	*	-	-
	Presión	Manómetro	ASTRO	0 - 60 psi	2,5 psi
			**	0 - 30 psi	0,5 psi
			**	0 - 20 psi	0,5 psi

*Instrumento presente en el carrotanque de llenado. No se tiene información sobre este instrumento.

**No se puede apreciar la marca de estos instrumentos.

En la Tabla 112 se muestran los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de cantidad en planta de envasado.

Tabla 112. Instrumentación planta de envasado Asogas/Colgas Yumbo.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Rotogage	REGO	2% a 100%	1%
		Magnetel	ROCHESTER GAUGES	5 a 95%	5%
	Flujo volumétrico o másico*	Medidor másico tipo coriolis	ACTARIS M200	14,5 a 1450 kg/min	0,1% del flujo
	Masa (medición estática)	Báscula electrónica	PROMETALICOS	0 a 100 kg	0,1 kg
	Temperatura	Termómetro	BOURDON HAENNI	25 a 125° F	2°F
	Presión	Manómetro	BOURDON HAENNI	0 a 300 psi	5 psi

*El medidor de flujo se utiliza en el llenado del tanque de la envasadora.

En la planta de envasado no se hace metrología a los instrumentos, se hace una comparación diaria con masas patrones de 20 y 50 kg. Las básculas se calibran anualmente por el Laboratorio de Metrología de Prometálicos.



Asogas/Colgas - Quibdó

Fecha Visita: 07/09/2012 **Tipo:** Planta de envasado **Elevación:** 35 msnm

Dirección/Ubicación: kilómetro 7 Vía Yuto

Coordenadas: Altitud 05°40'10" Norte, Latitud 76°38'35" Oeste

Descripción general

La planta de Asogas/Colgas Quibdó presta el servicio de distribuidor mediante una planta de envasado, la planta de envasado posee un tanque donde se almacena el GLP con una capacidad de 10.000 galones. El gas se suministra mediante carrotanques procedentes desde las plantas de Asogas/Colgas Manizales y Yumbo. Los cilindros se llenan en la plataforma de envasado de cilindros mediante cinco básculas de brazo, el indicador en el brazo se ubica en la cantidad de GLP deseada (tara + capacidad másica del envase), una vez el brazo alcanza el punto de equilibrio, mediante un disparador el flujo de GLP se corta, se planea sustituir las balanzas por un sistema Troya. Una vez lleno el cilindro se comprueba en una báscula electrónica.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para distribuidores, se analiza la información encontrada en la empresa en la Tabla 113 y en la Tabla 114 se muestran los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de cantidad en planta de envasado.

Tabla 113. Listado de chequeo Asogas/Colgas Quibdó.

Indicadores		Envasadoras	Norma relacionada.
Calidad	Odorización	x	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	p*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	*	API MPMS 5
	Masa (medición estática)	✓	API MPMS 5
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58

*Las plantas de Manizales y Yumbo cuentan con medidores másicos de flujo con el cual se determina el GLP entregado a la planta.

**La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.



Tabla 114. Instrumentación Asogas/Colgas Quibdó.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Rotogage	REGO ECII	1 a 100%	1%
	Masa (medición estática)	Báscula de brazo	PROMETALICOS	0 a 50 kg	0,2 kg
		Báscula electrónica*	LEXUS REGISTER	0 a 300 kg	0,1 kg
	Temperatura	Termómetro	MENGTE	-40 a 70 °C	2 °C
			BOURDON HAENNI	-5 a 50 °C	0,5 °C
	Presión	Manómetro	WINTERS	0 a 300 psi	5 psi

*La báscula electrónica es utilizada para comprobar el peso del cilindro envasado

Los laboratorios de calibración, elementos calibrados e intervalos de calibración pueden encontrarse en la Tabla 115.

Tabla 115. Laboratorios, parámetro calibrado e intervalo de calibración.

Laboratorio.	Parámetro	Intervalo
Laboratorio de metrología de la Universidad del Valle	Presión	12 meses
Laboratorio de metrología básculas Prometálicos S.A.	Masa	12 meses
Laboratorio de metrología básculas Prometálicos S.A.	Masa	12 meses
Metrologic Colombia	Temperatura	12 meses

*Las básculas son comprobadas diariamente con masas patrones de 10 y 20 kg.



Envagas - Puerto Salgar

Fecha Visita: 10/08/2012 **Tipo:** Planta de envasado Elevación: 199 msnm

Dirección/Ubicación: kilómetro 3 margen vía izquierda - Ecopetrol

Coordenadas: Altitud 05°27'08" Norte, Latitud 74°38'03" Oeste

Descripción general

La planta de Envagas Puerto Salgar presta el servicio de distribuidor mediante su planta de envasado, la planta de envasado posee un tanque en el que se almacena el GLP con una capacidad de 33.000 galones. El gas se lleva desde los tanques de la comercializadora mayorista mediante carro tanque hacia el tanque de almacenamiento de la envasadora. Los cilindros debidamente rotulados se llenan mediante ocho básculas de brazo, el indicador en el brazo se ubica en la cantidad de GLP deseada (tara + capacidad másica del envase), una vez el brazo alcanza el punto de equilibrio, mediante un disparador el flujo de GLP se corta. Una vez lleno el cilindro es comprobado en una báscula electrónica.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para distribuidores, se analiza la información encontrada en la empresa en la Tabla 116.

Tabla 116. Lista de chequeo indicadores Envagas Puerto Salgar.

Indicadores		Envasadoras	Norma relacionada
Calidad	Odorización	x	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	p*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo Volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Masa (Medición Estática)	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.

En la Tabla 117 se muestran los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de cantidad en la planta de envasado.

Tabla 117. Instrumentación Envagas Puerto Salgar.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Rotogage	REGO	1 a 100%	1%
	Flujo volumétrico o másico*	Medidor másico tipo coriolis	ACTARIS NEPTUNE 4D-MT	20 a 100 gpm	1 gpm
	Masa (medición estática)	Báscula de brazo	PROMETALICOS	0 a 50 kg	2 kg
		Báscula electrónica**	PROMETALICOS	0 a 500 kg	0,1kg
	Temperatura	Termómetro	USG	-40 a 70 °C	1 °C
	Presión	Manómetro	SECO	0 a 300 psi	5 psi

*El medidor de flujo se utiliza en el llenado del tanque de la envasadora.

** La báscula electrónica es usada para comprobar el peso de los cilindros.

Los laboratorios de calibración, elementos calibrados e intervalos de calibración se pueden encontrar en la Tabla 118.

Tabla 118. Laboratorios, parámetro calibrado e intervalo de calibración

Laboratorio.	Parámetro	Intervalo
ABC Metrología	Presión	12 meses
ABC Metrología	Temperatura	12 meses
METRYCOS	Masa*	12 meses

*Las básculas son comprobadas trimestralmente con masas patrones de 25 y 50 kg.



Provigas - San Andrés

Fecha Visita: 30/07/2012 **Tipo:** Planta de envasado Elevación: 0 msnm

Dirección/Ubicación: San Andrés Islas

Coordenadas: Altitud 12° 35' 48" Norte, Latitud 81° 41' 48" Oeste

Descripción general

Provigas dispone de un lote en la que se está construyendo una planta de almacenamiento de GLP con tres tanques con 42.000 litros de capacidad. La planta recibe tanques desde Vidagas Cartagena, que entrega un documento con las propiedades del GLP, la cantidad de GLP recibido corresponde al 90% del tanque. Después de trasladar el tanque desde el puerto a la planta de envasado, se procede al llenado de los tanques de almacenamiento en la planta. Para el llenado de gas en los cilindros PROVIGAS dispone de balanzas manuales suministradas por Prometálicos. En la plataforma de envasado de cilindros se encuentran 6 básculas de envasado.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para los distribuidores, se analiza la información encontrada en la empresa en la Tabla 119. La Tabla 120 resume los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de cantidad.

Tabla 119. Lista de chequeo de indicadores Provigas San Andrés.

Indicadores		Distribución	
		Envasadora	Normas relacionadas
Cantidad	Nivel (volumen)	P*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Masa (medición estática)	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.



Tabla 120. Instrumentación Provigas San Andrés.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (Volumen)	Magnetel	SHERWOOD	5 a 90%	5%
		Rotogage	YVES	0 a 100%	1%
	Flujo Volumétrico o másico	Medidor de flujo*	-	-	-
	Temperatura	Termómetro	ARO	- 40 a 160 °C	2 °C
	Presión	Manómetro	*	0 a 200 psi	5 psi
			DIXON	0 a 300 psi	5 psi

*No se tiene información sobre este medidor.

Calibración

En la planta no se hace metrología a los instrumentos, solamente se hace una comparación con masas patrón. El sistema de llenado se ajusta y calibra utilizando dichas masas. La planta cuenta con patrones de 20 kg para la calibración.



Vidagas - Cartagena

Fecha Visita: 13/09/2012 **Tipo:** Planta de envasado Elevación: 38 msnm

Dirección/Ubicación: kilómetro 10 Vía a Mamonal

Coordenadas: Altitud 10° 29' 01" Norte, Latitud 75° 27' 05" Oeste

Descripción general

Vidagas posee una planta envasadora de GLP en la ciudad de Cartagena, desde la cual se envían isotanques a la isla de San Andrés. En la plataforma de envasado de cilindros se encuentran 4 básculas de envasado, cada una se alimenta y gobierna por un sistema global de control y medición (Troya).

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas para los distribuidores, se analiza la información encontrada en la empresa en la Tabla 121. La Tabla 122 resume los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de cantidad.

Tabla 121. Lista de chequeo de indicadores Vidagas Cartagena.

Indicadores		Distribución	
		Envasadora	Normas relacionadas
Cantidad	Nivel (volumen)	p*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Masa (medición estática)	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.



Tabla 122. Instrumentación Vidagas Cartagena.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Magnetel	ROCHESTER	3 a 97%	1%
		Rotogage	REGO	1 a 100%	1%
	Flujo volumétrico o másico	Medidor de flujo másico tipo Coriolis	ACTARIS NEPTUNE	14,5 a 1450 kg/min	0,1% del flujo
	Temperatura	Termómetro	USG	-40 a 70 °C	1 °C
	Presión	Manómetro	LEHREN	0 a 300 psi	5 psi

Calibración

En la planta no se hace metrología a los instrumentos, solamente se hace una comparación con masas patrón. El sistema de llenado se ajusta y calibra utilizando dichas masas. La planta cuenta con patrones de 40 kg para la calibración.

Norgas - Cúcuta

Fecha Visita: 06/08/2012 **Tipo:** Tanques estacionarios Elevación: 356 msnm

Dirección/Ubicación: Av7 20 N-55 Av. Aeropuerto Zona Industrial, Cúcuta

Coordenadas: Altitud 07°53'51" Norte, Latitud 72°28'31" Oeste

Descripción General

La planta de Norgas Cúcuta presta el servicio de distribuidor mediante su planta de envasado y la distribución a tanques estacionarios. Se visitaron dos tanques de 90 galones, cinco tanques de 100 galones, tres tanques de 250 galones y tres tanques de 1.000 galones, para un total de trece tanques.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para distribuidores, se analiza la información encontrada en la empresa en la Tabla 123.

Tabla 123. Lista de chequeo indicadores Norgas Cúcuta*.

Indicadores		Tanques estacionarios**	Normas relacionadas
Cantidad	Nivel (volumen)	8/13***	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Presión	13/13	API MPMS 5 y NFPA 58

*El medidor de flujo es el instrumento utilizado para medir la cantidad de GLP entregado en el momento de llenado del tanque estacionario.

**Para tanques estacionarios se estable A/B donde A es el número de tanques que cumplen con el indicador y B es el número total de tanques, información más detallada de los tanques visitados puede encontrarse en el Anexo E.

***La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición.

La Tabla 124 muestra los elementos usados para la medición de los indicadores de cantidad.

Tabla 124. Instrumentación Norgas Cúcuta.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Magnetel	TAYLOR	5 - 95%	5%
	Flujo volumétrico o másico	Medidor de flujo másico**	*	-	-
	Presión	Manómetro	WEISS	0 - 300 psi	5 psi
			*	0 - 10 kg/cm ²	0,2 kg/cm ²

*La marca no es visible. ** Este dispositivo de medición se encuentra en el carro tanque. No se posee información adicional del medidor.

Asogas/Colgas - Mosquera

Fecha Visita: 05/07/2012 **Tipo:** Planta de envasado **Elevación:** 2551 msnm

Dirección/Ubicación: kilómetro 7 vía a Mondoñedo

Coordenadas: Altitud 04°41'14" Norte, Latitud 74°15'02" Oeste

Descripción general

Asogas/Colgas Mosquera presta el servicio de distribuidor mediante una planta de envasado, posee un tanque donde se almacena el GLP con una capacidad de 10.000 galones. El gas se suministra mediante carrotanques procedentes de la planta de Ecopetrol Mansilla. Los cilindros se llenan en la plataforma de envasado mediante cinco básculas de brazo, el indicador en el brazo se ubica en la cantidad de GLP deseada (tara + capacidad másica del envase), una vez el brazo alcanza el punto de equilibrio mediante un disparador el flujo de GLP se corta. Una vez lleno el cilindro se comprueba en una báscula electrónica.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Tomando como referencia las recomendaciones dadas previamente para distribuidores, se analiza la información encontrada en la empresa en la Tabla 125.

Tabla 125. Listado de chequeo Asogas/Colgas Mosquera.

Indicadores		Envasadoras	Norma relacionada
Calidad	Odorización	x	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	p*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Masa (medición estática)	✓	API MPMS 5
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.

En la Tabla 126 se muestran los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de cantidad en la planta de envasado.



Tabla 126. Indicadores Asogas/Colgas Mosquera.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Rotogage	REGO ECII	1 a 100%	1%
	Flujo másico	Medidor de masa tipo coriolis	ACTARIS MODELO RML 2.000	30 L/min a 310 L/min	
	Masa (medición estática)	*	-	-	-
	Temperatura	Termómetro	TREN	-20 a 120 °C	1 °C
	Presión	Manómetro	WIRAR	0 a 300 psi	5 psi

*No se tiene información acerca de este instrumento.



Inprogas - San Gil

Fecha Visita: 03/08/2012 **Tipo:** Distribución por redes Elevación: 1285 msnm

Dirección/Ubicación: San Gil (Santander), cabecera municipal

Coordenadas: Altitud 06° 33' 51" Norte, Latitud 73° 07' 51" Oeste

Descripción general

La empresa Inprogas cuenta con una estación de distribución de GLP por redes en el municipio de San Gil: Rojas Pinilla. Esta estación cuenta con una capacidad de almacenamiento total de 2.000 galones para atender una demanda actual de 513 usuarios (de los cuales se visitaron 4 usuarios). La estación cuenta con dos tanques de almacenamiento de 1.000 galones para un total de 2.000 galones. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio se ha establecido en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (esto además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones, ninguno cuenta con un sistema de refrigeración. La presión de operación mínima en la red de distribución es 21,3 psi.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Basado en las recomendaciones dadas en el informe uno, para comercializadores minoristas, se analiza la información encontrada en la empresa. Un resumen de este análisis se muestra en la Tabla 127.

Tabla 127. Lista de chequeo de indicadores Inprogas San Gil.

Indicadores		Distribución por redes	Normas relacionadas
Calidad	Odorización	x	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	P*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	x	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.

Los elementos usados para la medición de los indicadores se muestran en la Tabla 128.

Tabla 128. Instrumentación Inprogas San Gil-

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (Volumen)	Magnetel	ROCHESTER	5-95%	5%
	Flujo Volumétrico	Medidor de flujo*	METREX	0,016 a 2,5 m ³ /h	
			YAZAKI	0,016 a 2,5 m ³ /h	
	Presión	Manómetro	BOURDON HAENNI	0 a 300 psi	10 psi
			BOURDON HAENNI	0 a 30 psi	1 psi

*No se realiza corrección automática del volumen.

Calibración

En cuanto a los procedimientos de calibración de los instrumentos de medición, la empresa INPROGAS no presentó información relacionada con este ítem.



Inprogas – Charalá

Fecha Visita: 03/08/2012 **Dirección/Ubicación:** Charalá (Santander), cabecera municipal

Tipo: Distribución por redes

Coordenadas: Altitud 06° 18' 42" Norte, Latitud 73° 10' 52" Oeste

Elevación: 1600 msnm

Descripción general

La empresa Inprogas cuenta con una estación de distribución de GLP por redes en el municipio de Charalá: Apícola. Esta estación cuenta con una capacidad de almacenamiento total de 2.000 galones para atender una demanda actual de 991 usuarios (de los cuales se visitaron 11 usuarios). La estación cuenta con dos tanques de almacenamiento de 1.000 galones para un total de 2.000 galones. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio se ha establecido en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (esto además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración. La presión de operación mínima en la red de distribución es 21,3 psi.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Basado en las recomendaciones dadas en el informe uno, para comercializadores minoristas, se analiza la información encontrada en la empresa. Un resumen de este análisis se muestra en la Tabla 129.

Tabla 129. Lista de chequeo de indicadores Inprogas Charalá.

Indicadores		Distribución por redes	Normas relacionadas
Calidad	Odorización	X	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	x	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	X	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

La Tabla 130 resume los elementos usados para la medición de los indicadores de cantidad.

Tabla 130. Listado de procedimientos de calibración Inprogas Charalá.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (Volumen)	Magnetel	ROCHESTER	5-95%	5%
	Flujo volumétrico	Medidor de flujo*	METREX	0,016 a 2,5 m ³ /h	
			YAZAKI	0,016 a 2,5 m ³ /h	
	Presión	Manómetro	BOURDON HAENNI	0 a 300 psi	10 psi
			BOURDON HAENNI	0 a 30 psi	1 psi

*El instrumento no realiza corrección automática del volumen.

Calibración

En cuanto a los procedimientos de calibración de los instrumentos de medición, la empresa Inprogas no presentó información relacionada con este ítem.



Nacional de Servicios Públicos Domiciliarios S.A. - Socorro

Fecha Visita: 03/08/2012 **Tipo:** Distribución por redes Elevación: 1247 msnm

Dirección/Ubicación: Socorro (Santander), cabecera municipal

Coordenadas: Altitud 06° 27' 36" Norte, Latitud 73° 15' 32" Oeste

Descripción general

La empresa Nacional de Servicios Públicos Domiciliarios S.A (NSP) cuenta con una estación de distribución de GLP por redes en el municipio de Socorro: Finca Villa Juliana. Esta estación tiene una capacidad de almacenamiento total de 2.000 galones para atender una demanda actual de 555 usuarios (de los cuales se visitaron 7 usuarios). La estación cuenta con dos tanques de almacenamiento de 1.000 galones para un total de 2.000 galones. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio se ha establecido en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (esto además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Dado que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración. La presión de operación mínima en la red de distribución es 21,3 psi.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Basado en las recomendaciones dadas en el informe uno, para comercializadores minoristas, se analiza la información encontrada en la empresa. Un resumen de este análisis se muestra en la Tabla 131.

Tabla 131. Listado de chequeo de indicadores Nacional De Servicios Públicos Socorro.

Indicadores		Distribución por redes	Normas relacionadas
Calidad	Odorización	x	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	p*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	X	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.



La Tabla 132 resume los elementos usados para la medición de los indicadores de cantidad.

Tabla 132. Instrumentación Nacional de Servicios Públicos Socorro.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Rotogage	TAYLOR	5-95%	5%
	Flujo Volumétrico	Medidor de flujo*	GTEC	0,016 a 2,5 m ³ /h	
			AMERICAN	0 a 12 m ³ /h	
	Presión	Manómetro	GASLI	0 a 160 psi	5 psi
			ROYAL GAUGE	0 a 160 psi	5 psi

*El instrumento no realiza corrección automática del volumen.

Calibración

En cuanto a los procedimientos de calibración de los instrumentos de medición, la empresa no presentó información relacionada con este ítem.



Norgas - Charalá

Fecha Visita: 03/08/2012 **Tipo:** Distribución por redes Elevación: 1600 msnm

Dirección/Ubicación: Charalá (Santander), cabecera municipal

Coordenadas: Altitud 06° 18' 42" Norte, Latitud 73° 10' 52" Oeste

Descripción general

La empresa Norgas cuenta con una estación de distribución de GLP en el municipio de Charalá. Esta estación posee dos tanques con capacidad nominal de 3.785 l cada uno y con presiones de operación nominales de 250 psi. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio se ha establecido en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (esto además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración. La presión de operación mínima en la red de distribución es 21,3 psi.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Basado en las recomendaciones dadas para comercializadores minoristas, se analiza la información encontrada en la empresa. Un resumen de este análisis se muestra en la Tabla 133.

Tabla 133. Lista de chequeo de indicadores Norgas Charalá.

Indicadores		Distribución por redes	Normas relacionadas
Calidad	Odorización	X	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	P*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	X	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.



La Tabla 134 resume los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de cantidad.

Tabla 134. Instrumentación Norgas Charalá.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Magnetel	ROCHESTER	5-95%	5%
	Flujo volumétrico	Medidor de flujo*	METREX	0,016 a 2,5 m ³ /h	
			YAZAKI	0,016 a 2,5 m ³ /h	
	Presión	Manómetro	BOURDON HAENNI	0 a 300 psi	10 psi

*El instrumento no realiza corrección automática del volumen.

Calibración

En cuanto a los procedimientos de calibración de los instrumentos de medición, la empresa Norgas no presentó información relacionada con este ítem.



Norgas - San Gil

Fecha Visita: 03/08/2012 Elevación: 1285 msnm

Dirección/Ubicación: San Gil (Santander), cabecera municipal

Tipo: Tanques estacionarios y sistemas de distribución de GLP por redes

Coordenadas: Altitud 06° 33' 51" Norte, Latitud 73° 07' 51" Oeste

Descripción general

La empresa Norgas cuenta con diferentes clientes de GLP en el municipio de San Gil. Estos clientes son generalmente residenciales (edificios con varios usuarios) y comerciales.

Cada tanque instalado en el lugar de los clientes tiene:

- Capacidad nominal de 300 gal y presión nominal de 250 psi.
- Capacidad nominal de 120 gal y presión nominal de 195 psi.
- Capacidad nominal de 120 gal y presión nominal de 200 psi.
- Capacidad nominal de 1.000 gal y presión nominal de 250 psi.

El último tanque cuenta con un medidor de flujo tipo AL425 a la salida del mismo y su medición es contrastada posteriormente con la suma de las mediciones de todos los contadores conectados a la red correspondiente.

La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio se ha establecido en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (esto además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración. La presión de operación mínima en la red de distribución es 21,3 psi.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Basado en las recomendaciones dadas en el informe uno, para comercializadores minoristas, se analiza la información encontrada en la empresa. Un resumen de este análisis se muestra en la Tabla 135.

Tabla 135. Lista de chequeo de indicadores Norgas San Gil.

Indicadores		Distribución por redes	Normas relacionadas
Calidad	Odorización	X	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	P*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	X	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.

La Tabla 136 resume los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de cantidad.

Tabla 136. Instrumentación Norgas San Gil.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Magnetel	ROCHESTER	5 - 95%	5%
	Flujo volumétrico	Medidor de flujo*	METREX	0,016 a 2,5 m ³ /h	
			REMUS 3G 1.6		
	Presión	Manómetro	BOURDON HAENNI	0 a 300 psi	10 psi
			BOURDON HAENNI	0 a 400 psi	10 psi

*El instrumento no realiza corrección automática del volumen.

Calibración

En cuanto a los procedimientos de calibración de los instrumentos de medición, la empresa Inprogas no presentó información relacionada con este ítem.



Norgas - Villa Nueva

Fecha Visita: 03/08/2012 Elevación: 1461 msnm

Dirección/Ubicación: Villa Nueva (Santander), cabecera municipal

Tipo: Tanques estacionarios y sistemas de distribución de GLP por redes

Coordenadas: Altitud 06° 40' 17" Norte, Latitud 73° 10' 29" Oeste

Descripción general

La empresa Norgas cuenta con una estación de distribución de GLP en el municipio de Villa Nueva. Esta estación cuenta con dos tanques con capacidades de 2.000 galones cada uno, con presiones de operación nominales de 250 psi. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio se ha establecido en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (esto además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración. La presión de operación mínima en la red de distribución es 21,3 psi.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Basado en las recomendaciones dadas en el informe uno, para comercializadores minoristas, se analiza la información encontrada en la empresa. Un resumen de este análisis se muestra en la Tabla 137.

Tabla 137. Lista de chequeo indicadores Norgas Villa Nueva.

Indicadores		Distribución por redes	Normas relacionadas
Calidad	Odorización	x	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (VOLUMEN)	p*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	X	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.



Los elementos usados para la medición de los indicadores se muestran en la Tabla 138.

Tabla 138. Instrumentación Norgas Villa Nueva.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Magnetel	ROCHESTER	5-95%	5%
	Flujo volumétrico	Medidor de flujo	YAZAKI*	0,016 a 2,5 m ³ /h	
	Presión	Manómetro	BOURDON HAENNI	0 a 300 psi	10 psi

*El instrumento no realiza corrección automática del volumen.

Calibración

En cuanto a los procedimientos de calibración de los instrumentos de medición, la empresa Norgas no presentó información relacionada con este ítem.



Proviservicios - El Playón

Fecha Visita: 31/07/2012 **Tipo:** Distribución por redes Elevación: 1692 msnm

Dirección/Ubicación: El Playón (Santander), cabecera municipal

Coordenadas: Altitud 07° 29' 59" Norte, Latitud 73° 07' 60" Oeste

Descripción general

La empresa cuenta con una estación de distribución de GLP por redes en el municipio de El Playón: La Durana. Esta estación cuenta con una capacidad de almacenamiento total de 8.000 galones para atender una demanda actual de 1.300 usuarios (de los cuales se visitaron 16). La estación cuenta con dos tanques de almacenamiento de 2.000 galones y un tanque de 4.000 galones para un total de 8.000 galones. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio se ha establecido en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (esto además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración. La presión de operación mínima en la red de distribución es 21,3 psi.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Basado en las recomendaciones dadas en el informe uno, para comercializadores minoristas, se analiza la información encontrada en la empresa. Un resumen de este análisis se muestra en la Tabla 139.

Tabla 139. Lista de chequeo de indicadores Proviservicios El Playón.

Indicadores		Distribución por redes	Normas relacionadas
Calidad	Odorización	X	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	p*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo Volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.



La Tabla 140 resume los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de cantidad.

Tabla 140. Instrumentación proviservicios El Playón.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Magnetel	TAYLOR	5 a 95%	5%
		Rotogage	ECII	0 100%	1%
	Flujo volumétrico	Medidor de flujo*	METREX	0,016 a 2,5 m ³ /h	
	Presión	Manómetro	WINTERS	0 a 300 psi	5 psi
	Temperatura	Termómetro	WIKA	-40 a 50 °C	1 °C

*El instrumento no realiza corrección automática del volumen.

Calibración

En cuanto a los procedimientos de calibración de los instrumentos de medición, la empresa Proviservicios no presentó información relacionada con este ítem.



Proviservicios - Málaga

Fecha Visita: 01/08/2012 **Tipo:** Distribución por redes Elevación: 2205 msnm

Dirección/Ubicación: Málaga (Santander), cabecera municipal

Coordenadas: Altitud 06° 42' 00" Norte, Latitud 72° 43' 53" Oeste

Descripción general

La empresa Proviservicios cuenta con una estación de distribución de GLP por redes en el municipio de Málaga: La Colina. Esta estación cuenta con una capacidad de almacenamiento total de 8.000 gal para atender una demanda actual de 422 usuarios (de los cuales se visitaron 7). La estación cuenta con dos tanques de almacenamiento de 2.000 galones y un tanque de 4.000 galones para un total de 8.000 galones. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es del 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio se ha establecido en el plan de calidad interno como del 30% de la capacidad nominal (esto además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración. La presión de operación mínima en la red de distribución es 21,3 psi.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Basado en las recomendaciones dadas en el informe uno, para comercializadores minoristas, se analiza la información encontrada en la empresa. Un resumen de este análisis se muestra en la Tabla 141.

Tabla 141. Lista de chequeo de indicadores Proviservicios Málaga.

Indicadores		Distribución por redes	Normas relacionadas
Calidad	Odorización	x	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	p*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.



La Tabla 142 resume los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de calidad y cantidad.

Tabla 142. Indicadores Proviservicios Málaga.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Magnetel	TAYLOR	5 a 95%	5%
		Rotogage	ECII	0 100%	1%
	Flujo volumétrico	Medidor de flujo*	METREX	0,016 a 2,5 m ³ /h	
			DANSUNG	0,016 a 2,5 m ³ /h	
	Presión	Manómetro	WINTERS	0 a 300 psi	5 psi
	Temperatura	Termómetro	WIKA	-40 a 50 °C	1 °C

*El instrumento no realiza corrección automática del volumen.

Calibración

En cuanto a los procedimientos de calibración de los instrumentos de medición, la empresa Inprogas no presentó información relacionada con este ítem.



Proviservicios - Zapatoca

Fecha Visita: 31/07/2012 **Tipo:** Distribución por redes Elevación: 1729 msnm

Dirección/Ubicación: Zapatoca (Santander), cabecera municipal

Coordenadas: Altitud 06° 49' 34" Norte, Latitud 73° 15' 53" Oeste

Descripción general

La empresa Proviservicios cuenta con dos estaciones de distribución de GLP por redes en el municipio de Zapatoca: Gachaneque y San Vicentico. Estas estaciones cuentan con una capacidad de almacenamiento total de 16.000 galones. (8.000 galones en cada estación) para atender una demanda actual de 1.672 usuarios (de los cuales se visitaron 24). Cada estación cuenta con dos tanques de almacenamiento de 2.000 galones y un tanque de 4.000 galones para un total de 8.000 galones. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio se ha establecido en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración. La presión de operación mínima en la red de distribución es 21,3 psi.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Basado en las recomendaciones dadas en el informe uno, para comercializadores minoristas, se analiza la información encontrada en la empresa. Un resumen de este análisis se muestra en la Tabla 143.

Tabla 143. Lista de chequeo de indicadores Proviservicios Zapatoca.

Indicadores		Distribución por redes	Normas relacionadas
Calidad	Odorización	x	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	p*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.

La Tabla 144 resume los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de calidad y cantidad.

Tabla 144. Instrumentación Proviservicios Zapatoca.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Rotogage	ECII	0 a 100%	1%
	Flujo volumétrico	Medidor de flujo*	METREX	0,016 a 2,5 m ³ /h	
	Presión	Manómetro	ROYAL GAUGE	0 a 300 psi	5 psi
	Temperatura	Termómetro	WIKA	-40 a 50 °C	1 °C

*El instrumento no realiza corrección automática del volumen.

Calibración

En cuanto a los procedimientos de calibración de los instrumentos de medición, la empresa Proviservicios no presentó información relacionada con este ítem.

Observaciones

Existe un sistema de regulación de presión a la salida de los tanques con sus respectivos manómetros. Se realiza una disminución de la presión mediante una válvula de estrangulamiento para garantizar la fase gaseosa del GLP durante la distribución. En algunas ocasiones la configuración se realiza en serie, mientras que en otras plantas más nuevas la instalación es realizada en paralelo para permitir las labores de mantenimiento.



Surcolombiana de Gas S.A. E.S.P. Palestina

Fecha Visita: 09/08/2012 **Tipo:** Distribución por redes Elevación: 1552 msnm

Dirección/Ubicación: Palestina (Huila), cabecera municipal

Coordenadas: Altitud 01° 43' 19" Norte, Latitud 76° 08' 39" Oeste

Descripción general

Propanoducto urbano domiciliario de combustible gas licuado del petróleo (GLP o gas propano) por redes físicas de distribución (propanoducto), diseñadas para operar también con gas natural. Esta red está compuesta por 257 usuarios, los cuales son abastecidos por un tanque de 3.070 galones ubicado en la cabecera municipal. Este tanque, en promedio y de acuerdo con la demanda, se abastece cada 15 días mediante un camión cisterna.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Basado en las recomendaciones dadas en el informe uno, para comercializadores minoristas, se analiza la información encontrada en la empresa. Un resumen de este análisis se muestra en la Tabla 145.

Tabla 145. Lista de chequeo de indicadores Surcolombiana de Gas Palestina.

Indicadores		Distribución por redes	Normas relacionadas
Calidad	Odorización	x	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	p*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	x	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.

La Tabla 146 resume los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de calidad y cantidad.



Tabla 146. Instrumentación Surcolombiana de Gas Palestina.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Magnetel	TAYLOR PRODUCTS	5-94%	5%
	Flujo volumétrico	Medidor de flujo*	METREX	0,016 a 2,5 m ³ /h	
	Presión	Manómetro	WIKA	0 a 300 psi	5 psi

*El instrumento no realiza corrección automática del volumen.

Calibración

En cuanto a los procedimientos de calibración de los instrumentos de medición, la empresa Surcolombiana de Gas S.A. E.S.P. no presentó información relacionada con este ítem.



Proviservicios - Rio de Oro

Fecha Visita: 31/07/2012 **Tipo:** Distribución por redes Elevación: 1261 msnm

Dirección/Ubicación: Rio de Oro (Cesar), cabecera municipal

Coordenadas: Altitud 08° 18' 00" Norte, Latitud 73° 23' 30" Oeste

Descripción general

La empresa Proviservicios cuenta con dos estaciones de distribución de GLP por redes en el municipio de Rio de Oro. Estas estaciones cuentan con una capacidad de almacenamiento total de 16.000 galones (8.000 galones en cada estación) para atender una demanda actual de 1.672 usuarios (de los cuales se visitaron 20). Cada estación cuenta con dos tanques de almacenamiento de 2.000 galones y un tanque de 4.000 galones para un total de 8.000 galones. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio se ha establecido en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración. La presión de operación mínima en la red de distribución es 21,3 psi.

Estado actual en relación con los parámetros de calidad y cantidad

Basado en las recomendaciones dadas en el informe uno, para comercializadores minoristas, se analiza la información encontrada en la empresa. Un resumen de este análisis se muestra en la Tabla 147.

Tabla 147. Lista de chequeo de indicadores Proviservicios Rio de Oro.

Indicadores		Distribución por redes	Normas relacionadas
Calidad	Odorización	x	ASTM D-5305
Cantidad	Nivel (volumen)	p*	API MPMS 3 y NFPA 58
	Flujo volumétrico o másico	✓	API MPMS 5
	Temperatura	✓	API MPMS 7 y NFPA 58
	Presión	✓	API MPMS 5 y NFPA 58

*La empresa posee instrumentos de medición de nivel, pero estos no cumplen con estándares internacionales de medición. Por lo cual se dará por cumplido parcialmente.

La Tabla 148 resume los instrumentos utilizados para la medición de los indicadores de cantidad.

Tabla 148. Instrumentación Proviservicios Rio de Oro.

Indicadores		Elemento de medida	Marca	Rango	Precisión
Cantidad	Nivel (volumen)	Rotogage	ECII	0 a 100%	1%
	Flujo volumétrico	Medidor de flujo*	METREX	0,016 a 2,5 m ³ /h	
	Presión	Manómetro	ROYAL GAUGE	0 a 300 psi	5 psi
	Temperatura	Termómetro	WIKA	-40 a 50 °C	1 °C

*El instrumento no realiza corrección automática del volumen.

Calibración

En cuanto a los procedimientos de calibración de los instrumentos de medición, la empresa Proviservicios no presentó información relacionada con este ítem.

Observaciones

Existe un sistema de regulación de presión a la salida de los tanques con sus respectivos manómetros. Se realiza una disminución de la presión mediante una válvula de estrangulamiento para garantizar la fase gaseosa del GLP durante la distribución. En algunas ocasiones la configuración se realiza en serie mientras que en otras plantas más nuevas la instalación se realiza en paralelo para permitir las labores de mantenimiento.

3. Comparación de parámetros de medición establecidos en el Informe con los aplicados por cada empresa

A continuación se muestra el cumplimiento o incumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad establecidos en el Informe, correspondiente a cada agente y discriminado por empresa.

Se aclara que un “Si” se refiere a que la empresa posee un elemento de medida que se encuentra bajo normatividad internacional; “P”, la empresa posee un elemento de medida que no se encuentra bajo normatividad internacional; “No”, no poseer un elemento de medida para el indicador, y cuando se presenta excepciones establecidas, se utiliza “N.A.” (no aplica).

a. Comercializadores mayoristas

En la Tabla 149 se muestra el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad correspondiente a los comercializadores mayoristas (productores e importadores).

Tabla 149. Indicadores para productores e importadores.

Empresa	Calidad											Cantidad				
	Corrosión tira de cobre	Contenido de azufre	Densidad relativa	Volatilidad	Residuos	Odorización	presión de vapor	Sequedad	% sulfuro de hidrógeno	Poder calorífico	Composición	Nivel	Flujo Volumétrico o másico	Masa	Temperatura	Presión
Ecopetrol Barrancabermeja	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si	N.A.	Si	N.A.	Si	Si
Ecopetrol - Cartagena	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si	N.A.	Si	N.A.	Si	Si

En la Tabla 150 se muestra el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad correspondiente a los comercializadores.

Tabla 150. Cumplimiento de Indicadores

Empresa	Calidad				Cantidad			
	Densidad relativa	Odorización	Poder calorífico	Composición	Nivel	Flujo Volumétrico o másico	Temperatura	Presión
VIDAGAS - MANIZALES	Si	No	No	No	P	Si	Si	Si
VIDAGAS - CÚCUTA	Si	No	No	No	P	No	Si	Si
ASOGAS/COLGAS - MOSQUERA	Si	No	No	No	P	Si	Si	Si
ASOGAS/COLGAS - YUMBO	No	No	No	No	P	Si	Si	Si
ENVAGAS - PUERTO SALGAR	No	No	No	No	P	Si	Si	Si

b. Transportadores

En la Tabla 151 se muestra el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad correspondiente a los transportadores.

Tabla 151. Indicadores para transportadores.

Empresa	Calidad					Cantidad				
	Densidad relativa	Odorización	Sequedad	Poder calorífico	Composición	Nivel (volumen)	Flujo Volumétrico o másico	Temperatura	Presión	
Ecopetrol – YUMBO	Si	No	No	No	No	Si	Si	Si	Si	
Ecopetrol – MANSILLA	Si	No	No	No	No	Si	Si	Si	Si	

c. Distribuidores

En la Tabla 152 se muestra el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad correspondiente a los distribuidores (tanques estacionarios).

Tabla 152. Cumplimiento de Indicadores. Tanques estacionarios

Empresa	Cantidad		
	Nivel (volumen)	Flujo Volumétrico o másico	Presión
VIDAGAS - YUMBO	P	Si	No
VIDAGAS - MANIZALES	P	Si	si
ASOGAS/COLGAS - BOGOTÁ	P	Si	p*
VIDAGAS - BOGOTÁ	P	Si	p*
COLGAS - SAN FRANCISCO	P	Si	Si
ASOGAS/COLGAS - MANIZALES	P	Si	p*
ASOGAS/COLGAS - YUMBO	P	Si	Si
NORGAS - GIRÓN	P	p**	Si
NORGAS - CÚCUTA	P	Si	Si

*Cumple parcialmente ya que solo un porcentaje de los tanques poseen medidor.

**No se tiene información del medidor instalado por lo que se considera como cumplido parcialmente.

En la Tabla 153 se muestra el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad correspondiente a los distribuidores (plantas de envasado).

Tabla 153. Cumplimiento de Indicadores en plantas de envasado.

Empresa	Calidad	Cantidad				
	Odorización	Nivel (volumen)	Flujo volumétrico o másico	Masa (medición Estática)	Temperatura	Presión
VIDAGAS - MANIZALES	No	P	Si	Si	Si	Si
VIDAGAS - CAUCASIA	No	P	p*	Si	Si	Si
CHILCO - MARINILLA	No	P	Si	Si	Si	Si
CHILCO - PUERTO SALGAR	No	P	Si	Si	Si	Si
COLGAS - SALDAÑA	No	P	p*	Si	Si	Si
ASOGAS/COLGAS - YUMBO	No	P	Si	Si	Si	Si
ENVAGAS - PUERTO SALGAR	No	P	Si	Si	Si	Si
PROVIGAS - SAN ANDRÉS	No	P	Si	Si	Si	Si
NORGAS - GIRÓN	No	Si	Si	Si	Si	Si
VIDAGAS - CÚCUTA	No	P	p*	Si	Si	Si
ASOGAS/COLGAS - QUIBDÓ	No	P	p*	Si	Si	Si
VIDAGAS - CARTAGENA	No	P	Si	Si	Si	Si
ASOGAS/COLGAS - MOSQUERA	No	P	Si	Si	Si	Si

*No se posee información adicional de los medidores de flujo.

En la Tabla 154 se muestra el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad correspondiente a los distribuidores por redes.

Tabla 154. Cumplimiento de Indicadores para distribución por redes.

Empresa	Calidad	Cantidad			
	Odorización	Nivel (volumen)	Flujo Volumétrico o másico	Temperatura	Presión
SURGAS - PALESTINA	No	P	No	No	Si
NORGAS - CHARALÁ	No	P	No	No	Si
NORGAS - SAN GIL	No	P	Si	No	Si
NORGAS - VILLA NUEVA	No	P	Si	No	Si
INPROGAS - CHARALÁ	No	P	Si	No	Si
INPROGAS - SAN GIL	No	P	Si	No	Si
NACIONAL DE SERVICIOS PÚBLICOS - SOCORRO	No	P	Si	No	Si
PROVISERVICIOS - EL PLAYÓN	No	P	Si	Si	Si
PROVISERVICIOS - MÁLAGA	No	P	Si	Si	Si
PROVISERVICIOS - ZAPATOCA	No	P	Si	Si	Si
PROVISERVICIOS - RIO DE ORO	No	P	Si	Si	Si

4. Evaluación (diagnóstico)

Después de hacer la comparación entre las empresas correspondientes a cada agente, se hace un diagnóstico en el que se muestra de forma cuantitativa el cumplimiento total, cumplimiento parcial o incumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad de dichos agentes.

Se aclara que el cumplimiento total se define como poseer un elemento de medida que se encuentra bajo normatividad internacional; cumplimiento parcial como poseer un elemento de medida que no se encuentra bajo normatividad internacional y el no cumplimiento como no poseer un elemento de medida para el indicador. Salvo las excepciones establecidas en las tablas.

a. Comercializadores mayoristas

En la Tabla 155 se aprecia el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad de las empresas correspondientes a los comercializadores mayoristas (productores e importadores). El cumplimiento total, cumplimiento parcial o no cumplimiento se presenta de la forma A/B, donde A es el número de indicadores cumplidos y B es el número total de indicadores que deberían cumplirse.

Tabla 155. Productores e importadores, cumplimiento por empresa.

Empresa	Calidad			Cantidad		
	Cumple totalmente	Cumple parcialmente	No cumple	Cumple totalmente	Cumple parcialmente	No cumple
Ecopetrol Barrancabermeja	10/11	0/11	1/11	3/3	0/3	0/3
Ecopetrol Cartagena	10/11	0/11	1/11	3/3	0/3	0/3

La Tabla 156 muestra el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad. Se presenta en la forma A/B, donde A es el número de empresas que cumplen con el indicador y B es el número total de empresas.

Tabla 156. Productores e importadores, cumplimiento por indicador.

Indicador		Cumplimiento		
		Cumple totalmente	Cumple parcialmente	No cumple
Calidad	Corrosión tira de cobre	2/2	0/2	0/2
	Contenido de azufre	2/2	0/2	0/2
	Densidad relativa	2/2	0/2	0/2
	Volatilidad	2/2	0/2	0/2
	Residuos	2/2	0/2	0/2
	Odorización	2/2	0/2	0/2
	Presión de vapor	2/2	0/2	0/2
	Sequedad	2/2	0/2	0/2
	% sulfuro de hidrógeno	2/2	0/2	0/2
	Poder calorífico	0/2	0/2	2/2
	Composición	2/2	0/2	0/2
Cantidad	Nivel	N.A.	N.A.	N.A.
	Flujo volumétrico o másico	2/2	0/2	0/2
	Masa	N.A.	N.A.	N.A.
	Temperatura	2/2	0/2	0/2
	Presión	2/2	0/2	0/2

En la Tabla 157 se aprecia el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad de las empresas correspondientes a los comercializadores mayoristas (comercializadores). El cumplimiento total, cumplimiento parcial o no cumplimiento se presenta de la forma A/B, donde A es el número de indicadores cumplidos y B es el número total de indicadores que deberían cumplirse.

Tabla 157. Comercializadores, cumplimiento por empresa.

Empresa	Calidad			Cantidad		
	Cumple totalmente	Cumple parcialmente	No cumple	Cumple totalmente	Cumple parcialmente	No cumple
VIDAGAS - MANIZALES	1/4	0/4	3/4	3/4	1/4	0/4
VIDAGAS - CÚCUTA	1/4	0/4	3/4	2/4	1/4	1/4
ASOGAS/COLGAS MOSQUERA	1/4	0/4	3/4	3/4	1/4	0/4
ASOGAS/COLGAS YUMBO	0/4	0/4	4/4	3/4	1/4	0/4
ENVAGAS - PUERTO SALGAR	0/4	0/4	4/4	3/4	1/4	0/4

La Tabla 158 muestra el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad. Se presenta en la forma A/B, donde A es el número de empresas que cumplen con el indicador y B es el número total de empresas.

Tabla 158. Comercializadores, cumplimiento por indicador.

Indicador		Cumplimiento		
		Cumple totalmente	Cumple parcialmente	No cumple
Calidad	Densidad relativa	3/5	0/5	2/5
	Odorización	0/5	0/5	5/5
	Poder calorífico	0/5	0/5	5/5
	Composición	0/5	0/5	5/5
Cantidad	Nivel	0/5	5/5	0/5
	Flujo Volumétrico o másico	4/5	0/5	1/5
	Temperatura	5/5	0/5	0/5
	Presión	5/5	0/5	0/5

b. Transportadores

En la Tabla 159 se aprecia el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad de las empresas correspondientes a los comercializadores mayoristas (transportadores). El cumplimiento total, cumplimiento parcial o no cumplimiento se presenta de la forma A/B, donde A es el número de indicadores cumplidos y B es el número total de indicadores que deberían cumplirse.

Tabla 159. Transportadores. Cumplimiento por empresa.

Empresa	Calidad			Cantidad		
	Cumple totalmente	Cumple parcialmente	No cumple	Cumple totalmente	Cumple parcialmente	No cumple
Ecopetrol - YUMBO	1/5	0/5	4/5	4/4	0/4	0/4
Ecopetrol - MANSILLA	1/5	0/5	4/5	4/4	0/4	0/4

La Tabla 160 muestra el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad. Se presenta en la forma A/B, donde A es el número de empresas que cumplen con el indicador y B es el número total de empresas.

Tabla 160. Transportadores, cumplimiento por indicador.

Indicador		Cumplimiento		
		Cumple totalmente	Cumple parcialmente	No cumple
Calidad	Densidad relativa	2/2	0/2	0/2
	Odorización	0/2	0/2	2/2
	Sequedad	0/2	0/2	2/2
	Poder calorífico	0/2	0/2	2/2
	Composición	0/2	0/2	2/2
Cantidad	Nivel	2/2	0/2	0/2
	Flujo Volumétrico o másico	2/2	0/2	0/2
	Temperatura	2/2	0/2	0/2
	Presión	2/2	0/2	0/2

c. Distribuidores

En la Tabla 161 se aprecia el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad de las empresas correspondientes a los distribuidores (plantas de envasado). El cumplimiento total, cumplimiento parcial o no cumplimiento se presenta de la forma A/B, donde A es el número de indicadores cumplidos y B es el número total de indicadores que deberían cumplirse.

Tabla 161. Cumplimiento por empresas, plantas de envasado.

Empresa	Calidad			Cantidad		
	Cumple totalmente	Cumple parcialmente	No cumple	Cumple totalmente	Cumple parcialmente	No cumple
VIDAGAS – MANIZALES	0/1	0/1	1/1	4/5	1/5	0/5
VIDAGAS – CAUCASIA	0/1	0/1	1/1	3/5	2/5	0/5
CHILCO – MARINILLA	0/1	0/1	1/1	4/5	1/5	0/5
CHILCO - PUERTO SALGAR	0/1	0/1	1/1	4/5	1/5	0/5
COLGAS – SALDAÑA	0/1	0/1	1/1	4/5	1/5	0/5
ASOGAS/COLGAS - YUMBO	0/1	0/1	1/1	4/5	1/5	0/5
ENVAGAS - PUERTO SALGAR	0/1	0/1	1/1	4/5	1/5	0/5
PROVIGAS - SAN ANDRÉS	0/1	0/1	1/1	4/5	1/5	0/5
NORGAS – GIRÓN	0/1	0/1	1/1	5/5	0/5	0/5
VIDAGAS – CÚCUTA	0/1	0/1	1/1	3/5	2/5	0/5
ASOGAS/COLGAS - QUIBDÓ	0/1	0/1	1/1	3/5	2/5	0/5
VIDAGAS - CARTAGENA	0/1	0/1	1/1	4/5	1/5	0/5
ASOGAS/COLGAS - MOSQUERA	0/1	0/1	1/1	4/5	1/5	0/5

La Tabla 162 muestra el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad. Se presenta en la forma A/B, donde A es el número de empresas que cumplen con el indicador y B es el número total de empresas.

Tabla 162. Cumplimiento por indicador, plantas de envasado.

INDICADOR		CUMPLIMIENTO		
		Cumple totalmente	Cumple parcialmente	No cumple
Calidad	Odorización	0/13	0/13	13/13
Cantidad	Nivel	1/13	12/13	0/13
	Flujo Volumétrico o másico	9/13	4/13	0/13
	Masa (Medición Estática)	13/13	0/13	0/13
	Temperatura	13/13	0/13	0/13
	Presión	13/13	0/13	0/13

En la Tabla 163 se aprecia el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad de las empresas correspondientes a los distribuidores (tanques estacionarios). El cumplimiento total, cumplimiento parcial o no cumplimiento se presenta de la forma A/B, donde A es el número de indicadores cumplidos y B es el número total de indicadores que deberían cumplirse.

Tabla 163. Cumplimiento por empresas, tanques estacionarios.

EMPRESA	CANTIDAD		
	Cumple totalmente	Cumple parcialmente	No cumple
VIDAGAS - YUMBO	1/3	1/3	1/3
VIDAGAS - MANIZALES	3/3	0/3	0/3
ASOGAS/COLGAS - BOGOTÁ	1/3	2/3	0/3
VIDAGAS - BOGOTÁ	1/3	2/3	0/3
COLGAS - SAN FRANCISCO	3/3	0/3	0/3
ASOGAS/COLGAS - MANIZALES	1/3	2/3	0/3
ASOGAS/COLGAS - YUMBO	2/3	1/3	0/3
NORGAS - GIRÓN	1/3	2/3	0/3
NORGAS - CÚCUTA	2/3	1/3	0/3

La Tabla 164 muestra el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad. Se presenta en la forma A/B, donde A es el número de empresas que cumplen con el indicador y B es el número total de empresas.

Tabla 164. Cumplimiento por indicador, tanques estacionarios.

INDICADOR		CUMPLIMIENTO		
		Cumple totalmente	Cumple parcialmente	No cumple
Cantidad	Nivel	2/9	7/9	0/9
	Flujo Volumétrico o másico	8/9	1/9	0/9
	Presión	5/9	3/9	1/9

En la Tabla 165 se aprecia el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad de las empresas correspondientes a los distribuidores por redes. El cumplimiento total, cumplimiento parcial o no cumplimiento se presenta de la forma A/B, donde A es el número de indicadores cumplidos y B es el número total de indicadores que deberían cumplirse.

Tabla 165. Cumplimiento de indicadores de calidad y cantidad de los distribuidores de redes.

EMPRESA	CALIDAD			CANTIDAD		
	Cumple totalmente	Cumple parcialmente	No cumple	Cumple totalmente	Cumple parcialmente	No cumple
Surgas – Palestina	0/1	0/1	1/1	1/4	1/4	2/4
Norgas – Charalá	0/1	0/1	1/1	1/4	1/4	2/4
Norgas - San Gil	0/1	0/1	1/1	2/4	1/4	1/4
Norgas - Villa Nueva	0/1	0/1	1/1	2/4	1/4	1/4
Inprogas - Charalá	0/1	0/1	1/1	2/4	1/4	1/4
Inprogas - San Gil	0/1	0/1	1/1	2/4	1/4	1/4
Nacional de Servicios Públicos – Socorro	0/1	0/1	1/1	2/4	1/4	1/4
Proviservicios - El Playón	0/1	0/1	1/1	3/4	1/4	0/4
Proviservicios - Málaga	0/1	0/1	1/1	3/4	1/4	0/4
Proviservicios - Zapatoca	0/1	0/1	1/1	3/4	1/4	0/4
Proviservicios - Río de Oro	0/1	0/1	1/1	3/4	1/4	0/4

La Tabla 166 muestra el cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad. Se presenta en la forma A/B, donde A es el número de empresas que cumplen con el indicador y B es el número total de empresas.

Tabla 166. Cumplimiento de los indicadores de calidad y cantidad por empresa.

INDICADOR		CUMPLIMIENTO		
		Cumple totalmente	Cumple parcialmente	No cumple
Calidad	Odorización	0/11	0/11	11/11
Cantidad	Nivel	0/11	11/11	0/11
	Flujo volumétrico o másico	11/11	0/11	0/11
	Temperatura	4/11	0/11	7/11
	Presión	11/11	0/11	0/11



Capítulo 3. Recomendaciones sobre el sistema de medición

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es el ente regulador de servicios públicos para los mercados de energía y gas del territorio colombiano y fue creado a partir de las **leyes 142 y 143 de 1994**. Entre los objetivos fundamentales de la comisión se encuentra el de crear regulaciones sobre los mercados con relación a los precios, la seguridad, la calidad y la cantidad. La Universidad Tecnológica de Pereira como entidad asesora presenta en este documento recomendaciones, basadas en normas nacionales e internacionales, sobre la medida de la cantidad y la calidad del GLP en Colombia.

Actualmente, los precios y las condiciones de venta del GLP se encuentran regulados. Sin embargo, no existe una regulación claramente definida que verse sobre la medición de la cantidad y la calidad del GLP a lo largo de las transacciones realizadas en los diferentes puntos de transferencia de custodia. La medición de los parámetros de calidad y cantidad a través de toda la cadena de suministro permitirá que el usuario final reciba un producto que cumpla con especificaciones normalizadas.

En este informe se presenta la forma en que deben obtenerse las características de calidad y cantidad más relevantes del GLP; para ello, se tienen en consideración los antecedentes respecto a la normatividad técnica, la regulación, la composición química, metodologías y equipos de calibración, las propiedades del GLP y la información entregada en el protocolo de requisición de información por los agente visitados.

La Normatividad Técnica contemplada en orden de importancia fue la ICONTEC, la ASTM, la API, la ISO, la OIML, la NFPA y otras de carácter internacional. Ésta tiene relación con la composición, las características, la seguridad, los equipos de medida, los factores de corrección y algoritmos, y las metodologías para la aplicación de los factores de corrección entre otros.



La Regulación muestra resoluciones y decretos reglamentarios relacionados con las transacciones (compra y venta) entre agentes; se hace énfasis en la medida del GLP, la utilización del medidor adecuado, el olor, la composición química, los reportes de calidad y cantidad entre agentes, las condiciones de seguridad exigidas por las autoridades, la responsabilidad de marca, los contratos de comercialización, los requisitos que deben cumplir los accesorios ubicados en los tanques estacionarios, el cálculo de características como el poder calorífico, la densidad, el factor de volumen y el cálculo del consumo facturado.

En la composición química se contemplan los efectos de los componentes del GLP en las características, la importancia de medir la composición con el fin de mantener la calidad, los parámetros que se deben medir, los valores de referencia y los diferentes tipos de GLP según la volatilidad.

En la metodología, equipo y calibración se incluye *a)* la determinación cuantitativa de hidrocarburos en el GLP mediante cromatografía, *b)* las características técnicas del cromatógrafo, *c)* los reactivos y el material necesario para el ensayo, *d)* los métodos para: preparación de equipos, calibración y estandarización del ensayo, los cálculos y el reporte de resultados, *e)* los requisitos generales para tener competencia en la realización de ensayos y/o calibraciones, *f)* intervalos de calibración para instrumentos de medida, *g)* requisitos para el sistema de gestión de calidad, *h)* la consistencia entre la capacidad de medición y la medición, *i)* la exactitud y especificaciones de los equipos para el ensayo, calibración y muestreo.

En el numeral de propiedades se presentan las pruebas adicionales a la cromatografía, los algoritmos matemáticos para determinar la presión de vapor, la densidad relativa, el número de octanos, el poder calorífico y la compresibilidad. Además, se indican los



valores de referencia para las propiedades del GLP, las propiedades típicas del GLP colombiano y la odorización.

Se realizan recomendaciones apoyados en la normatividad nacional e internacional para cada uno de los agentes que intervienen en la cadena de GLP en Colombia.

En el caso de medida, se estudia: *a)* la medición estática y dinámica, *b)* la corrección del volumen por presión y temperatura *c)* límites para medidores tipo diafragma y rotativos, *d)* los errores máximos permisibles en verificación inicial y en servicio *e)* medición electrónica de líquido, *f)* los límites de error máximo permisible en sistemas de medida según la clase, *g)* medición en taques presurizados con ATG, *h)* comunicación y recepción de datos entre transmisores de nivel, y *i)* la cantidad máxima de GLP en estado líquido en un tanque.

La sección 1.3 muestra la normatividad técnica asociada a las presiones de suministro, donde se resaltan las normas **NTC 3853 y la NFPA 58**.

En la sección modelo de balance se muestra tres modelos matemáticos: *a)* modelo ideal sin corrección de volumen, *b)* modelo con corrección de volumen, y *c)* modelo con corrección de volumen con consideración de los errores en la lectura de nivel.

Medición de las características del GLP

1. Calidad del GLP

En esta sección el grupo de trabajo de la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP) recomienda a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) respecto de la medición de la calidad de los Gases Licuados de Petróleo. El análisis y las recomendaciones se



estructurarán con base en la normatividad, la regulación, y las condiciones actuales de la medición de la composición química, el poder calorífico, la odorización y otras propiedades importantes por parte de los agentes que componen la cadena de suministro de GLP en Colombia.

a. Normatividad técnica

- El Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación **ICONTEC** es la principal organización de normalización en Colombia⁴¹. En particular, este instituto establece las normas técnicas en Colombia asociadas a los Gases Licuados de Petróleo, aplicables a la medición de su composición química y a la determinación de otras propiedades importantes relacionadas con su calidad (Series NTC sobre petróleo y tecnologías relacionadas - Sector 75), las cuales se listan en la Tabla 167. Cada una de las normas fue clasificada de acuerdo con los sectores normalizados por **ICONTEC** y acompañada de su última fecha de ratificación correspondiente (i.e. vigencia).

Tabla 167. Normas técnicas colombianas relacionadas con la calidad del GLP (Editorial ICONTEC).

NORMA	TÍTULO	ÚLTIMA FECHA DE RATIFICACIÓN
NTC 3853	Equipo, accesorios, manejo y transporte de GLP ⁴²	1996
NTC 2518	Método de ensayo para el análisis de GLP y polipropileno concentrado por cromatografía de gases	1999
NTC 2515	Método para determinar la corrosión de la lámina de cobre debida al GLP	2004
NTC 2563	Método de ensayo para determinar la volatilidad del GLP	2004
NTC 2517	Método de ensayo para determinar residuos en los gases licuados del petróleo	2004
NTC 2562	Método para determinar manométricamente la presión de vapor de los gases licuados del petróleo	2005
NTC 2303	Gases licuados de petróleo (GLP)	2007

⁴¹ **ICONTEC** es miembro de los más importantes organismos de normalización (e.g. IQNet) y se encuentra certificado por diferentes entes reconocidos a nivel nacional e internacional: ONAC, DAkkS de Alemania y ANAB (ANSI-ASQ National Accreditation Board) de Estados Unidos. **ICONTEC** participa en la definición y el desarrollo de normas internacionales y regionales.

⁴² Aunque el nombre de la Norma Técnica hace alusión a la cantidad del GLP, esta norma se incluye en esta sección porque posee como anexo una tabla muy completa de especificaciones técnicas de los gases licuados de petróleo.



- El instituto estadounidense⁴³ **ASTM** international (antes conocido como American Society for Testing and Materials **ASTM**) es una de las principales organizaciones de normalización en Estados Unidos. En particular, este instituto establece las normas técnicas en Estados Unidos asociadas a los gases licuados de petróleo aplicables a la medición de su composición química y la determinación de otras propiedades importantes (Series ASTM: Petroleum Products, Lubricants, and Fossil Fuels - Sección 5), las cuales son listadas en la Tabla 168. Para cada una de las normas se indica su última fecha de ratificación correspondiente (i.e. vigencia).
- Este estudio considera las organizaciones normalizadoras de acuerdo al siguiente orden prioritario: *a)* NTC, *b)* ASTM International, y *c)* otras⁴⁴. La norma técnica colombiana se ha tomado como referencia principal, mientras que la norma técnica estadounidense se utilizará cuando: *a)* no exista una Norma Técnica colombiana correspondiente o *b)* cuando se desee verificar las modificaciones de la norma colombiana con relación a aquella estadounidense.

⁴³ La normatividad técnica y la regulación de Estados Unidos son tomadas como referencia en relación con los Gases Licuados de Petróleo por dos razones fundamentales: *a)* Allí fue descubierto y comercializado por primera vez, lo que constituye el mercado estadounidense como el primer mercado de GLP en el mundo, y *b)* Estados Unidos cuenta con uno de los principales organismos normativos del mundo (ASTM International).

⁴⁴ Otras normas son debidamente referenciadas y discutidas cuando se considere necesario.

Tabla 168. Normas Técnicas estadounidenses relacionadas con el GLP (Editorial ASTM)

NORMA	TÍTULO	ÚLTIMA FECHA DE RATIFICACIÓN
ASTM D2163	Standard Test Method for Determination Of Hydrocarbons in Liquefied Petroleum (Lp) Gases and Propane/Propene Mixtures By Gas Chromatography	2007
ASTM D1267	Standard Test Method for Gage Vapor Pressure Of Liquefied Petroleum (Lp) Gases (Lp-Gas Method)	2007
ASTM D5305	Standard Test Method for Determination Of Ethyl Mercaptan in Lp-Gas Vapor	2007
ASTM D2420	Standard Test Method for Hydrogen Sulfide in Liquefied Petroleum (Lp) Gases (Lead Acetate Method)	2007
ASTM D2598	Standard Practice for Calculation Of Certain Physical Properties Of Liquefied Petroleum (Lp) Gases From Compositional Analysis	2007
ASTM D240	Standard Test Method for Heat Of Combustion Of Liquid Hydrocarbon Fuels By Bomb Calorimeter	2009
ASTM D1835	Standard Specification for Liquefied Petroleum (Lp) Gases	2011
ASTM D1837	Standard Test Method for Volatility Of Liquefied Petroleum (Lp) Gases	2011
ASTM D1838	Standard Test Method for Copper Strip Corrosion By Liquefied Petroleum (Lp) Gases	2011
ASTM D2158	Standard Test Method for Residues in Liquefied Petroleum (Lp) Gases	2011
ASTM D2784	Standard Test Method for Sulfur in Liquefied Petroleum Gases (Oxy-Hydrogen Burner Or Lamp)	2011
ASTM D2713	Standard Test Method for Dryness Of Propane (Valve Freeze Method)	2012

b. Regulación

- De acuerdo con lo establecido en la **Ley 142 de 1994**, Artículo 73, la CREG es el órgano nacional que formula y expide las resoluciones y decretos reglamentarios necesarios para el mercado de los Gases licuados de Petróleo en Colombia.
- La **Resolución CREG 053 de 2011** establece el “Reglamento de Comercialización Mayorista de Gas Licuado de Petróleo”. Respecto a la composición química del GLP, los literales de interés requieren de los comercializadores mayoristas lo siguiente:

En el Capítulo 2 “Requisitos de los comercializadores mayoristas y de las obligaciones de vendedores y compradores”, Artículo 4 “Requisitos para la operación de comercializadores mayoristas de GLP”, Literal 2 dicta: “Disponer de los Puntos de Entrega acordados en los *Contratos de Suministro*, para entregar el producto correctamente



medido, olorizado y con el análisis que determine su composición y principales características físico-químicas. Haber registrado estas instalaciones en los aplicativos que para el efecto disponga el SUI”.

En el Capítulo 2 “Requisitos de los comercializadores mayoristas y de las obligaciones de vendedores y compradores”, Artículo 7 “Obligaciones de los comercializadores mayoristas en la entrega, manejo y medición del GLP”, Literal d dicta: “Con cada entrega de producto, reportar la medición obtenida la cual además incluye el reporte de la composición del producto, indicando las características más relevantes, entre ellas al menos la densidad del mismo, el poder calorífico expresado en MBTU por kilogramo y el factor de volumen (m^3 gas /kg líquido). Esta información siempre debe ser entregada al comprador antes de que el producto sea retirado por él”.

En el Capítulo 2 “Requisitos de los comercializadores mayoristas y de las obligaciones de vendedores y compradores”, Artículo 7 “Obligaciones de los comercializadores mayoristas en la entrega, manejo y medición del GLP”, Literal e dicta: “Entregar únicamente producto cuya calidad cumpla con las especificaciones técnicas⁴⁵ establecidas en la regulación vigente y demostrar esta situación a sus compradores en cada entrega, cumpliendo con las normas aplicables”.

- La Resolución **CREG - 092 de 2009** establece las “Disposiciones sobre las obligaciones de los transportadores de Gas Licuado del Petróleo (GLP) a través de ductos en el continente y en forma marítima.” Respecto a la composición química del GLP, los literales de interés requieren de los transportadores lo siguiente:

⁴⁵ NTC 2303 - Petróleo y sus derivados (Especificaciones para Gases Licuados de Petróleo). ICONTEC, Bogotá. 1998.



En el Artículo 4 “Obligaciones específicas de los transportadores de GLP”, Literal f se dicta: “Realizar todas las mediciones que se requieran para recibir o entregar el producto en los puntos de recibo y entrega, que permitan establecer la cantidad y calidad⁴⁶ del producto”.

En el Artículo 4 “Obligaciones específicas de los transportadores de GLP” Literal g se dicta: “Velar por el cumplimiento permanente de las condiciones exigidas por las autoridades competentes respecto a la seguridad y mantener la calidad del producto recibido hasta cuando se hace entrega del mismo”.

- La Resolución **CREG 023 de 2008** establece que el “Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista de Gas Licuado de Petróleo.” Respecto a la composición química del GLP, la Resolución dicta para los distribuidores lo siguiente:

En las Consideraciones de la Regulación en su Párrafo 13 se lee: “Que el artículo 62 de la **Ley 1151 de 2007** dispone que dentro del término de dieciocho (18) meses siguientes a la expedición de esa Ley la Comisión de Regulación de Energía y Gas, adoptará los cambios necesarios entre otros aspectos para introducir un esquema de *responsabilidad de marca* en cilindros de propiedad de los distribuidores que haga posible identificar el prestador del servicio público de gas licuado del petróleo que deberá responder por la calidad y seguridad del combustible distribuido”.

En el Capítulo 3 “Distribución de GLP”, Artículo 6 “Obligaciones general del distribuidor”, Numeral 3 se dicta: “Entregar, tanto en cilindros como en tanques estacionarios, un producto correctamente medido y que cumpla con la calidad exigida en la regulación, para lo cual debe garantizar que la calidad del producto recibido de los comercializadores mayoristas no sufra alteración”.

⁴⁶ Ninguna regulación específica el término calidad en función de los parámetros del GLP. Se cita frecuentemente la normatividad técnica vigente (i.e. NTC 2303).



En el Capítulo 3 “Distribución de GLP”, Artículo 7 “Obligaciones del distribuidor en la compra del producto a los comercializadores mayoristas”, Numeral 4 se dicta: “Dar cumplimiento a la regulación vigente en materia de calidad del producto y verificar la calidad del producto adquirido a partir de los reportes de calidad entregados por el transportador y/o el comercializador mayorista según sea el caso. El producto que no se ajuste al estándar de calidad establecido en la regulación no podrá ser recibido para efectos de su comercialización a usuario final”.

En el Capítulo 3 “Distribución de GLP”, Artículo 13 “Obligaciones del Distribución en relación con la atención de los puntos de venta y de los usuarios del servicio de GLP por tanque estacionario”, Numeral 19, Literal b se dicta: “En el caso de venta de cilindros a través de Puntos de Venta, firmar un contrato con el propietario del establecimiento comercial donde funcione el Punto de Venta, en el que se especifique al menos la responsabilidad del Distribuidor por la seguridad del cilindro y la calidad del producto que entrega”.

En el Capítulo 3 “Distribución de GLP”, Artículo 14 “Contratos de suministro de GLP envasado entre los distribuidores y los comercializadores minoristas” dicta: “La relación Distribuidor/Comercializador Minorista se establecerá bajo un contrato que tendrá el carácter de exclusividad del Comercializador Minorista hacia el Distribuidor. En estos contratos debe quedar establecida la responsabilidad del distribuidor tanto por la calidad del GLP como por la seguridad del cilindro que entrega al comercializador minorista. Por otro lado debe quedar establecida la obligación del comercializador minorista de garantizarle al distribuidor el uso exclusivo de los cilindros marcados que recibe, aplicando, entre otros, los mecanismos que disponga la regulación para el efecto, así como su responsabilidad por la calidad comercial del servicio al usuario final”.



La Resolución establece que el Contrato deberá especificar como mínimo las condiciones técnicas del producto a ser entregado, esto es, especificaciones del gas a ser comercializado y de los cilindros, válvulas y sellos de propiedad del distribuidor.

c. Composición química

- Una descripción de los elementos que componen el GLP y sus efectos sobre las características de los mismos se puede encontrar en la literatura científica⁴⁷ relevante y vigente.
- La **Norma Técnica NTC 2303** en el Apéndice A, sección A1, subsección A.1.2, Literal A.1.2.1 y la **Norma Técnica ASTM D1835** en el Apéndice X1, Sección X1.1, Literal X1.1.3 establecen la importancia de la medición de la composición para mantener la calidad del producto. Esta importancia deriva del hecho que las propiedades más relevantes del GLP (presión de vapor y poder calorífico, entre otras) dependen de la distribución porcentual de los hidrocarburos individuales presentes.
- La **Norma Técnica NTC 2303** Sección 4 y la **Norma Técnica ASTM D1835** Sección 5 establecen los parámetros que deben ser medidos al GLP y los valores de referencia que estos deben cumplir para garantizar un producto de calidad (estos requisitos son aplicables en la verificación de las especificaciones y de las propiedades que tiene el GLP a la hora de su entrega a granel).
- La **Norma Técnica NTC 2303** Sección 3, Literales 3.1 a 3.4 y la **Norma Técnica ASTM D1835** Sección 3, Subsección 3.1, Literales 3.1.1 a 3.1.4 definen cuatro tipos básicos de GLP de acuerdo con su requerimiento de volatilidad⁴⁸:

⁴⁷ Dennis P. Nolan, *Handbook of Fire & Explosion Protection Engineering Principles for Oil, Gas, Chemical, and Related Facilities*, William Andrew Inc., 1996. Nicholas P. Cheremisinoff, Paul Rosenfeld. *Handbook of Pollution Prevention and Cleaner Production - Best Practices in the Petroleum Industry*, William Andrew Inc., 2009.

⁴⁸ La volatilidad es una medida de la facilidad con que una sustancia pasa a vapor. En los gases licuados de petróleo puede cuantificarse a través de variables como la presión de vapor (NTC 2562 y ASTM D1267) y la temperatura de evaporación al 95% evaporado (NTC 2563 y ASTM D1837).



Propano comercial: mezcla propano-butano para requerimientos de alta volatilidad⁴⁹.

Butano comercial: mezcla propano-butano para requerimientos de baja volatilidad.

Mezclas propano-butano: mezcla propano-butano para requerimientos de volatilidad intermedia.

Propano para aplicaciones especiales (HD5): mezcla propano-butano cuyo componente principal es propano y presenta características antidetonantes superiores cuando se usa en motores de combustión interna.

- La Norma técnica **ASTM D2163** Sección 3, Subsección 3.1, Literal 3.1.2. define las mezclas propano-butano como aquellas compuestas principalmente por propano y propeno en que alguno de estos dos compuestos se encuentra en una proporción entre 30 y 85% en masa (otros componentes pueden estar presentes en una proporción usualmente inferior al 10% en masa).
- De acuerdo con la revisión de la normatividad y regulación (nacional e internacional) sobre los requerimientos de composición se obtuvo la información presentada en las tablas 169 a 175.

Tabla 169. Requerimientos de composición del GLP según NTC 2303 (Colombia)

COMPONENTES	PROPANO COMERCIAL	BUTANO COMERCIAL	MEZCLAS PROPANO- BUTANO	PROPANO HD5
Propano -% vol. (máx.)	-	-	-	-
Butanos y más pesados -% vol. (máx.)	2,5	-	-	2,5
Pentanos y más pesados % vol. (máx.)	-	2	2	-
Etanos y más livianos -% vol. (máx.)	-	-	-	-
Olefinas -% vol. (máx.)	-	-	-	-
Propileno -% vol. (máx.)	-	-	-	5
Diolefinas y acetilenos - ppm (máx.)	-	-	-	-

⁴⁹ Se recomienda especialmente en zonas geográficas donde es común la baja temperatura ambiente y pueden presentarse problemas de vaporización del butano.

Tabla 170. Requerimientos de composición del GLP según ASTM D1835 (Estados Unidos).

COMPONENTES	PROPANO COMERCIAL	BUTANO COMERCIAL	MEZCLAS PROPANO-BUTANO	PROPANO HD5
Propano -% vol. (máx.)	-	-	-	-
Butanos y más pesados -% vol. (máx.)	2,5	-	-	2,5
Pentanos y más pesados -% vol. (máx.)	-	2	2	-
Etanos y más livianos -% vol. (máx.)	-	-	-	-
Olefinas -% vol. (máx.)	-	-	-	-
Propileno -% vol. (máx.)	-	-	-	5
Diolefinas y acetilenos - ppm (máx.)	-	-	-	-

Tabla 171. Requerimientos de composición del GLP (España)⁵⁰.

COMPONENTES	PROPANO COMERCIAL		BUTANO COMERCIAL		MEZCLAS PROPANO- BUTANO		PROPANO HD5	
	MÍN.	MÁX.	MÍN.	MÁX.	MÍN.	MÁX.	MÍN.	MÁX.
Propano -% vol. (máx.)	80	-	-	20	-	-	20	-
Butanos y más pesados -% vol. (máx.)	-	20	80	-	-	-	-	80
Pentanos y más pesados -% vol. (máx.)	-	1,5	-	1,5	-	-	-	1,5
Etanos y más livianos -% vol. (máx.)	-	2,5	-	2,0	-	-	-	2,5
Olefinas -% vol. (máx.)	-	35	-	20	-	-	-	6
Propileno -% vol. (máx.)	-	-	-	-	-	-	-	-
Diolefinas y acetilenos - ppm (máx.)	-	1000	-	1000	-	-	-	1000

Tabla 172. Requerimientos de composición del GLP (Chile)⁵¹.

COMPONENTES	PROPANO COMERCIAL		BUTANO COMERCIAL		MEZCLAS PROPANO- BUTANO		PROPANO HD5	
	MÍN.	MÁX.	MÍN.	MÁX.	MÍN.	MÁX.	MÍN.	MÁX.
Propano -% vol. (máx.)	-	-	-	-	70	-	-	-
Butanos y más pesados -% vol. (máx.)	-	2,5	-	-	-	30	-	-
Pentanos y más pesados -% vol. (máx.)	-	-	-	2,0	-	2,0	-	-
Etanos y más livianos -% vol. (máx.)	-	-	-	-	-	-	-	-
Olefinas -% vol. (máx.)	-	-	-	-	-	-	-	-
Propileno -% vol. (máx.)	-	-	-	-	-	-	-	-
Diolefinas y acetilenos - Ppm (Máx.)	-	-	-	-	-	-	-	-

⁵⁰ Según: Real Decreto 1700/2003: Especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, y el uso de biocarburantes. Ministerio de Industria y Energía de España. La regulación sobre el GLP en España se encuentra basada en su totalidad en la normatividad ASTM.

⁵¹ Según: NCH 72 Of. Gases Licuados de Petróleo: *Especificaciones*. Instituto Nacional de Normalización de Chile, 1999. La normatividad técnica chilena que se refiere al GLP está completamente basada en la normatividad ASTM.

Tabla 173. Requerimientos de composición del GLP (Perú)⁵²

COMPONENTES	PROPANO COMERCIAL	BUTANO COMERCIAL	MEZCLAS PROPANO- BUTANO	PROPANO HD5
Propano -% vol. (máx.)	-	-	-	-
Butanos y más pesados -% vol. (máx.)	2,5	-	-	-
Pentanos y más pesados -% vol. (máx.)	-	2,0	1,8	-
Etanos y más livianos -% vol. (máx.)	-	-	-	-
Olefinas -% vol. (máx.)	0,5	0,5	0,5	-
Propileno -% vol. (máx.)	-	-	-	-
Diolefinas y acetilenos - ppm (máx.)	-	-	-	-

Tabla 174. Requerimientos de composición del GLP (Argentina)⁵³

COMPONENTES	PROPANO COMERCIAL	BUTANO COMERCIAL	MEZCLAS PROPANO-BUTANO	PROPANO HD5
Propano -% vol. (máx.)	-	-	-	-
Butanos y más pesados -% vol. (máx.)	2,5	-	-	-
Pentanos y más pesados -% vol. (máx.)	-	2,0	1,8	2,0
Etanos y más livianos -% vol. (máx.)	-	-	-	0,5
Olefinas -% vol. (máx.)	-	-	-	2,0
Propileno -% vol. (máx.)	-	-	-	-
Diolefinas y acetilenos - ppm (máx.)	-	-	-	-

Tabla 175. Requerimientos de composición del GLP (México)⁵⁴

COMPONENTES	PROPANO COMERCIAL		BUTANO COMERCIAL		MEZCLAS PROPANO-BUTANO		PROPANO HD5	
	MÍN.	MÁX.	MÍN.	MÁX.	MÍN.	MÁX.	MÍN.	MÁX.
Propano -% vol. (máx.)	-	-	-	-	70	-	-	-
Butanos y más pesados -% vol. (máx.)	-	2,5	-	-	-	30	-	-
Pentanos y más pesados -% vol. (máx.)	-	-	-	2,0	-	2,0	-	-
Etanos y más livianos -% vol. (máx.)	-	-	-	-	-	-	-	-
Olefinas -% vol. (máx.)	-	-	-	-	-	-	-	-
Propileno -% vol. (máx.)	-	-	-	-	-	-	-	-
Diolefinas y acetilenos - ppm (máx.)	-	-	-	-	-	-	-	-

⁵² Según: NTP ISO 7941. GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP). Propano y butano comercial. Análisis por cromatografía de gases. Instituto nacional de la defensa de la competencia y de la protección de la propiedad intelectual. Lima, Perú, 2001. Esta norma es equivalente a la norma ASTM D1835.

⁵³ Según: Resolución 7 (2006): Programa Nacional de Control de Calidad del Gas Licuado de Petróleo. Secretaría de Energía. La regulación sobre el GLP en Argentina se basa en la normatividad ASTM.

⁵⁴ Según: NORMA Oficial Mexicana NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI. Especificaciones de los combustibles fósiles para la protección ambiental. Secretaría De Medio Ambiente Y Recursos Naturales, ciudad de México, México, 2005. La regulación sobre el GLP en México se basa en su totalidad en la normatividad ASTM.

d. Agentes

- De acuerdo con la información obtenida⁵⁵ de Ecopetrol como único Comercializador Mayorista incluido en la muestra dedicado a la producción, todas sus plantas realizan mediciones de composición química del GLP mediante la tecnología de cromatografía de gas. Este ensayo lo realizan de acuerdo con los lineamientos establecidos por la norma **ASTM D2163**. En la tabla 176 se muestra una composición típica de los gases licuados de petróleo en Colombia.

Tabla 176. Composición química del GLP según la fuente de producción (Colombia)⁵⁶

ELEMENTO	APIAY (N=206)		CARTAGENA (N=75)		BARRANCABER MEJA (N=233)		CUSIANA (N=177)		DINA (N=243)	
	$\bar{x}$	D	$\bar{x}$	D	$\bar{x}$	D	$\bar{x}$	D	$\bar{x}$	D
Metano [% vol.]	0,099	0,165	0	0	0	0	0	0	0	0
Etano [% vol.]	0,609	0,379	0	0	0,588	0,571	3,484	1,610	2,329	1,064
Propano [% vol.]	54,73	3,74	58,71	43,14	10,40	5,260	54,68	1,566	55,22	2,82
N-butano [% vol.]	26,27	2,704	8,86	10,46	21,17	6,35	21,23	1,95	29,18	2,62
Isobutano [% vol.]	18,16	1,10	26,83	30,38	18,54	3,38	20,32	0,61	12,62	0,74
Propileno [% vol.]	0	0	2,29	8,01	7,39	5,38	0	0	0	0
1-3-butadieno [% vol.]	0	0	0	0	0,57	0,36	0	0	0	0
Etileno [% vol.]	0	0	0	0	0,057	0,096	0	0	0	0
Isobutileno [% vol.]	0	0	0	0	13,13	2,12	0	0	0	0
1-buteno [% vol.]	0	0	0	0	9,21	1,35	0	0	0	0
Trans-2-buteno [% vol.]	0	0	3,11	3,43	11,17	1,67	0	0	0	0
Cis-2-buteno [%]	0	0	0	0	7,11	1,25	0	0	0	0
Heptano y más pesados [%]	0,069	0,095	0,171	0,409	0,622	0,382	0,271	0,206	0,633	0,265
Nitrógeno [%]	0,042	0,035	0	0	0	0	0	0	0	0

Nótese que de acuerdo con la normatividad técnica vigente en Colombia, aunque el producto de cada fuente no pueda ser clasificado dentro de los cuatro tipos de GLP establecidos, todos cumplen con los requerimientos de composición.

⁵⁵ Toda la información entregada por las empresas diagnosticadas puede ser revisada en los anexos B y C.

⁵⁶ Datos obtenidos del reporte de Ecopetrol al SUI (periodo: 01.01.2012 - 31.08.2012).



- De acuerdo con la información obtenida de Ecopetrol como único transportador en Colombia, no se realiza una medición o un control de la composición química del GLP en la recepción o la entrega de custodia. El transportador no verifica las variaciones que puedan ocurrir en el transporte de GLP a través de poliductos, debidas a contaminación o mezclas de diferentes lotes del producto (**Resolución CREG 092 de 2009**, Artículo 4).
- De acuerdo con la información obtenida de los distribuidores incluidos en la muestra, no se realiza una medición o un control de la composición química del GLP en la recepción o la entrega de custodia. Existen diferentes empresas en el país que se dedican simultáneamente a la comercialización y la distribución de GLP. Estas empresas comúnmente reciben un reporte de la composición química del GLP proveniente del comercializador mayorista dedicado a la producción y no realizan una verificación de la misma. Además de lo anterior, las empresas distribuidoras generalmente no entregan un reporte detallado de la composición química al comercializador minorista o al usuario final, sea este comercial, industrial o por redes (**Resolución CREG 023 de 2008**, Capítulo 4).
- De acuerdo con la regulación correspondiente (**Resolución CREG 023 de 2008**), los comercializadores minoristas no requieren verificar la composición química del GLP. Esta regulación establece que el distribuidor debe hacerse responsable por la calidad del producto y debe reportar una adecuada composición química al comercializador minorista durante la entrega de custodia. De acuerdo con la información obtenida de los comercializadores minoristas incluidos en la muestra, no se recibe en ningún caso una certificación de calidad por parte de las empresas distribuidoras. Esta certificación de calidad debe estar inscrita dentro del contrato especificado por los Artículos 13 y 14 del Capítulo 3 de la **Resolución CREG 023 de 2008**.
- El usuario final no obtiene un reporte de la composición química que indique la calidad del GLP.



e. Metodología, equipo y calibración

- La Norma técnica **ASTM D2163** define la metodología del ensayo utilizado para la determinación cuantitativa de hidrocarburos en el GLP a través del método de cromatografía de gases (gas-líquido)⁵⁷.
- La Norma técnica **ASTM D2163**, Sección 6, especifica que el equipo utilizado para la determinación cuantitativa de hidrocarburos en el GLP debe ser un cromatógrafo de gas y especifica las características técnicas necesarias para el mismo en relación con: control de temperatura, detector de componentes, sistema de adquisición de datos, inyector de gas, sistemas de control de flujo del gas y tipos de columna y pre-columna. Este último literal incluye también los procedimientos de muestreo.
- La Norma técnica **ASTM D2163**, Sección 7, describe los reactivos y material necesario para el ensayo y establece el método para: la preparación de los equipos, la calibración y estandarización del ensayo, el procedimiento, los cálculos y los reportes de los resultados.
- La Norma técnica **NTC-ISO/IEC 17025** (lit. 1.1) establece los requisitos generales para la competencia en la realización de ensayos y/o de calibraciones, incluido el muestreo. La norma cubre los ensayos y las calibraciones que se realizan utilizando métodos normalizados, métodos no normalizados y métodos desarrollados por el propio laboratorio.
- Según lo reportado por los agentes, sólo los comercializadores mayoristas cuentan con un cromatógrafo de gases para la determinación de los componentes del GLP de conformidad con la normatividad.

⁵⁷ La cromatografía de gases es un método técnico de separación para la caracterización de mezclas complejas, que permite identificar y determinar las cantidades de dichos componentes. En la cromatografía de gases la muestra se volatiliza y se inyecta en la cabeza de una *columna cromatográfica*.

f. Propiedades

- De acuerdo con la Norma Técnica **ASTM D2163**, Sección 1, Numeral 1.2, la determinación de las componentes del GLP a través de cromatografía de gases no es suficiente para determinar otras propiedades importantes del GLP. Por esta razón se deben realizar las pruebas correspondientes a las propiedades mostradas en la tabla 177.

Tabla 177. Parámetros de calidad para el GLP

PROPIEDAD	NORMA TÉCNICA NACIONAL (NTC)	NORMA TÉCNICA INTERNACIONAL (ASTM)
Presión de vapor	2562	D1267
Volatilidad	2563	D1837
Corrosión de tira de cobre	2515	D1838
Contenido de azufre	-	D2784
Contenido de sulfuro de hidrógeno	-	D2420
Poder calorífico	-	D240
Concentración de etil mercaptano	-	D5305
Residuos	2517	D2158
Sequedad	-	D2713

La tabla 177 indica las normas correspondientes a la determinación de cada propiedad. Cada norma incluye una descripción de: equipo, reactivos y materiales. Además, establece el método para: la preparación de la instrumentación y los equipos, la calibración y estandarización del ensayo, el procedimiento, los cálculos y los reportes de los resultados.

- La Norma técnica **ASTM D2598** establece el algoritmo matemático para el cálculo de la presión de vapor, densidad relativa y número de octanos a partir de la composición del GLP.
- La Norma técnica **ASTM D3588** establece el algoritmo matemático para el cálculo del poder calorífico, factor de compresibilidad y densidad relativa a partir de la composición del GLP.

- La Norma técnica **NTC 2303** establece que los cuatros tipos de gases licuados de petróleo deben cumplir los requisitos mostrados en la tabla 178.

Tabla 178. Requisitos para los cuatro tipos comerciales de GLP según NTC 2303

INDICADOR	UNIDAD ⁵⁸	PROPANO COMERCIAL	BUTANO COMERCIAL	MEZCLAS PROPANO-BUTANO	PROPANO DE USO ESPECIAL
Presión de vapor a 37,8 °C (máx.)	kPa	1430	485	-	1430
Temperatura de evaporación al 75% evaporado (máx.)	°C	- 38, 3	2,2	2,2	- 38, 3
Butanos o más pesados	% VOL.	2,5	-	-	2,5
Pentanos o más pesados	% VOL.	-	2	2	
Propileno	% VOL.	-	-	-	5
Residuo en 100 ml de evaporación (máx.)	ml	0,05	0,05	0,05	0,05
Mancha de aceite (observación)	-	PASAR	PASAR	PASAR	PASAR
Corrosión tira de cobre (máx.)	.	NO. 1	NO. 1	NO. 1	NO. 1
Azufre (máx.)	PPM (MASA)	185	140	140	123
Sulfuro de hidrógeno (máx.)	.	PASAR	PASAR	PASAR	PASAR
Sequedad	.	PASAR	-	-	PASAR

- La Norma técnica **ASTM D3588**, Sección 6, establece los valores de referencia para el poder calorífico⁵⁹ de los componentes del GLP (a 60 °F/15,56 °C y 1 atm), así: 2516,1 BTU/ft³ (13242,63 BTU/lb⁶⁰) para el propano; 2333 BTU/ft³ (20830,36 BTU/lb) para el propileno; 3251,9 BTU/ft³ (20845,51 BTU/lb) para el i-butano; y 3263,3 BTU/ft³ (20785,35 BTU/lb) para el n-butano.
- De acuerdo con la información obtenida de Ecopetrol como único comercializador mayorista dedicado a la producción incluido en la muestra, las propiedades típicas de los gases licuados de petróleo en Colombia se muestran en la tabla 179.

⁵⁸ Los valores expresados en unidades del sistema internacional son considerados como estándar.

⁵⁹ En esta norma se expresa el poder calorífico del GLP en estado gaseoso.

⁶⁰ Las densidades utilizadas para determinar el poder calorífico con base en la masa son: 0,19 lb/ft³ para el propano; 0,112 lb/ft³ para el propileno; 0,156 lb/ft³ para el i-butano; y 0,157 lb/ft³ para el n-butano.

Tabla 179. Valores típicos para propiedades del GLP en Colombia según su fuente de producción.

ELEMENTO	APIAY (N=206)		CARTAGENA (N=75)		BARRANCABERMEJ A (N=233)		CUSIANA (N=177)		DINA (N=243)	
	$\bar{x}$	D	$\bar{x}$	D	$\bar{x}$	D	$\bar{x}$	D	$\bar{x}$	D
Presión de vapor (psig)	125,16	8,15	126,92	54,70	75,22	16,68	142,46	12,32	132,38	9,91
Poder calorífico (btu/lb)	21296,68	44,70	21306,24	187,91	20909,99	41,96	21355,16	18,98	21344,57	115,9
Residuos (ml)	0	0	0	0	0,023	0,021	0	0	0	0
Contenido de azufre (ppm)	0	0	0	0	117,22	21,72	0	0	0	0
Densidad relativa	0,536	0,002	0,532	0,028	0,576	0,007	0,530	0,005	0,533	0,005

Nota: a) Todos los productos nacionales cumplen con los valores de referencia establecidos en la normatividad técnica colombiana vigente para las siguientes variables: presión de vapor, residuos y contenido de azufre; b) todos los productos nacionales presentan valores del poder calorífico⁶¹ superiores a lo especificado en la norma **ASTM D3588**; y c) las variables de odorización, residuo volátil, corrosión de tira de cobre, contenido de sulfuro de hidrógeno y sequedad no son reportadas.

- De acuerdo con la información obtenida de los transportadores, distribuidores y comercializadores minoristas, no se realiza una medición, control o reporte de las otras variables relevantes especificadas en la **NTC 2303** durante el cambio de custodia, ya sea en recepción o entrega del GLP.
- La **NTC 3853**, Sección 1, Literal 1.4, establece respecto a la odorización del GLP que: “Todo GLP debe ser odorizado antes de que se envíe a la planta de almacenamiento y distribución, mediante la adición de un agente de alarma o prevención de tal naturaleza que sea fácilmente detectable por su olor diferente así su concentración en el aire sea inferior a 1/5 de su límite mínimo de inflamabilidad”. El mismo literal añade: “Si se requiere del proceso de odorización, la presencia de tal odorante debe

⁶¹ Esta discrepancia puede deberse al procedimiento de cálculo (ASTM D3588) y los valores numéricos utilizados, dado que ninguno de los productores realiza una medición del poder calorífico.



determinarse mediante métodos de ensayo de olfateo u otros procedimientos. Los resultados se deben registrar en forma escrita en los siguientes casos: *a)* siempre que el GLP se envíe a la planta de almacenamiento y distribución; *b)* cuando un embarque de GLP no pase por la planta de almacenamiento y distribución”.

- La National Fire Protection Association (**NFPA**) es una asociación sin ánimo de lucro cuyo objetivo es reducir el riesgo de incendios y otros peligros a todos los niveles: residencial, comercial, industrial, transporte, etc. Para esta finalidad la **NFPA** realiza investigación y publicación de estándares que se toman como referencia a nivel internacional.⁶²
- El Liquefied Petroleum Gases Code (**NFPA 58-2001**) es un estándar publicado por la **NFPA**, donde se establecen los requerimientos mínimos que se deben cumplir para la seguridad durante la manipulación y el almacenamiento del GLP. Este código en el Capítulo 1, Sección 1.3, expresa lo siguiente respecto a la odorización del gas: *a)* “Todo GLP deben ser odorizado antes de su entrega a una planta distribuidora mediante la incorporación de un agente de advertencia de tal carácter que sea detectable, por un olor distintivo, bajo una concentración en el aire que no sobrepase 1/5 del límite de inflamabilidad inferior del GLP. La odorización, no se requiere si es dañino en el uso o procesamiento posterior del GLP, o si tal odorización no servirá para ningún propósito útil como agente de advertencia en tal uso o procesamiento” (lit. 1.3.1) y *b)* “Si se requiere de una odorización, la presencia de tales odorizantes debe ser determinada por una prueba de olfateo u otros medios y los resultados documentados, cuando el GLP sea enviado a una planta distribuidora y cuando el envío de GLP evite una planta distribuidora” (lit. 1.3.2).

⁶² Establecida en 1896, la **NFPA** es considerada una de las referencias más importantes respecto a la prevención de accidentes, principalmente en lo relacionado a la seguridad en hidrocarburos (e.g. transporte).



- El etil mercaptano (C_2H_6S), también denominado etanotiol, posee un olor característico, cuyo umbral de detección para el humano es de 0,0016 ppm. Debido a lo anterior se emplea con frecuencia para la odorización del GLP.
- Que mediante el Occupational Safety and Health Act of 1970, el Congreso estadounidense creó el Occupational Safety and Health Administration (**OSHA**) encargada de asegurar condiciones de trabajo saludables al establecer normas para este fin. Entre otras cosas, esta organización establece límites permisibles para aquellas sustancias químicas de carácter tóxico⁶³. Este documento establece los siguientes límites para el etil mercaptano: PEL⁶⁴: 10 ppm y TVL⁶⁵: 0,5 ppm.
- La Resolución **CREG 100 de 2003**⁶⁶ (o aquellas que la modifican o sustituyen), Artículos 3 y 4, establece para la distribución por redes de tuberías que la concentración de etil mercaptano en el GLP debe estar entre 8 y 12 mg/m³.
- Según el departamento de transporte de Estados Unidos⁶⁷ las pruebas olfativas no garantizan que la concentración sea un quinto del límite de inflamabilidad inferior. Por esta razón deben utilizarse otros métodos disponibles (i.e. cromatográficos o físico-químicos) para el control de la cantidad de odorizante en el GLP.
- De acuerdo con la información obtenida de las empresas incluidas en la muestra, se puede destacar lo siguiente: *a)* el productor realiza una medición, y adición en caso de ser necesario, de etil mercaptano al GLP; y *b)* frecuentemente, la concentración de odorizante no se mide ni controla por los transportadores, los comercializadores, los distribuidores y los comercializadores minoristas.

⁶³ United State Department of Labor. Occupational Safety & Health Administration (OSHA). Chemical Sampling Information, Ethyl Mercaptan. Disponible en: www.osha.gov.co.

⁶⁴ El *Permissible Exposure Limit* es un límite legal para la exposición de un empleado a una sustancia física.

⁶⁵ El *Threshold Limit Value* de una sustancia química es un nivel en el cual un trabajador podría ser expuesto día tras día durante una vida sin efectos adversos sobre la salud.

⁶⁶ Esta Resolución trata específicamente de la distribución de GLP por redes. Sin embargo estos límites de odorización permiten mantener los niveles en valores aceptables.

⁶⁷ Fant, Edward. Odorization: A Regulatory Perspective. Research and Special Programs Administration. U.S. Department of Transportation. Oklahoma. Disponible en: www.phmsa.dot.gov.

g. Recomendaciones

Con base en los antecedentes expuestos anteriormente el equipo de trabajo recomienda:

- Que todos los agente pertenecientes a la cadena de suministro del GLP se acojan a la normatividad **NTC** (Sector 75: Petróleo y tecnologías relacionadas) para la medición de la calidad del GLP durante las transacciones comerciales en puntos de transferencia de custodia. Las normas **NTC** se listan en la tabla 180.

Tabla 180. Normas técnicas colombianas relacionadas con la calidad del GLP (Editorial ICONTEC).

NORMA	TÍTULO	ÚLTIMA FECHA DE RATIFICACIÓN
NTC 3853	Equipo, accesorios, manejo y transporte de GLP ⁶⁸	1996
NTC 2518	Método de ensayo para el análisis de glp y polipropileno concentrado por cromatografía de gases	1999
NTC 2515	Método para determinar la corrosión de la lámina de cobre debida al GLP	2004
NTC 2563	Método de ensayo para determinar la volatilidad del glp	2004
NTC 2517	Método de ensayo para determinar residuos en los gases licuados del petróleo	2004
NTC 2562	Método para determinar manométricamente la presión de vapor de los gases licuados del petróleo	2005
NTC 2303	Gases licuados de petróleo (GLP)	2007

- Que todos los agentes pertenecientes a la cadena del GLP se acojan a la normatividad **ASTM** para medición de las variables de calidad según corresponda (Sección 5: Petroleum Products, Lubricants, and Fossil Fuels), durante todos los procesos comerciales en puntos de transferencia de custodia, las cuales se listan en la tabla 181 (utilícese la norma internacional cuando no exista una norma nacional correspondiente o cuando se desee verificar información).

⁶⁸ Aunque el nombre de la norma técnica hace alusión a la cantidad del GLP esta norma se incluye en esta sección porque posee como anexo una tabla muy completa de especificaciones técnicas de los gases licuados de petróleo.

Tabla 181. Normas técnicas estadounidenses relacionadas con el GLP (Editorial ASTM)

NORMA	TÍTULO	ÚLTIMA FECHA DE RATIFICACIÓN
ASTM D2163	Standard Test Method for Determination of Hydrocarbons in Liquefied Petroleum (Lp) Gases and Propane/Propene Mixtures By Gas Chromatography	2007
ASTM D1267	Standard Test Method for Gage Vapor Pressure of Liquefied Petroleum (Lp) Gases (Lp-Gas Method)	2007
ASTM D5305	Standard Test Method for Determination of Ethyl Mercaptan in Lp-Gas Vapor	2007
ASTM D2420	Standard Test Method for Hydrogen Sulfide in Liquefied Petroleum (Lp) Gases (Lead Acetate Method)	2007
ASTM D2598	Standard Practice for Calculation of Certain Physical Properties of Liquefied Petroleum (Lp) Gases from Compositional Analysis	2007
ASTM D240	Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter	2009
ASTM D1835	Standard Specification for Liquefied Petroleum (Lp) Gases	2011
ASTM D1837	Standard Test Method for Volatility of Liquefied Petroleum (Lp) Gases	2011
ASTM D1838	Standard Test Method for Copper Strip Corrosion by Liquefied Petroleum (Lp) Gases	2011
ASTM D2158	Standard Test Method for Residues in Liquefied Petroleum (Lp) Gases	2011
ASTM D2784	Standard Test Method for Sulfur in Liquefied Petroleum Gases (Oxy-Hydrogen Burner or Lamp)	2011
ASTM D2713	Standard Test Method for Dryness of Propane (Valve Freeze Method)	1012

- Que en los *contratos de suministro* establecidos entre el comercializador mayorista productor y el comprador (comercializador mayorista o distribuidor) se especifique respecto a la calidad, siempre y por medio de un certificado correspondiente al lote transado, los valores medidos de las siguientes propiedades: composición química, nivel de odorización, poder calorífico superior, presión de vapor, temperatura de evaporación al 75% evaporado, residuo en 100 ml de evaporación, corrosión tira de cobre, azufre, sulfuro de hidrógeno, sequedad. Lo anterior de conformidad con la **Resolución CREG 053 de 2011**.
- Que en los *contratos de suministro* establecidos entre comercializador mayorista y el distribuidor se especifique respecto a la calidad, siempre y por medio de un certificado



correspondiente al lote transado: *a)* los valores medidos de la composición química⁶⁹ y el nivel de odorización; y *b)* los valores calculados de la presión de vapor y del poder calorífico. Lo anterior de conformidad con la **Resolución CREG 053 de 2011**.

- Que en los *contratos de transporte* establecidos entre el transportador y el comercializador mayorista se especifique respecto a la calidad, siempre y por medio de un certificado correspondiente al producto transado: *a)* los valores medidos de la composición química, el nivel de odorización, y la sequedad; y *b)* los valores calculados de la presión de vapor y el poder calorífico. Es de recordar, por ejemplo, que la manipulación del producto puede causar contaminación y degradación afectando negativamente su calidad, de conformidad con la **Resolución CREG 092 de 2009**.
- Que los distribuidores verifiquen que el certificado de calidad recibido de los comercializadores mayoristas correspondiente al lote transado y cumpla con los valores mínimos establecidos por la normatividad vigente (i.e. **NTC 2303**). Los distribuidores deben mantener la calidad del producto inalterada durante la venta a los comercializadores minoristas y debe especificar, siempre y por medio de un certificado correspondiente al producto transado: *a)* el reporte de la composición química del vendedor; *b)* el valor medido del nivel de odorización; y *c)* los valores calculados de la presión de vapor y el poder calorífico. En todos los casos el distribuidor será el responsable por la calidad del GLP para todos los agentes posteriores (incluyendo el usuario final). Lo anterior de conformidad con la **Resolución CREG 023 de 2008**.

⁶⁹ Se debe tener en cuenta que los comercializadores realizan mezclas de grandes volúmenes de GLP con diferentes composiciones químicas. Por esta razón, el certificado de calidad emitido por el comercializador para el distribuidor debe corresponder al producto vendido, es decir, debe reportar lo medido y no los datos obtenidos del productor o transportador.

- Que en territorio colombiano los Gases Licuados de Petróleo sean clasificados según los cuatro tipos descritos en la norma **NTC 2303** (ASTM D1835): propano comercial, butano comercial, mezclas propano-butano y propano para aplicaciones especiales (HD5) (Tabla 182). Se recomienda también que en los contratos de suministro sea reportado el tipo de GLP vendido.

Tabla 182. Requerimientos de composición del GLP según NTC 2303 (ASTM D1835).

COMPONENTES	PROPANO COMERCIAL	BUTANO COMERCIAL	MEZCLAS PROPANO- BUTANO	PROPANO HD5
Propano -% vol. (máx.)	-	-	-	-
Butanos y más pesados -% vol. (máx.)	2,5	-	-	2,5
Pentanos y más pesados -% vol. (máx.)	-	2,0	2,0	-
Etanos y más livianos -% vol. (máx.)	-	-	-	-
Olefinas -% vol. (máx.)	-	-	-	-
Propileno -% vol. (máx.)	-	-	-	5,0
Diolfinas y acetilenos-ppm (máx.)	-	-	-	-

- Que la determinación de la composición química del GLP sea realizada mediante la aplicación de la norma **ASTM D2163** y que las propiedades relevantes sean determinadas mediante el procedimiento estandarizado (Tabla 183).

Tabla 183. Parámetros de calidad para el GLP.

PROPIEDAD	NORMA TÉCNICA NACIONAL (NTC)	NORMA TÉCNICA INTERNACIONAL (ASTM)
Presión de vapor	2562	D1267
Volatilidad	2563	D1837
Corrosión de tira de cobre	2515	D1838
Contenido de azufre	-	D2784
Contenido de sulfuro de hidrógeno	-	D2420
Poder calorífico	-	D240
Concentración de etil mercaptano	-	D5305
Residuos sólidos	2517	D2158
Sequedad	-	D2713

- Que el GLP sea considerado si sus propiedades cumplen con los estándares de calidad establecidos en las Normas Técnicas **NTC 2303**, **NTC 3853** y **ASTM D1835**, como se muestra en la tabla 184.

Tabla 184. Requisitos para los cuatro tipos comerciales de GLP según NTC 2303 (ASTM D1835).

INDICADOR	UNIDAD ⁷⁰	PROPANO COMERCIAL	BUTANO COMERCIAL	MEZCLAS PROPANO-BUTANO	PROPANO DE USO ESPECIAL
Presión de vapor a 37,8 °C (máx.)	kPa	1430	485	-	1430
Temperatura de evaporación al 75% evaporado (máx.)	°C	- 38, 3	2,2	2,2	- 38, 3
Corrosión tira de cobre (máx.)	.	No. 1	No. 1	No. 1	No. 1
Azufre (máx.)	PPM (MASA)	185	140	140	123
Sulfuro de hidrógeno (máx.)	.	PASAR	PASAR	PASAR	PASAR
Poder calorífico ⁷¹ (mín)	BTU/lb	0,549	0,630		
Residuo en 100 ml de evaporación (máx.)	MI	0,05	0,05	0,05	0,05
Mancha de aceite (observación)	-	PASAR	PASAR	PASAR	PASAR
Sequedad	.	PASAR	-	-	PASAR

- Que todos los cálculos de las propiedades (i.e. presión de vapor, densidad, número de octanos, poder calorífico y factor de compresibilidad) se realicen a partir de la composición química del GLP, de acuerdo con los algoritmos de cálculo presentados en las Normas Técnicas **ASTM D2598** y **ASTM D3588**.
- Que se exija a los agentes la medición (M), la verificación⁷² (V) o el cálculo⁷³ (C) de las propiedades de interés según lo definido en la tabla 185.

⁷⁰ Los valores expresados en unidades del sistema internacional son considerados como estándar.

⁷¹ En esta norma se expresa el poder calor del GLP en estado líquido.

⁷² Entiéndase *verificación* como el procedimiento por el cual se compara el reporte recibido durante la compra del GLP con la norma NTC 2303 con el objetivo de aceptar o rechazar el producto.

⁷³ El cálculo de las propiedades *presión de vapor* y *poder calorífico* deberá ser realizado mediante los procedimientos de cálculo expuestos en las normas técnicas ASTM D2598 y ASTM D3588, respectivamente.

Tabla 185. Recomendación sobre el requerimiento de las variables para cada uno de los agentes de la cadena de suministro de GLP en Colombia.

INDICADOR	COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA	TRANSPORTA DOR ⁷⁴	DISTRIBUCIÓN
Presión de vapor	M	C	C
Temperatura de evaporación al 95% evaporado (volatilidad)	M		
Corrosión de Tira de cobre	M		
Residuos sólidos (mancha de aceite)	M		
Composición (cromatografía de gases)	M	M	M
Contenido de sulfuro De hidrógeno	M		
Sequedad	M	M	
Contenido de azufre	M		
Concentración de etil mercaptano	M	M	M
Poder calorífico superior	M	C	C

Para los comercialización minorista no se hacen requerimientos.

- Que la medición de la odorización se realice mediante métodos cromatográficos o fisicoquímicos que permitan cuantificar la concentración de etil mercaptano y verificar que ésta se mantenga dentro de los límites mínimos y máximos establecidos en la normatividad (NTC 3853; NFPA 58) y la regulación (OSHA; CREG 100 de 2003), específicamente, desde 0,0016 ppm hasta 0,5 ppm.
- Que el usuario final sea informado de las principales propiedades (i.e. composición química, poder calorífico y presión de vapor) del GLP durante la compra del gas. Esto se contempla dentro del esquema de responsabilidad de marca, al incluir una etiqueta para cilindros de GLP que contenga información del poder calorífico del gas y una garantía de que el gas distribuido en la ciudad de la compra no presenta problemas de vaporización a las condiciones ambientales.

⁷⁴ Si el transporte se realiza por propanoducto, el transportador no debe verificar la calidad del GLP. Si el transporte se realiza por poliducto, el transportador debe medir la composición química mediante cromatografía de gases.

2. Cantidad de GLP

En esta sección se mostrarán las recomendaciones dadas por el grupo de trabajo de la Universidad Tecnológica de Pereira a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) respecto de la medición de la cantidad de GLP. Las recomendaciones referentes a la medición de cantidad de GLP tendrán como fundamento los antecedentes relacionados con: la normatividad vigente, la regulación y las condiciones actuales de la medición de cantidad del GLP por parte de los agentes que intervienen en la cadena productiva en Colombia.

a. Normatividad técnica

- El Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, **ICONTEC**, es el instituto normativo oficial en Colombia. Este establece las normas técnicas aplicables en Colombia asociadas a los Gases Licuados de Petróleo (Series NTC Sectores: 75⁷⁵, 91, 17 y 23), las cuales son listadas en la tabla 1. En cuanto a la medición de flujo y de nivel, este instituto dispone de las normas técnicas listadas en la Tabla 186.

Tabla 186. Normas técnicas colombianas relacionadas con la medición de flujo GLP (Editorial ICONTEC).

SECTOR	NORMA	TÍTULO	ÚLTIMA FECHA DE RATIFICACIÓN
17	NTC 2826	Medidores de volumen de gas	1990
91	NTC 2728	Medidores de gas tipo diafragma	2005
91	NTC 3950	Medidores de gas tipo diafragma (características físicas)	2008
91	NTC 4136	Medidores de gas tipo rotatorio	2008
75	NTC 3853	Equipo, accesorios, manejo y transporte de glp	1996
75	NTC 3853-1	Instalación de sistemas de glp	1996

- El instituto⁷⁶ denominado American Petroleum Institute (**API**) es una organización nacional de los Estados Unidos que cuenta con un área destinada a la elaboración de

⁷⁵ Sector 75: petróleo y tecnologías relacionadas. Sector 91: materiales de la construcción y las edificaciones. Sector 17: metrología y mediciones. Sector 23: fluidos y componentes para uso general.

⁷⁶ La normatividad técnica y la regulación de Estados Unidos son tomadas como referencia en relación con los Gases Licuados de Petróleo por tres razones fundamentales: a) allí fue descubierto y comercializado por primera vez. Esto constituye el mercado estadounidense como el primer mercado de GLP en el mundo, b)

normas para toda la industria del petróleo y gas natural. Este instituto se encarga de estandarizar y normalizar bajo estrictas especificaciones de control de calidad, diferentes materiales y equipos para la industria petrolera. Igualmente establece normas para diseño, construcción y pruebas en instalaciones petroleras, incluyendo diseño de equipos y pruebas de laboratorio para derivados del petróleo.

- La **API** en su publicación anual *Petroleum Measurement*, publica el Manual of *Petroleum Measurement Standards (MPMS)*, el cual define la normatividad estándar para la medición de petróleo. Los capítulos de la **MPMS** se listan en la tabla 187.

Tabla 187. Capítulos Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS⁷⁷).

Capítulo	TÍTULO	ÚLTIMA FECHA DE RATIFICACIÓN
1	Vocabulary	1994
2	Tank Calibration	2009
3	Tank Gauging	2011
4	Proving Systems	2011
5	Metering	2011
6	Metering Assemblies	2012
7	Temperature Determination	20011
8	Sampling	2011
9	Density Determination	2008
10	Sediment and Water	2011
11	Physical Properties Data (Volume Correction Factors)	2009
12	Calculation of Petroleum Quantities	2003
13	Statistical Aspects of Measuring and Sampling	2011
14	Natural Gas Fluids Measurement	2012
15	Guidelines for Use of the International System of Units (SI) in the Petroleum and Allied Industries	2007
16	Measurement of Hydrocarbon Fluids by Weight or Mass	2007
17	Marine Measurement	2012
18	Custody Transfer	2007
19	Evaporation Loss Measurement	2009
20	Allocation Measurement of Oil and Natural Gas	2011
21	Flow Measurement Using Electronic Metering Systems	2011

Estados Unidos cuenta con uno de los principales organismos normativos del mundo, el *American Society for Testing and Materials*, y c) La *American Petroleum Institute* es líder en la elaboración de normas técnicas y su expansión a nivel internacional es cada vez mayor, por lo que hoy en día son más de 500 estándares adoptados en el mercado internacional.

⁷⁷ Rango de tiempo, según ratificaciones efectuadas por apartados.



- La **API MPMS**, Capítulo 5 “Metering”, Sección 1 “General Considerations for Measurement by meters”, establece una guía para la instalación, mantenimiento y operación de estaciones diseñadas para la medición dinámica de hidrocarburos líquidos con niveles de precisión adecuados, garantizando una vida de servicio óptima, seguridad, confiabilidad y control de calidad adecuados.
- La **API MPMS** en su Capítulo 5 “Metering”, sección 2-8, especifica las características de los siguientes medidores: *a)* desplazamiento positivo, *b)* medidores de turbina, *c)* medidores ultrasónicos, y *d)* medidores de coriolis para su utilización en puntos de transferencia de custodia. También se describen las características de los accesorios que pueden ser utilizados junto con los medidores en el servicio de hidrocarburos líquidos (teniendo en cuenta ciertos requisitos mínimos para los dispositivos que miden la temperatura, la densidad y la presión). La selección del tipo de accesorio a utilizar depende de la función, el diseño, propósito y la manera en que una instalación específica va a ser utilizada.
- La **API MPMS** en su Capítulo 7 “Temperature Determination”, describe los métodos y prácticas para obtener una medición precisa de la temperatura del petróleo y sus derivados, tanto en condiciones estáticas como dinámicas con la utilización de termómetros y transductores. Estas mediciones se utilizan para convertir los volúmenes de hidrocarburos líquidos a una condición base común de temperatura.
- La **API MPMS** en su Capítulo 9 “Density Determination” describe los procedimientos para determinar la densidad, densidad relativa (gravedad específica) y gravedad API del petróleo crudo, productos licuados del petróleo o mezclas, normalmente manejados como líquidos. Los instrumentos cubiertos son: hidrómetro, hidrómetro de presión y termohidrómetro.



- La **API MPMS** en su Capítulo 11 “Volume Correction Factors” define las tablas con los factores de corrección de volumen, densidad por temperatura y presión para petróleo crudo, productos refinados y aceites lubricantes. El propósito de las tablas de medición de petróleo es establecer un conjunto estándar de correcciones de temperatura y presión relacionado con el volumen y la densidad sobre la base de datos de prueba documentada.
- La **API MPMS** en su Capítulo 11 “Volume Correction Factors”, proporciona el algoritmo y la metodología a utilizar para la corrección de los efectos de la temperatura y la presión sobre la densidad y el volumen de hidrocarburos líquidos que entran en las categorías de petróleo crudo, productos refinados o aceites lubricantes. Los factores de corrección de la densidad y el volumen por temperatura y presión se denominan colectivamente en esta norma como corrección de la temperatura y la presión de un líquido (CTPL). La porción de la temperatura de esta corrección se denomina corrección por el efecto de la temperatura en líquidos (CTL), también conocida históricamente como FCR (factor de corrección de volumen). La porción de presión se denomina corrección por el efecto de la presión sobre el líquido (CPL).
- La **API MPMS** en su Capítulo 14 “Natural Gas Fluid Measurement, section 8: Liquefied Petroleum Gas Measurement”, describe los sistemas de medición dinámicos y estáticos utilizados para medir la cantidad de gas licuado de petróleo (GLP) en el intervalo de densidad relativa de 0,350 a 0,637. Las propiedades físicas de los componentes a ser medidos y la composición de la mezcla del gas licuado de petróleo debe considerarse para determinar el sistema de medición a utilizar. También sirve como guía en la selección, instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de medición aplicables a los gases licuados del petróleo e incluye descripciones funcionales para sistemas individuales.

- La International Organization for Standardization (**ISO**) es el organismo encargado de promover el desarrollo de normas internacionales de fabricación, comercio y comunicación para todas las ramas industriales a excepción de la eléctrica y la electrónica. Cuenta con miembros de 164 países y 3.335 organismos técnicos para la elaboración de normas. Su función principal es buscar la estandarización de normas de productos y seguridad para las empresas u organizaciones a nivel internacional.
- La **ISO** ha definido la normatividad técnica asociada a las recomendaciones para la toma de registros y determinación de los intervalos de calibración en los instrumentos de medida, las cuales se listan en la Tabla 188.

Tabla 188. Normas técnicas ISO relacionadas con la medición de hidrocarburos (Editorial ISO).

Norma	TÍTULO	ÚLTIMA FECHA DE RATIFICACIÓN
ISO 10012	General requirements for the competence of testing and calibration laboratories	1998
ISO 9001	Quality management systems –Requirements	2008

- La International Organization of Legal Metrology (**OIML**) es una organización internacional intergubernamentalmente establecida en más de 57 países miembros. Promueve la estandarización global de los procedimientos de metrología legal, que determina la estructura mundial con guías y procedimientos de metrología para el establecimiento de requisitos nacionales y regionales en la fabricación y uso de instrumentos de medida en aplicaciones de metrología legal⁷⁸.
- La **OIML** elabora recomendaciones reconocidas a nivel internacional, relacionadas con la medición dinámica de flujo para fluidos diferentes al agua, la clase del medidor y el error máximo permisible. Dichas recomendaciones se listan en la tabla 189.

⁷⁸ *International Organization of Legal Metrology* (<http://www.oiml.org/>). Acceso el 20 de noviembre 2012.

Tabla 189. Recomendaciones internacionales relacionadas con la medición de hidrocarburos (Editorial OIML).

Norma	TÍTULO	ÚLTIMA FECHA DE RATIFICACIÓN
OIML R 117-1	Dynamic measuring systems for liquids other than water Part 1: Metrological and technical requirements	2007
OIML R 117-2	Dynamic measuring systems for liquids other than water Part 2: Metrological controls and performance tests	2011
OIML R 137-1	Gas Meters Part 1: Metrological and technical requirements	2006
OIML R 137-2	Gas Meters Part 2: controls and performance tests	2010
OIML R 119	Pipe provers for testing measuring systems for liquids other than water	1996

- La National Fire Protection Association⁷⁹ (**NFPA**) es una organización fundada en Estados Unidos, encargada de crear y mantener las normas y requisitos mínimos para la prevención contra incendio, capacitación, instalación y uso de medios de protección, utilizados tanto por bomberos como por el personal encargado de la seguridad.
- La **NFPA** elabora estándares conocidos como National Fire Codes, donde recomienda prácticas seguras desarrolladas por comités expertos en el control de incendios. Se listan en la tabla 190 los estándares asociados a: *a)* almacenamiento, *b)* manipulación, *c)* transporte, *d)* diseño, *e)* construcción, *f)* localización, *g)* instalación, *h)* operación, e *i)* mantenimiento de plantas de gas refrigeradas y no refrigeradas de servicios públicos, y el uso de GLP.

Tabla 190. Estándares asociados al GLP emitidas por la NFPA⁸⁰.

Norma	TÍTULO	ÚLTIMA FECHA DE RATIFICACIÓN
NFPA 58	Liquefied Petroleum Gas Code	2011
NFPA 59	Utility LP-Gas Plant Code	2012

⁷⁹ National Fire Protection Association (<http://www.nfpa.org/>). Acceso el 20 de noviembre 2012.

⁸⁰ National Fire Protection Association (<http://www.nfpa.org/>). Acceso el 20 de noviembre 2012.



- La **NFPA 58** Liquefied Petroleum Gas Code regula el almacenamiento, manipulación, transporte y el uso de GLP. Los Gases Licuados de Petróleo, en conformidad con la definición dada por este código, son gases a temperatura ambiente normal y a presión atmosférica. Algunas recomendaciones emitidas por el **DOT** son referenciadas en este código.
- De acuerdo con la revisión de la normatividad y regulación nacional e internacional, en la tabla 191 se presenta la normatividad relacionada a la medición de cantidad para el GLP.

Tabla 191. Tabla comparativa de los indicadores y la normatividad para el GLP respecto a la cantidad discriminada por países.

Indicador	Nivel		Flujo				Temperatura		Presión	
	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional
Colombia	NTC 3853		NTC 3853		(IV)	MPMS 5	NTC 2804-NTC 5779	OILM R84:2003 (MOD)	NTC 3855	ANSI/API MPMS 14.8
Chile	NCh1782/1.Of1985 NCh2427.Of2004 Mod 2005 NCh2476.Of2000 Mod 2005 NCh2108.Of2000 Mod 2007	NEQ ISO 20826:2006, NFPA 58:2005	NCh2230/2.Of1995. NCh2230/1.Of1995	NEQV ANSI/ASC B 109.1-1986 NEQV UNE 60-510-84	N.A.	(I)	N.A.	(I)	N.A.	(I)
España	UNE-ISO 8309:2005		UNE-ISO 8309:2005				UNE-ISO 8310:2005		EN-ISO 8973:1999	ISO 8973:1999
Estados Unidos	MPMS 3, MPMS 11, ANSI/API MPMS 14.8		MPMS 5		MPMS 5		MPMS 7		ANSI/API MPMS 14.8	
México	(II)	(II)	PROY-NMX-CH-10790-IMNC-2010, PROY-NMX-CH-10790-IMNC-2010	(II)	(II)	(II)	NMX-CH-064-IMNC-2006	(II)	NOM-014-SCFI 1997	
Perú	NTP 321.123	(III)	NTP 321.123	(III)	(III)	(III)	NTP 321.007	(III)	NTP 321.007/098 /100	

- Conforme al decreto N° 66 de 2 de febrero 2007, en su Artículo 7 se establece que en caso de uso de tecnologías diferentes a las mencionadas en el presente decreto o que no estén amparadas por normas técnicas nacionales, deben estar técnicamente respaldados en normas extranjeras pertinentes, internacionalmente reconocidas, entre otras, AGA, ANSI, API, ASME, ASTM, AWS, AWWA,BS, CGA, DIN, EN, ISO, JIS, NF, NFPA, UL, UNE, UNI o por estudios específicos o técnicos.
- En el caso que no exista una normatividad propia se sugiere referirse a organizaciones de reconocimiento internacional como la API, ASTM y la NPFA entre otras.
- En el Decreto Superior No. 032-2004 EM en el Título Quinto, Capítulo Quinto, se habla brevemente de la medición de los procesos de hidrocarburos líquidos (GLP incluido), aclarándose en los Artículos 287 y 288 que los procedimientos y normas se guiarán por lo recomendado por la API (Manual of Petroleum Measurement Standards (2000), o cualquier otro instituto de prestigio internacional. El GLP cumple con las especificaciones de calidad establecidas en la Norma Técnica Peruana de INDECOPI, la cual está basada en el estándar internacional American Society for Testing and Materials -ASTM D1835.
- Manual de Medición de Hidrocarburos – Ecopetrol. Capítulo 16.



- Que este estudio considerará las organizaciones normalizadoras de acuerdo con el siguiente orden prioritario: *a)* NTC, *b)* API MPMS, *c)* OIML, *d)* ISO y *e)* NFPA. La norma técnica colombiana se ha tomado como referencia principal mientras que la norma técnica internacional se utilizará cuando: *a)* no exista una norma técnica colombiana correspondiente o *b)* cuando se desee verificar las modificaciones de la norma colombiana en relación con la norma técnica internacional.

b. Regulación

- El ministerio de Minas y Energía, según **Decreto 070 de 2001** modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía estableciéndose en el Capítulo 2: "Objetivos y Funciones Generales del Ministerio de Minas y Energía" Artículo 2 "Objetivos. El ministerio de Minas y Energía tiene como objetivos primordiales la formulación y adopción de las políticas, planes generales, programas y proyectos del Sector Administrativo de Minas y Energía"
- El ministerio de Minas y Energía, en la **Resolución 180196 del 2006**⁸¹, Numeral 4.5 "Requisitos para los Tanques Utilizados en la Prestación del Servicio Público Domiciliario de Gas Licuado del Petróleo, GLP" Numeral 4.5.3 dicta: "Los accesorios de los tanques deberán cumplir con todo lo especificado en la **NTC 3853**, Edición 1996."
- La CREG en su **Resolución 053 de 2011**, Artículo 7 "Obligaciones de los Comercializadores Mayoristas en la Entrega, Manejo y Medición del GLP", Literal d) estipula que: "Con cada entrega de producto, reportar la medición obtenida la cual además incluye el reporte de la composición del producto, indicando las características más relevantes, entre ellas al menos la densidad del mismo, el poder

⁸¹ Ministerio de Minas y Energía. República de Colombia. (<http://www.minminas.gov.co>). Acceso el 22 de junio de 2012.



calorífico expresado en MBTU por kilogramo y el factor de volumen (m^3 gas/kg líquido). Esta información siempre debe ser entregada al comprador antes que el producto sea retirado por él”.

- La Resolución CREG 023 de 2008 establece el “Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista de Gas Licuado de Petróleo.” Respecto a la medición de cantidad del GLP, los literales de interés requieren de los distribuidores y comercializadores minoristas lo siguiente:

En el Capítulo 3 “Distribución de GLP”, Artículo 6 “Obligaciones generales del distribuidor”, Numeral 3, dicta: “Entregar, tanto en cilindros como en tanques estacionarios, un producto correctamente medido y que cumpla con la calidad exigida en la regulación, para lo cual debe garantizar que la calidad del producto recibido de los comercializadores mayoristas no sufra alteración.”

En el Capítulo 3 “Distribución de GLP”, Artículo 13 “Obligaciones del distribuidor en relación con la atención de los puntos de venta y de los usuarios del servicios de GLP por tanque estacionario”, Numeral 10, dicta: “Medir y liquidar el servicio público de GLP en Tanques Estacionarios de acuerdo con las condiciones establecidas en la regulación vigente”.

En el Capítulo 7 “Medición para la prestación del servicio por tanques estacionarios”, Artículo 29 “Medición y Facturación del Volumen Entregado al Tanque Estacionario”, dicta: La empresa prestadora del servicio por Tanques Estacionarios deberá realizar la medición del producto entregado antes del llenado del Tanque. Para realizar esto, la empresa deberá instalar un dispositivo de medición en el carro cisterna que permita determinar el peso del combustible entregado.



La empresa tiene la obligación de medir el combustible entregado en el Tanque Estacionario y suministrar al usuario o a quien represente a los usuarios cuando existe más de uno, un registro de esta medición, cada vez que realice el trasiego al tanque.

Para los Tanques Estacionarios que sirvan a un único usuario, el peso entregado de combustible será el elemento principal de la factura del usuario.

- Para los Tanques Estacionarios que sirvan a más de un usuario, esta constancia se utilizará para realizar el balance del gas facturado al final del contrato y para determinar las pérdidas de la red comunal. Estas últimas, junto con la medición individual de cada usuario, servirán de base para la facturación.

En el Capítulo 7 “Distribución de GLP”, Artículo 30 “Del Derecho a la Medición Individual”, dicta: “Para los tanques estacionarios que sirvan a más de un usuario, cada uno de los inmuebles debe contar con un equipo de medición individual, el cual medirá el volumen de gas entregado y con el cual se realizará la facturación”.

- La CREG en su **Resolución 067 de 1995** define el Código de Distribución de Gas Combustible por Redes, respecto a la medición de cantidad del GLP, los literales de interés que requieren de los distribuidores lo siguiente:

El Anexo general “Código de Distribución de Gas Combustible por Redes”, Sección IV.5.5 “Medición y equipos de medición” Numeral 4.27, dicta: “El distribuidor o el comercializador seleccionarán los tipos y características del equipo de medición. Deberá proporcionar medidores que brinden registros precisos y adecuados a los efectos de la facturación y efectuar la revisión y calibración de dichos equipos, como máximo cada cinco año”.



- La CREG en su **Resolución 108 de 1997**, dispone consideraciones para el acceso al servicio y causales para la negación de éste. Se dictan cargos de conexión y del control sobre el funcionamiento de los medidores, y se regula la forma en que se determina el consumo facturado incluyendo periodos de facturación. Respecto a la medición de cantidad del GLP, los literales de interés requieren de los distribuidores lo siguiente:

El Capítulo 4 “De la Conexión del Servicio”, Artículo 24 “De la Medición Individual”, Literal a y b, dictan: “a) Con excepción de los inquilinatos, y de los usuarios incluidos en planes especiales de normalización del servicio, todo suscriptor o usuario deberá contar con equipo de medición individual de su consumo” y “b) Cuando un inmueble cuente con una sola acometida y un solo equipo de medida y el servicio se utilice por varias personas naturales o jurídicas, se entenderá que existe un único suscriptor frente a la empresa. Por tanto, en estos casos, el costo de prestación del servicio deberá dividirse en cuotas partes entre los usuarios finales del mismo, y los derechos y obligaciones del contrato de condiciones uniformes serán exigibles o se harán efectivos por ese único suscriptor. No obstante, cualquier usuario que se encuentre ubicado dentro de un inmueble con tales características, tiene derecho a exigir a la empresa la medición individual de sus consumos, siempre y cuando asuma el costo del equipo de medición, caso en el cual a ese usuario se le tratará en forma independiente de los demás.”

El Capítulo 4 “De la Conexión del Servicio”, Artículo 24 “Falta de medición por acción u omisión”, dicta: “Conforme a lo dispuesto por el Artículo 146 de la Ley 142 de 1994, la falta de medición del consumo, por acción u omisión de la empresa, le hará perder el derecho a recibir el precio. La que tenga lugar por acción u omisión del suscriptor o usuario, justificará la suspensión del servicio o la terminación del contrato, sin perjuicio de que la empresa determine el consumo en las formas a las que se refiere el inciso tercero del citado artículo. Se entenderá igualmente que es omisión de la empresa la no



colocación de medidores en un periodo superior a seis meses después de la conexión del suscriptor o usuario.”

- La CREG en su **Resolución 092 de 2009**, adopta disposiciones sobre las obligaciones de los transportadores del GLP a través de ductos en el continente y en la forma marítima entre el continente y el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, y se dictan otras disposiciones sobre libre acceso a los sistemas de transporte. Respecto a la medición de cantidad del GLP, los literales de interés requieren de los transportadores lo siguiente:

El Artículo 4 “Obligaciones Específicas de los Transportadores de GLP”, Literal f, dicta: “Realizar todas las mediciones que se requieran para recibir o entregar el producto en los puntos de recibo y entrega, que permitan establecer la cantidad y la calidad del producto. El Transportador de GLP será el responsable de la administración, operación y mantenimiento de los equipos de medición que se encuentren incluidos en la base de activos utilizada para establecer la remuneración de la actividad de transporte de GLP.”

c. Medición dinámica

- La Norma técnica **NTC 3853** Literales D.3.1 y D.3.2, establece la necesidad de compensar las mediciones de volumen en el GLP, debido a los efectos de la presión y temperatura en el volumen observado. Con el propósito de corregir el volumen observado y llevarlo a las condiciones de 60 °F (16 °C), la norma solicita determinar la medida de la gravedad específica del GLP a 60°F en relación con el agua a 60°F, y la medida de la temperatura promedio del producto.
- La Norma técnica **NTC 2728**, Numerales 2.1 y 2.2, establece los valores autorizados de los caudales máximos y los límites superiores de los caudales mínimos en medidores de gas tipo diafragma, estos se listan en la Tabla 192:

Tabla 192. Valores límite superior e inferior de los caudales para medidores tipo diafragma.

Designación del medidor del gas	Q _{máx} [m ³ /h]	Q _{mín} [m ³ /h]
0,6	1	0,016
1	1,6	0,016
1,6	2,5	0,016
2,5	4	0,025
4	5	0,040
6	10	0,060
10	16	0,100
16	25	0,160
25	40	0,250
40	65	0,400
65	100	0,650
100	160	1,000
160	250	1,600
250	400	2,500
400	650	4,000
650	1000	6,500

Nótese que el medidor de gas puede tener un caudal mínimo inferior al valor de la Tabla 192, pero este valor inferior debe ser igual a uno de los valores consignados en la tabla, o a un submúltiplo decimal.

- La Norma técnica **NTC 2728**, Numeral 4.2.1, establece que si un dispositivo de medición de flujo tipo diafragma cuenta con un dispositivo indicador mecánico con controlador propio, éste debe tener un intervalo máximo de escala y una numeración de la misma de acuerdo con la Tabla 193.

Tabla 193. Intervalo máximo y numeración de los dispositivos indicadores para medidores tipo diafragma.

Designación del medidor de gas	Intervalo máximo de escala [dm ³]	Numeración cada [dm ³]
G 0,6 a G6 Inclusive	0,2	1
G 10 a G 65 Inclusive	2	10
G 100 a G 650 Inclusive	20	100



- La Norma técnica **NTC 2728**, Numeral 5.1 y la recomendación internacional **OIML R6**, Numeral 6, establecen los errores máximos permisibles en verificación inicial y los valores aconsejados para los errores máximos permisibles en servicio, que se listan en la Tabla 194.

Tabla 194. Errores máximos permisibles en medidores tipo diafragma.

Salidas	Errores máximos permisibles	
	Verificación Inicial	Servicio
$Q_{\min} \leq Q \leq 0.1Q_{\max}$	$\pm 3\%$	$\pm 3\%$
$0.1Q_{\max} \leq Q \leq Q_{\max}$	$\pm 1,5\%$	$\pm 2\%$

Los errores máximos tolerados en la verificación inicial, se aplican tanto a los medidores de gas nuevos como a los medidores de gas presentados a verificación después de reparados o después del deterioro de los sellos.

- La Norma técnica **NTC 4136**, Capítulo 3, Numeral 2, establece los valores autorizados de los caudales máximos y los valores correspondientes de los límites superiores de los caudales mínimos en medidores de gas tipo rotativos que se listan en la tabla 195.

Se define en el Capítulo 1, Numeral 47, el rango de trabajo como la relación entre la tasa de flujo máximo ($Q_{\max}$) y la tasa de flujo mínimo ($Q_{\min}$). Se pueden evaluar bajo esta norma medidores con designación G y $Q_{\max}$ que sean múltiplos decimales de las últimas cinco filas de la tabla 195.

Tabla 195. Valores límite superior e inferior de los caudales para medidores tipo rotativo.

Designación del medidor G	Q _{máx} [m ³ /h]	Rango de trabajo			
		01:10	01:20	01:30	01:50
		Límite superior Q _{mín} [m ³ /h]			
16	25	2,5	1,3	0,8	0,5
25	40	4	2	1,3	0,8
40	65	6	3	2	1,3
65	100	10	5	3	2
100	160	16	8	5	3
160	250	25	13	8	5
250	400	40	20	13	8
400	650	65	32	20	13
650	1000	100	50	32	20
1000	1600	165	80	50	32

- La Norma técnica **NTC 4136**, Numeral 3.3.1.1, establece los errores máximos permisibles en verificación inicial y los valores aconsejados para los errores máximos permisibles en servicio, que se listan en la tabla 196. Los valores para el flujo transicional Q_t se listan en la tabla 197.

Tabla 196. Errores máximos permisibles en medidores tipo rotativo*.

SALIDAS	Errores máximos permisibles	
	Verificación inicial	Servicio
Q _{min} ...<= Q <= Q _t .	+2%	+3%
Q _t <= Q <= Q _{max} .	+1%	+1, 5%

*Los valores en servicio son recomendados por la norma.

Los errores máximos permisibles obtenidos durante la verificación inicial se aplican a medidores nuevos y a los que son sometidos a verificación posterior cuando el sello de protección ha sido dañado.

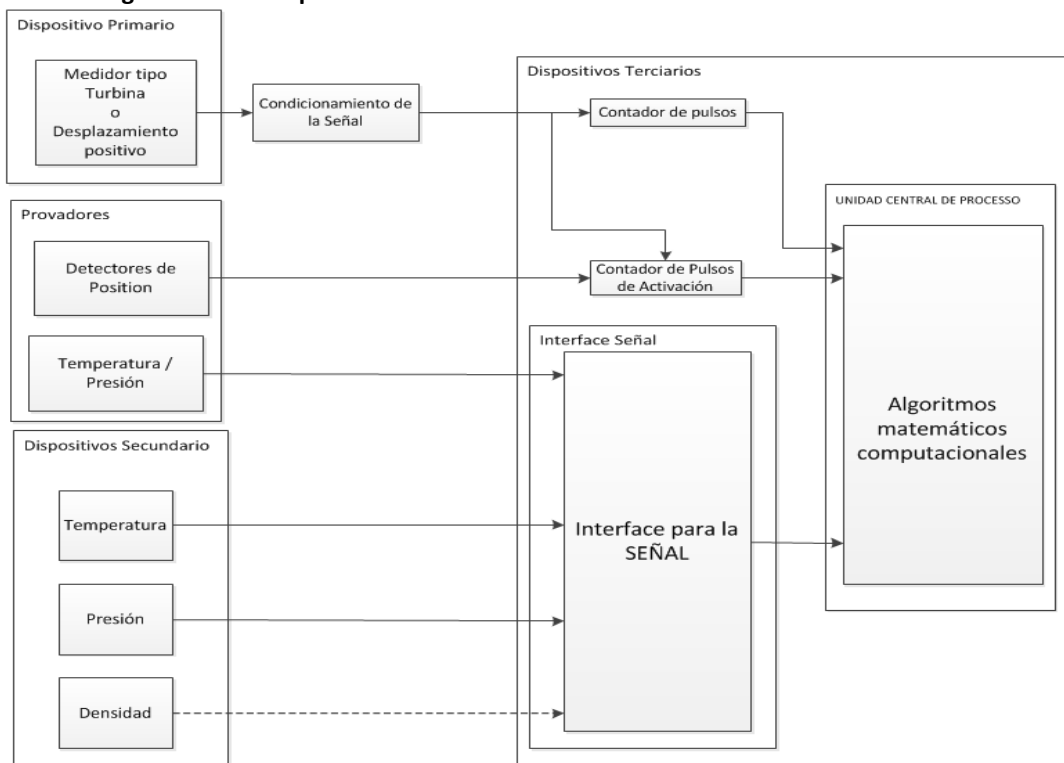
Tabla 197. Valores para el flujo transicional en función del rango de trabajo.

Rango de Trabajo	Q _t ⁸²
1:10	0.20 Q _{max}
1:20	0.20 Q _{max} .
1:30	0.15Q _{max} .
1:50	0,1 Q _{max} .
>1:50	0.05 Q _{max} .

⁸² La tasa de flujo transicional (Q_t), es la tasa de flujo en la cual el error máximo permisible cambia de valor.

- La **API** en su norma **MPMS 21.2** “Flow measurement using electronic metering systems”, sección 2 “Electronic liquid volume measurement”, Numeral 3.20, define Electronic Liquid Measurement System (ELMS), como el conjunto de instrumentos y equipos electrónicos que tienen por función determinar la cantidad de flujo que pasa a través de una estación de medición de flujo, y que además realiza compensación o corrección por presión y temperatura (en tiempo real) de la cantidad medida.
- La **API** en su norma **MPMS 21.2** “Flow measurement using electronic metering systems”, Sección 2 “Electronic liquid volume measurement,” Numeral 5.1.1, Figura 1, ilustra la configuración básica de un sistema electrónico de medición para líquido, el cual se ilustra en la Figura 44.

Figura 44. Configuración básica para ELMS⁸³.



⁸³ MPMS 21.2: Flow Measurement Using Electronic Metering Systems, section 2: Electronic Liquid Volume Measurement American Petroleum Institute. Washington.

- La **OIML** en su recomendación internacional R117-1 “Dynamic measuring systems for liquids other than water”, Parte 1 “Metrological and technical requirements” del 2007, Numeral 2.4, Tabla 1, toma en consideración los campos de aplicación de los sistemas de medición clasificándolos en cuatro clases de exactitud (tabla 198):

Tabla 198. Clases de exactitud para sistemas de medición OIML R 117-1.

Clase	Tipo de Sistema de Medición
0.3	Sistemas de medición instalados en tuberías (con excepción de los dados para las clases de exactitud 1.0 y 1.5)
0.5	Bombas de despacho de gasolina, sistemas de medición instalados en auto-tanques para líquidos de baja viscosidad Sistemas para la descarga de barcos, auto-tanques y carrotanques Sistemas de medición para leche, cerveza y otros líquidos espumosos Sistemas de medición para carga de barcos Sistemas de medición para llenado de combustible en aeronaves
1.0	Sistemas de medición para gases licuados, sujetos a presión y a temperaturas mayores que -10 °C Sistemas de medición de LPG para carga de vehículos Sistemas de medición: con fluidos cuya viscosidad dinámica sea mayor que 1Pa s con flujo menor que 20 l/h o 20 kg/min.
1.5	Sistemas de medición para dióxido de carbón licuado. Sistemas de medición para gases licuados (diferentes a los sistemas de medición de LPG para carga de vehículos), sujetos a presión y a temperaturas menores que -10 °C.

- La **OIML** en su recomendación internacional R117-1 “Dynamic measuring systems for liquids other than water”, Part 1 “Metrological and technical requirements” del 2007, Numeral 2.5.1, Tabla 2, establece los límites para el error máximo permisible, positivos o negativos, para resolución en volumen o masa no menores a 2 litros (2 kg). Los valores se indican en la tabla 199:

Tabla 199. Límites para el error máximo permisible en sistemas de medición según su clase.

Clase de Exactitud				
Línea	0.3	0.5	1.0	1.5
A	0,3%	0,5%	1,0%	1,5%
B	0,2%	0,3%	0,6%	1,0%
C (Igual A-B)	0,1%	0,2%	0,3%	0,5%

- La **OIML** en su recomendación internacional R117-1 “Dynamic measuring systems for liquids other than water”, Parte 1 “Metrological and technical requirements” del 2007, Numeral 2.5.2, Tabla 3, establece los límites para el error máximo permisible, positivos o negativos, para resolución en volumen o masa menores a 2 litros (2 kg). Los valores se indican en la tabla 200.

Tabla 200. Límites para el error máximo permisible en sistemas de medición con resolución en volumen o en masa menores a 2l (2kg).

Cantidad Medida	Máximo error permisible
1,0 l (kg) – 2,0 l (kg)	Tomar el valor fijado en la tabla X6, aplicado a 2 l (kg).
0,4 l (kg) – 1,0 l (kg)	Duplique el valor fijado en la tabla X6.
0,2 l (kg) – 0,4 l (kg)	Duplique el valor fijado en la tabla X6, aplicado a 0,4 l (kg).
0,1 l (kg) – 0,2 l (kg)	Cuadruple el valor fijado en la tabla X6.
Menores a 0,1 l (kg)	Cuadruple el valor fijado en la tabla X6, aplicado a 0,1 l (kg).

- La **OIML** en su recomendación internacional R117-1, “Dynamic measuring systems for liquids other than water”, Parte 1: “Metrological and technical requirements” del 2007, Numeral 2.5.3, establece que para cualquier cantidad medida, el valor del error máximo tolerado está dado por el mayor de los dos valores siguientes:
 - Valor absoluto del error máximo tolerado dado en tabla 33 o tabla 34.
 - Desvío para la cantidad mínima especificada, ($E_{mín}$).

Para una cantidad mínima medible mayor o igual a dos litros o dos kilogramos, el desvío de la cantidad mínima especificada ($E_{mín}$) está dado por las fórmulas:

Fórmula para el sistema de medición:

$$E_{mín} = (2MMQ) \cdot (A/100)$$

Donde:

MMQ: es la cantidad mínima medible (volumen o masa).

A: es el valor numérico especificado en línea A de la tabla X6, para la clase de exactitud correspondiente.

Para una MMQ menor a dos litros o dos kilogramos $E_{mín}$ es el doble del valor especificado en tabla 34 y relativo a la línea A de la tabla 33.

Fórmula para el medidor o dispositivo de medición:

$$Emín = (2MMQ) \cdot (B / 100)$$

Donde:

MMQ: es la cantidad mínima medible (volumen o masa).

B: es el valor numérico especificado en línea B de la tabla 33, para la clase de exactitud correspondiente.

Para una MMQ menor a dos litros o dos kilogramos Emín es el doble del valor especificado en tabla 34 y relativo a la línea B de tabla 33.

Nota: Emín es un error absoluto máximo tolerado.

- La **API** en su norma **MPMS** Capítulo 7, Sección 1-3 “Temperature Determination”, establece los requerimientos que deben cumplir los dispositivos para medición de temperatura, para propósitos de transferencia de custodia. En las tablas 201, 202, 203 y 204 se lista los requerimientos técnicos:

Tabla 201. Termómetros de mercurio usados para hidrocarburos^{84*}.

TIPO DE TERMÓMETRO ASTM**	RANGO	LONGITUD (in)	GRADUACIÓN	PRECISIÓN
58F-80	-30°F a 120°F	12	1°	±0,5°F
97F-80	0°F a 120°F	12	1°	±0,5°F
59F-80	0°F a 180°F	12	1°	±0,5°F
98F-80	60°F a 180°F	12	1°	±0,5°F
60F-80	170°F a 500°F	12	2°	±1,0°F

*Especificaciones adicionales pueden encontrarse en la Norma ASTM E-1

** Para termómetros en forma de codo debe cumplir lo dicho en la Norma MPMS API numeral 1.4.2.3

Tabla 202. Precisión mínima en cambios de custodia para medidas dinámicas de temperatura en petróleos o derivados⁸⁵.

SERVICIO	°F	°C
Prueba de calibración	0,1	0,05
Verificación del medidor	0,5	0,25
Medición de campo	1,0	0,5

⁸⁴ MPMS 7.1: Manual of Petroleum Measurement Standards. Temperature Determination. Section 1- Static Temperature Determination Using Mercury-in-Glass Tank Thermometers. American Petroleum Institute. Washington.

⁸⁵ MPMS 7.2: Manual of Petroleum Measurement Standards. Temperature Determination. Section 2- Dynamic Temperature Determination. American Petroleum Institute. Washington.

Tabla 203. Especificaciones de termómetros electrónicos portátiles^{86*}.

GRADUACIÓN MÍNIMA	PRECISIÓN	RANGO PARA PRECISIÓN DADA
0,1°F	±0,5°F	0-200°F
	±0,6°F	>200°F
0,1 °C	±0,5°F	0-100 °C
	±0,5°F	>100 °C

*Las especificaciones son las mínimas en dispositivos electrónicos portables usados en cambios de custodia.

Tabla 204. Comentarios sobre medidores electrónicos para uso con hidrocarburos.

TIPO MEDIDOR ELECTRÓNICO	COMENTARIO
Termistor	No se recomienda a menos que se le ejecute una verificación y calibración continua
Termocupla	Termocuplas con compensación de voltaje de una sola inserción no deben ser usadas
RTD	Se recomienda para puntos de transferencia de custodia

d. Medición Estática

- La Norma **API MPMS** en el Capítulo 3, Sección 3, se refiere a la Medición del nivel de hidrocarburos líquidos en tanques de almacenamiento presurizados estacionarios con ATG (Automatic Tank Gauging).
- La Norma **API MPMS 3.3**, Numeral 3, establece los requerimientos de precisión y se señala que la precisión en la medición es afectada por diversos aspectos:
 - Error inherente a los ATG.
 - Calibración previa a la instalación.
 - Error causado por la instalación y las condiciones de operación.
 - Uso del ATG en la transferencia de custodia.
 - Precisión del ATG en la cadena de custodia.

⁸⁶ MPMS 7.3: Manual of Petroleum Measurement Standards. Temperature Determination. Section 3- Static Temperature Determination Using Portable Electronic Thermometers. American Petroleum Institute. Washington.



- La Norma **API MPMS 3.3**, Numeral 4, se refiere a aspectos relacionados con la instalación de los ATG, según este numeral debe tenerse en cuenta los siguientes factores:
 - Localización del montaje.
 - Requisitos del fabricante.
 - Instalación de los ATG.
 - Diseño del tubo de acero.

- La Norma **API MPMS 3.3**, Numeral 5, se refiere al ajuste inicial y a la verificación de campo de los ATG, según este Numeral esto se da a través de las siguientes etapas:
 - Preparación
 - Ajuste inicial
 - Verificación inicial de campo
 - Registros

- La Norma **API MPMS 3.3**, Numeral 6, se refiere a la operación de los ATG. Se relaciona con los requisitos que debe cumplir el personal operativo a cargo de las mediciones con ATG, también se refiere a los detalles concernientes a los métodos empleados en la operación de estos dispositivos.

- La Norma **API MPMS 3.3**, Numeral 7, se refiere al mantenimiento de los ATG y aclara que durante la instalación de cada ATG debe cumplirse con una rutina de mantenimiento basada en las recomendaciones hechas por el fabricante.

- La Norma **API MPMS 3.3**, Numeral 8, se refiere a la verificación posterior de los ATG. Señala que se debe establecer un programa de verificación en la cadena de custodia. La instalación de los ATG se debe verificar tal y como lo recomiendan los fabricantes y se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:



- La frecuencia de la verificación posterior.
 - El procedimiento para la verificación posterior.
 - La tolerancia del ATG en la cadena de custodia.
 - Comparación de las lecturas del ATG de verificaciones actual y previa.
 - Ajuste en la verificación posterior.
- La Norma **API MPMS 3.3**, Numeral 9, se refiere a la comunicación y recepción de datos y se hacen recomendaciones para las especificaciones en la comunicación entre el (los) transmisor(es) de nivel y el (los) receptor(es) y viceversa.
 - La Norma técnica **NTC 3853**, Anexo D, Numeral 4.1.2 establece el procedimiento para determinar el contenido máximo de GLP en estado líquido en un tanque a cualquier temperatura:

El volumen máximo " V_t " (en porcentaje de la capacidad del tanque) del GLP a la temperatura " T ", que tenga una gravedad específica " G " y una densidad de llenado " L ", se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$V_t = \frac{L}{F} \frac{G}{F}$$

Donde:

V_t : es el porcentaje del tanque que se puede llenar con líquido

L : es la densidad de llenado

G : es la densidad de llenado del GLP especificado

F : es el factor de corrección de volumen determinante del volumen a 60 °F (16 °C)

- La Norma técnica **NTC 3853-1**, Numeral 4.5.2.4, especifica que en los tanques estacionarios debe evitarse el sobrellenado, para lo cual se debe emplear un indicador fijo de nivel, con el fin de evitar situaciones de riesgo.
- La Norma **NTC 3853** en el Numeral 2.3.4, establece los requisitos que deben cumplir los medidores de nivel de líquido que son conectados a recipientes que contienen GLP y que son llenados en forma volumétrica. Los requisitos se resumen en la tabla 205.

Tabla 205. Requisitos para los medidores de nivel de líquido

Numeral	Requisito
2.3.4.1	Todos los recipientes que se llenen volumétricamente deben estar dotados de dispositivos con indicadores fijos de nivel o indicadores variables de tubo deslizante, de tubo rotatorio o de tipo flotador (o combinaciones de todos los anteriores)
2.3.4.2	Todo recipiente construido después de diciembre 31 de 1965 y diseñado para ser llenado volumétricamente debe estar dotado con medidor(es) fijo(s) de nivel de líquido que indique(n) el nivel máximo de llenado permitido para el servicio propuesto.
2.3.4.3	a. Deben tener marcaciones tales que el nivel máximo indicado en pulgadas o en porcentaje de capacidad del recipiente, en el cual estén instalados, se puedan determinar fácilmente. Estas marcas deberán indicar el nivel máximo de líquido para el propano, las mezclas propano– butano y para el butano a una temperatura del líquido de -6,7 °C (20 °F) hasta 54,4 °C (130 °F) y en incrementos que no superen los 6,7 °C (20 °F). b. Las marcas indicativas de los diferentes niveles de líquido, desde su valor cero hasta su valor de llenado total, deben estar localizadas, bien sea en la placa de identificación del sistema, sobre el propio indicador de nivel o sobre ambos. c. El dial del indicador magnético o de los indicadores rotatorios debe indicar el tipo de recipiente para el cual están destinados, recipientes esféricos o cilíndricos; y si son enterrados o de superficie. d. Los diales de los indicadores que se van a utilizar solamente en recipientes de superficie, con capacidades superiores a los 1.200 galones de agua (4,5 m³), deben tener la leyenda que indique esta aplicación.
2.3.4.4	En este numeral se especifican los requisitos que deben cumplir los indicadores variables de nivel de líquido si se van a emplear en el llenado de recipientes.
2.3.4.5	Los indicadores que requieren la liberación de gas hacia la atmósfera, como es el caso de los indicadores fijos de máximo nivel de líquido, de tubo rotatorio y de tubo deslizante deben diseñarse de manera que el orificio de la válvula de purga no sea superior al tamaño No 54 (0,14 mm), a menos de que cuente con una válvula de exceso de flujo.

e. Metodología y calibración de equipos

- Las normas técnicas **NTC 4057 de 1996** numeral tres, o en su defecto la **OIML** en su recomendación internacional D10, Guidelines for the determination of calibration intervals of measuring instruments del 2007, numeral 3 (Methods of reviewing calibration intervals), recomiendan los métodos que se muestran en la Tabla 206, con técnicas gráficas y estadísticas, que hacen uso de los resultados de calibraciones previas para estimar las tendencias de los instrumentos de medición y así determinar los intervalos de calibración.

Tabla 206. Métodos recomendados por la OIML D10 para determinar los intervalos de calibración para instrumentos de medida.

Método	Descripción
Ajuste automático o en escalera (tiempo calendario)	Cada vez que un instrumento sea calibrado, el intervalo de calibración es extendido, si el instrumento está dentro de la tolerancia, o reducido, si el instrumento está fuera de tolerancia. De esta manera se produce un ajuste rápido de los intervalos de calibración sin esfuerzo administrativo.
Carta de control (tiempo calendario)	Puntos significativos de calibración son escogidos y los resultados son graficados respecto al tiempo. En estas gráficas se calcula la deriva, estabilidad y el intervalo de calibración adecuado.
Tiempo de uso	Este es una variación de los métodos anteriores. El método básico se mantiene sin cambios pero el intervalo de calibración es expresado en horas de uso.
Verificación en servicio o prueba de caja negra	Parámetros críticos de instrumentos complejos son verificados frecuentemente contra un patrón de verificación portátil o caja negra. Si el instrumento es encontrado fuera de tolerancia, entonces se realiza una calibración completa.
Aproximación estadística	Cuando un número grande (grupo), de instrumentos idénticos son calibrados, el intervalo de calibración puede ser determinado con métodos estadísticos.
Método de regresión	Se modela la deriva y estabilidad de la medición de un instrumento de medición de los puntos críticos de control, mediante una regresión lineal que se estima por mínimos cuadrados, lo cual permite predecir el intervalo de calibración del instrumento de medición.

- La Norma **ISO 9001/2008** “Quality Management Systems-Requirements”, especifica los requisitos para un Sistema de Gestión de la Calidad (SGC) que se pueden utilizar para su aplicación interna por las organizaciones, sin importar si el producto o servicio lo brinda una organización pública o empresa privada, cualquiera sea su tamaño, para su certificación o con fines contractuales.
- La Norma **ISO 9001/2008** “Quality Management Systems –Requirements” en su Capítulo 7 “Realización del producto/Servicio”, Numeral 6 “Control de equipo y procedimiento”, establece los requisitos para asegurar que la capacidad de medición es consistente con los requisitos de medición. Cuando sea aplicable, el equipo de medición debe ser calibrado o verificado a intervalos específicos o antes de su uso.



- La Norma **ISO 10012/IEC 17025** “General Requirements for the Competence of Testing and Calibration Laboratories”, Numeral 5.5.2, establece que los equipos para ensayo, calibración y muestreo deben ser capaces de alcanzar la exactitud requerida y deben cumplir con las especificaciones pertinentes para los ensayos y/o calibraciones relacionadas. Los programas de calibración deben ser establecidos para las magnitudes clave o valores de los instrumentos donde esas propiedades tengan un efecto significativo en los resultados.
- La Norma **ISO 10012-2003**; “Measurement Management Systems -- Requirements for Measurement Processes and Measuring Equipment”, Numeral 7.1.2, establece que los protocolos usados para determinar o cambiar los intervalos entre las confirmaciones metrológicas deben ser descritos en procedimientos documentales. Estos intervalos deben ser revisados y ajustados, cuando sea necesario, para asegurar la competencia con los requerimientos metrológicos especificados.
- La **OIML** en su recomendación internacional D10-2007 “Guidelines for the Determination of Calibration Intervals of Measuring Instruments”, Numeral 1 “Introduction”, establece que para determinar los intervalos de calibración se debe tener en cuenta los siguientes factores:
 - Se debe mantener al mínimo el riesgo de estar fuera de los límites de tolerancia, lo cual puede preverse con calibraciones y verificaciones frecuentes.
 - El costo anual por concepto de servicios de calibración se debe mantener al mínimo.



f. Agentes y problemáticas

- De acuerdo con lo reportado por los comercializadores mayoristas, en los puntos de transferencia de custodia se presentan discrepancias en el balance volumétrico, cuando se cuenta con diferencia tecnológica en el instrumento de medida de flujo (volumétrico o másico), al no poder contar con medidores que permitan obtener simultáneamente y en tiempo real la cantidad de flujo y la densidad, lo anterior genera procesos de conversión volumen/masa desfasados.
- De acuerdo con lo reportado por los comercializadores mayoristas en los protocolos de requisición de información, en puntos de transferencia de custodia realizan la medición dinámica del GLP con dispositivos tipo turbinas, desplazamiento positivo y coriolis para líquidos y para gas utilizan tipo platina de orificio, turbina, coriolis y ultrasónico.
- De acuerdo con lo reportado por los comercializadores mayoristas (Caso campos lejanos – refinería de Barrancabermeja), en algunas ocasiones la presión de suministro a la entrada del agente no es suficientemente alta, causando de forma frecuente evaporación del líquido, presentándose dos fases (líquida y gaseosa). Los medidores tipo coriolis con los que cuenta la refinería presentan dificultades a la hora cuantificar la cantidad del producto en dos fases, lo que genera inconsistencias en el balance volumétrico entre agentes.
- De acuerdo con lo reportado por los distribuidores, el comercializador mayorista facilita los siguientes formatos que garantizan la trazabilidad de la cantidad de producto en la transferencia de custodia del GLP:
 - Verificación de corridas de calibración de los medidores.



- Carta de control estadístico de los factores del medidor.
 - Actas para la oficialización del factor.
-
- De acuerdo con lo reportado por los distribuidores, se presentan periodos de tiempo en que las propiedades publicadas por el productor (como la densidad relativa) permanecen desactualizadas al consultarlas en los sistemas de información.
 - De acuerdo con lo reportado por algunos de los distribuidores (distribución por redes), no se considera necesario contar con medidores de flujo a la salida de las estaciones de suministro entregado a la red de usuarios, dado que estos hacen parte de una colectividad con personería jurídica propia, como en el caso de los conjuntos y edificios residenciales.
 - De acuerdo con lo reportado por algunos de los distribuidores (distribución por redes), cuando hay medidores de flujo a la salida de las estaciones de suministro, la cantidad medida por éste no coincide con los balances volumétricos mensuales cuantificado para la totalidad de los usuarios.
 - De acuerdo con lo reportado por los distribuidores, la verificación de la cantidad de producto entregado a los camiones cisterna en ocasiones se realiza por medio de la medición del nivel medido con rotogage (procedimiento no estándar) y el aforo del tanque. El rotogage cumple parcialmente con lo solicitado en la Norma Técnica **NTC 3853**, numeral 2.3.4.3, en cuanto a las marcas para indicar el nivel máximo de líquido para el GLP contenido en el tanque. Sin embargo dichas marcas no están asociadas a la composición del GLP (Propano, Mezclas Propano/Butano y butano), sino a la medida de la densidad relativa, que no es del todo exacta para definir la composición del producto.



- De acuerdo con lo reportado por los distribuidores, algunos usuarios de conjuntos residenciales no cuentan con contadores individuales que garanticen una medida exacta para el usuario, manifiestan que el producto no rinde y el costo/beneficio no es satisfactorio.
- De acuerdo con lo reportado por los distribuidores, el usuario final no cuenta con la información sobre los procedimientos para la corrección de la medida de cantidad emitida por los contadores. Tampoco es claro si se practica o no la corrección de la medida de cantidad en términos de la facturación emitida al usuario final.
- De acuerdo con lo reportado por los distribuidores, el rendimiento del producto para la entrega al usuario final se encuentra asociado a la presión del producto cuando el transportador termina el proceso de llenado. Entre mayor sea la presión, mas rendirá el producto (teniendo en cuenta consumo promedio de los usuarios).
- De acuerdo con lo reportado por los agentes de la cadena de GLP en sus protocolos, los periodos de calibración para algunos instrumentos de medida asociadas a la medición estática y dinámica se realiza anualmente (los demás son utilizados hasta que se cumpla con la vida útil del instrumento), dando cumplimiento a lo estipulado por los fabricantes en cuanto a las garantías de los instrumentos. Sin embargo no se reporta una metodología soportada por normas nacionales o internacionales que permitan definir los periodos de calibración adecuados.
- De acuerdo con lo reportado por los productores, en el protocolo de requisición de información enviado, realizan la medición de nivel del GLP utilizando dispositivos tipo radar, con sistemas de monitoreo tipo SCADA.



- De acuerdo con lo reportado en los protocolos de requisición, los comercializadores de GLP utilizan dispositivos medidores de nivel, como el rotogage y el medidor tipo flotador, monitoreados por sistemas de control industrial tipo SCADA. No todas las empresas registran información respecto a la medición de este parámetro, algunas manifiestan en el protocolo de requisición de información enviado que poseen un procedimiento especial para llevar a cabo el cargue y descargue de las cisternas, en el que especifican la manera como realizan la medición de nivel. No es posible constatar si dichos procedimientos son acordes con lo estipulado por la normatividad técnica nacional o internacional.
- De acuerdo con lo reportado por algunos de los transportadores en el protocolo de requisición de información enviado, estos realizan la medición de nivel del GLP usando dispositivos tipo radar, monitoreado con sistema de control industrial tipo SCADA. Utilizan software con interfaz gráfica donde se observa el nivel del tanque; el software realiza el cálculo del volumen con datos de presión, temperatura y tablas de aforo.
- De acuerdo con lo reportado por algunos de los distribuidores de GLP utilizan dispositivos medidores de nivel, como el rotogage y el medidor tipo flotador. No todas las empresas registran información respecto a la medición de este parámetro, algunas manifiestan en el protocolo de requisición de información enviado que poseen un procedimiento especial para llevar a cabo el cargue y descargue de las cisternas, en el cual especifican la manera en que realizan la medición de nivel. En general, las empresas correspondientes a este agente, que cuenta con tanques de almacenamiento con capacidades inferiores a 10.000 galones, utilizan rotogage (tipo carátula) como dispositivo para la medición de nivel de producto, sin embargo no es clara la metodología utilizada por las empresas para la determinación del nivel máximo de llenado, dado que siempre llenan los tanques a un nivel equivalente al 90% del volumen total, sin tener presente la temperatura y composición del producto.



- De acuerdo con lo reportado por algunos de los distribuidores en las actas de visitas, no se cuenta con protocolos, procedimientos y registros que respalden la trazabilidad del proceso de purga y llenado de los cilindros.
- De acuerdo con lo reportado por los distribuidores, las básculas (mecánicas o electrónicas), se calibran anualmente en laboratorios de metrología certificados. Sin embargo algunos realizan la calibración utilizando masas patrón de 10 kg y 50 kg, por lo tanto no se puede dar una calibración adecuada al equipo, dado que no es posible calibrar la básculas para medidas que se encuentren fueran de las combinaciones posibles para los patrones utilizados.
- De acuerdo con lo reportado por algunos de los distribuidores, los equipos utilizados para la determinación de la masa de los cilindros son muy variadas, en cuanto a su tecnología, y se utilizan desde los sistemas manuales e hidráulicos, hasta sofisticados sistemas electrónicos con sensores de proximidad y el sistema Troya (este último el más usado). Según lo reportado en los protocolos de requisición, el sistema Troya dispone de una terminal (computadora), por operador, que permite controlar la válvula eléctrica de paso así como el suministro. Cada terminal se encarga de monitorear y registrar el peso inicial del cilindro, el peso final y toda clase de eventualidades que pudiesen surgir durante el llenado de los cilindros. Todos lo datos son transmitidos por una red de comunicaciones desde cada terminal hasta una terminal central, donde se puede observar el comportamiento del llenado en cada báscula. El sistema permite contar con un registro detallado del total de cilindros llenados diariamente.
- De acuerdo con lo reportado en el acta de visitas para la ciudad de Cúcuta, no cuentan con los instrumentos necesarios para la medición del nivel del producto en los tanques estacionarios y realizan la medida por tacto (sensación térmica).

g. Recomendaciones

Con base en los antecedentes expuestos anteriormente el grupo de trabajo recomienda:

- Que todos los agentes que realizan transacciones comerciales del GLP se acojan a la Normatividad para la medición de la cantidad del GLP durante todos los procesos de transferencia de custodia, las cuales se listan en la Tabla 207.

Tabla 207. Normas técnicas colombianas relacionadas con la medición del flujo de GLP (Editorial ICONTEC)

NORMA	TÍTULO	ÚLTIMA FECHA DE RATIFICACIÓN
NTC 2826	Medidores de volumen de gas	1990
NTC 2728	Medidores de gas tipo diafragma	2005
NTC 3950	Medidores de gas tipo diafragma (características físicas)	2008
NTC 4136	Medidores de gas tipo rotatorio	2008
NTC 3853	Equipo, accesorios, manejo y transporte de GLP	1996
NTC 3853-1	Instalación de sistemas de GLP	1996

- Que en defecto a la Norma **NTC**, se recomienda consultar la Normatividad internacional bajo las siguientes consideraciones:

Para equipos e instrumentación asociada a la medición estática y dinámica, las normas se listan en las Tablas 208 y 209:

Tabla 208. Capítulos del Manual Of Petroleum Measurement Standards (MPMS).

CAPÍTULO	TÍTULO	ÚLTIMA FECHA DE RATIFICACIÓN
1	Vocabulary	1994
2	Tank Calibration	2009
3	Tank Gauging	2011
4	Proving Systems	2011
5	Metering	2011
6	Metering Assemblies	2012
7	Temperature Determination	20011
8	Sampling	2011
9	Density Determination	2008
10	Sediment and Water	2011
11	Physical Properties Data (Volume Correction Factors)	2009
12	Calculation of Petroleum Quantities	2003
21	Flow Measurement Using Electronic Metering Systems	2011

Tabla 209. Estándares asociados al GLP emitidas por la NFPA.

NORMA	TÍTULO	ÚLTIMA FECHA DE RATIFICACIÓN
NFPA 58	Liquefied Petroleum Gas Code	2011
NFPA 59	Utility LP-Gas Plant Code	2012

Para definir la clase del medidor y los errores máximos permisibles, las Normas se listan en la Tabla 210.

Tabla 210. Recomendaciones Internacionales relacionadas con la medición de hidrocarburos (Editorial OIML).

NORMA	TÍTULO	ÚLTIMA FECHA DE RATIFICACIÓN
OIML R 117-1	Dynamic Measuring Systems for Liquids Other than Water Part 1: Metrological and Technical Requirements	2007
OIML R 117-2	Dynamic Measuring Systems for Liquids other than Water Part 2: Metrological Controls and Performance Tests	2011
OIML R 119	Pipe Provers for Testing Measuring Systems for liquids other than Water	1996

Para la determinación de los periodos de calibración de equipos e instrumentación, las Normas se listan en la Tabla 211:

Tabla 211. Recomendaciones Internacionales relacionadas con la medición de hidrocarburos (Editorial OIML).

NORMA	TÍTULO	ÚLTIMA FECHA DE RATIFICACIÓN
ISO 10012	General Requirements for the Competence of Testing and Calibration Laboratories	1998
ISO 9001	Quality Management Systems –Requirements	2008
OIML R 137-1	Gas Meters Part 1: Metrological and Technical Requirements	2006
OIML R 137-2	Gas Meters Part 2: controls and Performance Tests	2010

- Que los agentes comercializadores mayoristas, transportadores y distribuidores del GLP que deben realizar un proceso de cálculo de los factores de corrección para la compensación de la medición en volumen a condiciones estándar (60 °F), lo realicen conforme a los procedimientos definidos en la Norma **NTC 3853**, o en su defecto utilizando los procedimientos definidos en la Norma **API MPMS 11**.



- Que las empresas pertenecientes al agente denominado comercializador mayorista, transportador y distribuidor en sus *contratos de suministro o transporte* con el comprador especifiquen: la cantidad correctamente medida, la densidad relativa, el factor de volumen (m^3 gas/kg líquido), los factores de corrección por presión y temperatura usados para la compensación del volumen medido (si la medida directa de cantidad es volumétrica). Lo anterior en conformidad con la Resolución **CREG 053 de 2011**. Información adicional como verificación de corridas de calibración de los medidores, carta de control estadístico de los factores del medidor y actas para la oficialización del factor pueden ser publicadas cada seis o doce meses en una base de datos.
- Que las empresas pertenecientes a los agentes denominados Comercializador mayorista, transportador y distribuidor garanticen la entrega del GLP al comprador con la presión de suministro adecuada, de tal modo que sólo exista una fase del fluido al momento de ser recibido en el punto de transferencia custodia, acogiendo las recomendaciones establecidas en la Norma técnica **NTC 4136** y **NTC 3853**, o en su defecto por la Norma **NFPA 58**.
- Que las empresas pertenecientes al agente denominado transportador realicen la medición de la cantidad de GLP durante el recibo del comercializador mayorista y la entrega a comercializadores y/o distribuidores. Lo anterior en conformidad con la Resolución **CREG 092 de 2009**.
- Que las empresas pertenecientes al agente distribuidor, se acojan a la Norma técnica **NTC 3853** para la selección de los accesorios e instrumentación asociada a los tanques utilizados para el servicio público domiciliario de gas licuado del petróleo. Lo anterior en conformidad con la Resolución **180196** del Ministerio de Minas y Energía del 2006.

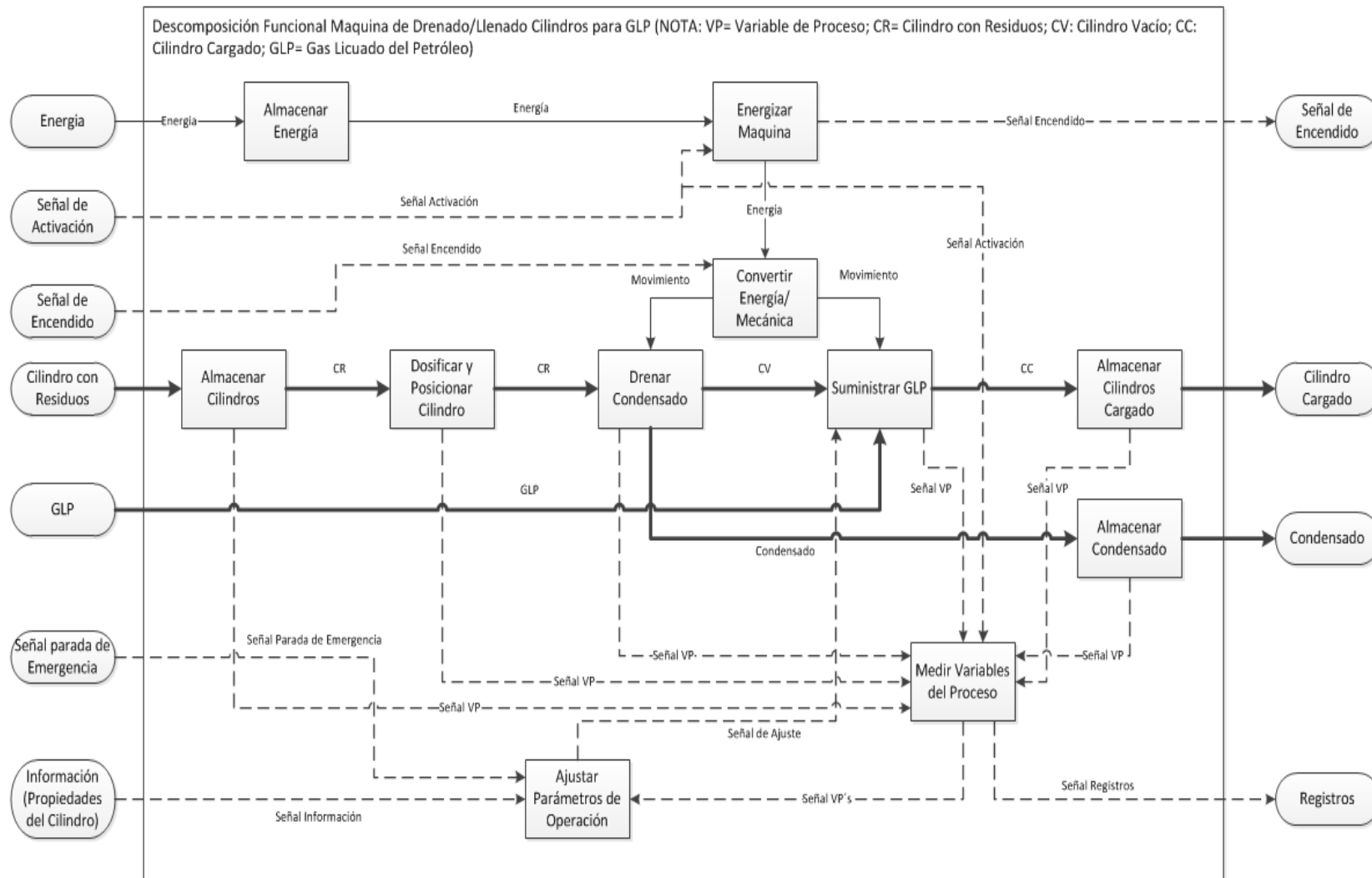


- Que las empresas pertenecientes al agente denominado distribuidor en sus *contratos de suministro* con el usuario final especifiquen: la cantidad correctamente medida en masa (si el medidor del carro cisterna cuenta con medidor de flujo volumétrico, garantizar al usuario la correcta conversión volumen/masa, de acuerdo con las metodologías establecidas en la normatividad vigente) y el factor de volumen (m^3 gas/kg líquido). Lo anterior en conformidad con la **Resolución CREG 023 de 2008**.
- Que las empresas de distribución garanticen que al momento de presentarse más de un usuario por tanque estacionario, estos cuenten con medidor independiente que garantice la correcta medición y posterior facturación del producto. Lo anterior en conformidad con la **Resolución CREG 023 de 2008**.
- Que las empresas pertenecientes al agente denominado distribuidor justifiquen los periodos de revisión y calibración de los instrumentos de medición cuando estos sean mayor a un año (periodo de calibración comúnmente recomendado por los fabricantes). Las metodologías y protocolos utilizados para la determinación de los periodos de calibración deben ser respaldados por recomendaciones o normas técnicas (nacionales o internacionales). Lo anterior en conformidad con la **Resolución CREG 067 de 1995**.
- Las empresas pertenecientes al agente denominado distribuidor justifiquen las capacidades de llenado utilizadas para los tanques de almacenamiento, acogiéndose a los procedimientos recomendados por la Norma **NTC 3853** o en su defecto por la Norma **API MPMS 3** o la **NPFA 58**.



- Que las empresas pertenecientes al agente denominado distribuidor acojan los procedimientos definidos en las Normas técnicas **NTC 3853**, **API MPMS 3** o **NPFA 58** para el cargue y descargue de las cisternas.
- Que las empresas pertenecientes al agente denominado distribuidor, adopten protocolos y procedimientos, que permitan garantizar la trazabilidad en el proceso de purga y llenado de los cilindros (no se tiene conocimiento de normas nacionales e internacionales al respecto).
- Que las empresas pertenecientes al agente denominado distribuidor, para la adecuada calibración de las básculas, cuenten con las suficientes masas patrón (10 kg, 20 kg y 50 kg), que permitan cubrir las diferentes combinaciones para los cilindros de GLP.
- De acuerdo a la problemática manifestada por los distribuidores, en cuanto a la falta de trazabilidad y seguimiento en el proceso de purga y llenado de los cilindros, el grupo de trabajo recomienda que los sistemas de llenado en las plantas de envasado cuenten con las funciones mostradas en el siguiente diagrama de descomposición funcional (figura 45):

Figura 45. Descomposición funcional máquina de drenado/llenado cilindros para GLP





- Se recomienda modificar la palabra “peso” por la palabra “masa”, utilizada en la **Resolución CREG 023 de 2008**, Capítulo 7 “Medición para la prestación del servicio por tanques estacionarios”, Artículo 29 “Medición y Facturación del Volumen Entregado al Tanque Estacionario”. Debido a que genera confusión al referirse a la cantidad de GLP entregada al usuario y no a la fuerza de atracción por efecto de la gravedad.
- Que el usuario final sea informado de los procedimientos utilizados para la determinación de la cantidad consumida mensualmente, ya sea en distribución por redes o por tanques estacionarios. El reporte debe contener la cantidad en masa consumida (usuarios por redes) o suministrada (tanques estacionarios) y los procedimientos utilizados para compensar la medida de cantidad a condiciones estándar (si se utilizan medidores volumétricos para cuantificar la cantidad entregada se debe adicionar los factores de corrección utilizados y la metodología usada). Para los cilindros, se puede incluir, en la etiqueta propuesta en las recomendaciones de calidad, un espacio donde se especifique la cantidad exacta del producto en masa cargada al cilindro.

3. Presiones de suministro

En esta sección el grupo de trabajo de la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP) hace recomendaciones a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) respecto a las presiones de suministro de los Gases Licuados de Petróleo. El análisis y las recomendaciones se estructurarán con base en la normatividad y la regulación.

a. Normatividad técnica

- Según la Norma **NTC 3853** (Equipo, Accesorios, Manejo y Transporte de GLP) en el Numeral 3.2.2.5, Literal a) en relación con el trasiego del GLP, establece que en el caso



de los recipientes con especificación **NTC 522-1**⁸⁷, la presión de servicio señalada en el recipiente corresponde a la presión máxima de servicio de 1.654 kPa.

- La Norma **NTC 3853**, en el Anexo E, Numeral 1.6, en el Literal a), recomienda que el GLP en su estado líquido o de vapor se puede transportar a lo largo de tuberías bajo todas las presiones de operación normal por fuera de las construcciones. En el Literal b) señala los límites de presiones para tuberías de polietileno. En el Literal c) establece que el GLP en su estado de vapor con presiones que no excedan los 20 psig (138 kPa) se pueden transportar por tubería en el interior de cualquier construcción. En el Literal d) establece que el GLP en su estado de vapor a presiones que excedan los 20 psig (138 kPa), esto es, el GLP en su estado líquido no debe transportarse por tubería dentro de ningún recinto.
- La Norma **NTC 3853-1** (Instalaciones de Sistemas de Gases Licuados de Petróleo) en el Numeral 2.7 establece el estado físico (vapor o líquido) y presión a la cual el GLP se puede transportar a través de sistemas de tuberías a los valores de operación normales siempre y cuando éstas se encuentren por fuera de las construcciones. Esta Norma establece además que los sistemas de tubería de polietileno limitan su empleo a presiones de servicio de vapor que no excedan los 30 psig (208 kPa). El GLP en su estado de vapor con presiones que no excedan los 20 psig (138 kPa) se puede transportar por tubería en el interior de cualquier construcción. El GLP en su estado de vapor con presiones que excedan los 20 psig (138 kPa) o el GLP en su estado líquido no deben transportarse por tubería dentro de ningún recinto.

⁸⁷ Esta norma establece los requisitos de diseño y fabricación que deben cumplir y los ensayos a los cuales se deben someter los cilindros de acero con costura, destinados al almacenamiento, transporte y distribución, de propano, butano o sus mezclas en cualquier proporción con capacidad desde 5 kg incluido, hasta 46 kg excluido.



- La Norma **NTC 3853-1** en el Numeral 2.8.2 establece los requisitos que debe cumplir la tubería metálica:
 - Tuberías con presiones superiores a la presión del recipiente, como la del lado de descarga de la bomba, se recomienda que trabajen con una presión mínima de 350 psi (2,4 MPa).
 - La tubería de vapor de GLP con presiones de operación por encima de 125 psi (0,9 MPa) y la tubería no contemplada en el ítem anterior, se recomienda que operen a una presión mínima de 250 psi (1,7 MPa).
 - La tubería de vapor sometida a presiones por debajo de 125 psi (0,9 MPa) debe ser adecuada para que opere a una presión mínima de 125 psi (0,9 MPa).
- La Norma **NTC 3853-1** en el Numeral 2.13.1 establece que la presión de descarga de una bomba de líquido bajo condiciones normales de operación debe limitarse a un valor de 350 psig (2,4 MPa), con la instalación de una válvula de derivación (bypass) o dispositivo de recirculación, y se debe descargar desde el recipiente de almacenamiento hacia la succión de la bomba.
- La Norma **NTC 4136** (Medidores de gas tipo rotatorio⁸⁸) en el Numeral 2.3 se refiere a la Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP) y dice: “La MPOP debe ser la indicada por el fabricante de acuerdo con la presión de trabajo en la Sección VIII del Código ASME “Boiler and Pressure Vessel”. La presión en el medidor no deberá exceder la MPOP del medidor o de las conexiones bridadas, la que sea menor”.
- Los medidores de nivel tipo Magnetel serie 6300⁸⁹ están diseñados para operar en rangos de presión que van desde la presión atmosférica hasta 25 bar y una

⁸⁸ Norma basada en la American National Standard Institute. Rotary Type Gas Displacement Meters.

⁸⁹ Rochester Gauges Inc. Magnetel Liquid-Level Gauges. 6300 Series.



temperatura desde -20 °C hasta 60 °C, en concordancia con la European Directive PED 97/23/CE.

- La Norma **NFPA 58** en el Numeral 2.4.7 establece que en la instalación de las bombas de desplazamiento positivo, cuando éstas poseen un bypass o dispositivo de recirculación e incluyan una válvula de corte, se requiere de un dispositivo secundario diseñado para operar como máximo a 400 psi (2,8 MPa); para sistemas con presión de diseño por encima de 350 psi (2,4 MPa), éste debe operar a 50 psi (345 kPa) por encima de la presión de operación.
- La Norma **NFPA 58** en los Numerales 2.5.3 y 2.5.4 menciona que las bombas y compresores deben estar diseñados específicamente para servicio con GLP.

b. Regulación

- La **Resolución 8505** del Ministerio de Minas y Energía, dicta el reglamento técnico al cual debe someterse el almacenamiento, manejo, comercialización mayorista y distribución de Gas Licuado del Petróleo, en el Artículo 51 (pruebas de tuberías), Numeral 2 establece que las tuberías que conducen GLP en fase líquida, se probarán hidrostática o neumáticamente a una presión equivalente a una y media veces la Presión Efectiva de Operación. Para presiones efectivas de operación inferiores a 862 kPa, la presión de prueba será de 1296 kPa. La presión de prueba en todos los casos será sostenida por un tiempo no inferior a una hora. Esta prueba deberá efectuarse para todo el sistema.
- La **Resolución No 100 de 2003** de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (o aquellas que la modifican o sustituyen), adopta los estándares de calidad en el servicio público domiciliario de gas natural y GLP en sistemas de distribución de redes por tubería, en el Artículo 2º, (estándares de calidad en la prestación del servicio de



gas natural por redes) Numeral 2.2, define el IPLI (Índice de Presión en Líneas Individuales) como el porcentaje de mediciones de la presión dinámica de suministro que se encuentra en el rango de presiones de referencia definido en dicha Resolución para el parámetro de medida.

- La **Resolución No 100 de 2003** de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (o aquellas que la modifican o sustituyen), en el Artículo 3º (referentes y valores admisibles para los estándares de calidad para la prestación del servicio de gas natural por redes), Numeral 3.2, relacionado con el IPLI; establece el parámetro de medida (rango) como mínimo 16 mbar y máximo 23 mbar, el cual corresponde a una lectura de presión dinámica para una carga estimada del 50% de la carga nominal. En el mismo numeral, se hacen las siguientes observaciones:
 - Valor de referencia: el 100% de las mediciones deben estar dentro del rango establecido.
 - Puntos de medición: la medición debe ser puntual (una sola vez), registrando la hora en la cual se realizó.
 - Periodicidad de la medición: se calcula mensualmente a partir de la información obtenida en dicho mes. Las mediciones se deben realizar en días hábiles durante las horas comprendidas entre la 6:00 a.m. y las 6:00 p.m. (según lo estipulado en el párrafo 5 del Artículo 3º).
 - Periodicidad del reporte: mensual.



c. Recomendaciones

Con base en los antecedentes expuestos anteriormente el equipo de trabajo recomienda:

- Que los agentes comercializador mayorista, transportador y distribuidor del GLP se acojan a la Norma **NTC 3853** (equipo, accesorios, manejo y transporte de GLP), la cual se refiere a la presión de servicio en el trasiego de GLP. Debe atenderse principalmente el Numeral 3.2.2.5 y al Numeral 1.6 del Anexo E.
- Que agentes comercializador mayorista, transportador y distribuidor del GLP se acojan a la Norma **NTC 3853-1** (Instalaciones de Sistemas de Gases Licuados de Petróleo), la cual se refiere a la presión de operación de GLP a través de tuberías de polietileno y tubería metálica y establece el límite de presión de operación de la bomba de suministro. Debe atenderse principalmente a los Numerales 2.7, 2.8.2 y 2.13.1.
- Que los agentes comercializador mayorista, transportador y distribuidor del GLP se acojan a la Norma **NFPA 58** en lo concerniente a bombas y compresores que operan con GLP. Debe atenderse principalmente a los Numerales 2.4.7, 2.5.3 y 2.5.4.
- Que los agentes comercializadores y distribuidores del GLP se acojan a la **Resolución 8505** del Ministerio de Minas y Energía, la cual se refiere al almacenamiento, manejo, comercialización mayorista y distribución de Gas Licuado del Petróleo. Debe atenderse principalmente al Artículo 51 del Numeral 2.
- Los agentes distribuidores del GLP se acojan a la **Resolución No 100 de 2003** (o aquellas que la modifican o sustituyen) de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG y hagan uso del Índice de Presión en Líneas Individuales, el cual se define en el



Numeral 2.2 del Artículo 2º y se acojan a los rangos de presión y a las observaciones establecidas en el Numeral 3.2 de la misma Resolución.

4. Muestreo

En esta sección el grupo de trabajo de la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP) hace recomendaciones con base en la normatividad a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) respecto al muestreo.

a. Normatividad técnica

- La Norma **API 8.1** “Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products” establece que el muestreo son todos los procedimientos requeridos para la obtención de una muestra que es representativa del contenido total de cualquier tubería, tanque o recipiente. Esta norma se refiere también a que la muestra se toma para llevar a cabo diferentes análisis relacionados con la composición y propiedades del fluido en cuestión.
- La Norma **API 8.1** establece que de todos los tipos de muestreo que existen, la muestra más adecuada para los análisis de API, Contenido de Sales en Crudo y BSW es la muestra de Todo Nivel (*All level sampling*).
- La Norma **API 8.1**, Numeral 5.3.6, señala que todas las muestras y contramuestras deben estar documentadas y deben conservarse en un contenedor cerrado asegurando su inviolabilidad. Se recomienda guardar la muestra en una bolsa y precintarla como medida de seguridad y para evitar su deterioro.



- La Norma **ASTM D3700-07** “Standard Practice for Obtaining LPG Samples Using a Floating Piston Cylinder” describe la práctica recomendada para la obtención de una muestra representativa de hidrocarburos ligeros y la posterior preparación de la muestra para el análisis de laboratorio cuando los gases disueltos están presentes.
- La Norma **NTC 2516** y la **ASTM D 3700-07** en el Capítulo 2 cubre las especificaciones de los equipos y procedimientos para la obtención de una muestra representativa de gas licuado de petróleo (GLP), tal como se especifica en la Norma **ASTM D 1835⁹⁰**, **GPA 2140⁹¹** y las normas internacionales comparables.
- La Norma **ASTM D 3700-07**, Numeral 1.2, establece que la práctica incluida en la misma no está destinada a productos no especificados que contienen cantidades significativas de gases no disueltos (N₂, CO₂), agua libre u otras fases separadas, como el crudo o mezclas de gas/líquido no procesadas y materiales relacionados. Los mismos equipos se pueden usar para estos propósitos, pero generalmente son necesarias precauciones adicionales para obtener muestras representativas de productos multifásicos.
- La Norma **ASTM D3700-07**, Numeral 1.3, establece que es responsabilidad del usuario garantizar que el punto de muestreo esté situado de manera que se obtenga una muestra representativa.
- La Norma **ASTM D 3700-07**, Numeral 1.4, señala que los valores indicados en unidades SI deben ser considerados como los valores estándar.

⁹⁰ Standard Specification for Liquefied Petroleum (LP) Gases.

⁹¹ Liquefied Petroleum Gas Specifications and Test Methods.



- La Norma **ASTM D 3700-07**, Numeral 1.5, define que es responsabilidad del usuario establecer prácticas adecuadas de seguridad y salud, y determinar la aplicabilidad de las limitaciones reglamentarias antes de su uso.
- La Norma **ASTM D 3700-07**, Numeral 4.2, establece que es responsabilidad del usuario de la práctica localizar el punto de muestreo en un lugar adecuado donde el producto que se muestrea sea representativo, además que se encuentre en una sola fase, o sea líquido homogéneo.
- La Norma **NTC 2516** define el procedimiento a seguir para obtener muestras representativas de todas las pruebas de rutina para los gases de propano, requeridas por la Norma **ASTM D1835**.
- La Norma **NTC 2516**, Numeral 1.4, establece que es responsabilidad del usuario localizar el punto de muestreo para obtener una muestra representativa.
- La Norma **NTC 2516**, Numeral 1.5, señala que los valores indicados en unidades SI deben ser considerados como los estándares. Otras unidades de medida no están incluidas en esta norma.
- La Norma **NTC 2516**, Numeral 1.6 y la Norma **ASTM D 3700-07**, Numeral 1.5, expresan que es responsabilidad del usuario de esta norma establecer las prácticas apropiadas de seguridad y salud, además debe determinar la aplicabilidad de las limitaciones reglamentarias antes de su uso.
- La Norma **NTC 2516**, Numeral 6.1.1, recomienda que se obtengan muestras en la fase líquida solamente.



- En la Norma **NTC 2516**, Numeral 6.1.2, se establece que cuando se tenga la seguridad de que el material que se está muestreando se compone en su mayoría de un solo gas licuado de petróleo, se puede tomar una muestra líquida de cualquier parte del recipiente.
- La Norma **NTC 2516**, Numeral 6.1.3, expresa que cuando el producto que se está muestreado se ha mezclado hasta que es homogéneo, puede tomarse una muestra líquida de cualquier parte del recipiente.
- La Norma **NTC 2516**, Numeral 6.1.4, recomienda que si no es posible homogenizar la mezcla para asegurar la uniformidad, las muestras de líquido se pueden obtener por un procedimiento que se acuerda por las partes contratantes.
- La Norma **NTC 2516**, Numeral 6.1.5, expresa que las instrucciones para el muestreo no son suficientes para cubrir todos los casos. Éstas deben ser complementadas por el juicio, la habilidad y experiencia en el muestreo. El cuidado extremo y el buen juicio son necesarios para asegurar que las muestras representen el carácter general y condición promedio del material. Debido a los riesgos involucrados con el GLP, se debe tomar muestras de los gases bajo la supervisión de personas familiarizadas con las precauciones de seguridad necesarias.

En este último Numeral, por medio de una nota se recomienda que las muestras a analizar para detectar la presencia de compuestos corrosivos o compuestos de azufre se deben tomar en recipientes inertes equipados con válvulas de acero inoxidable, de lo contrario, las determinaciones de mercaptanos y de sulfuro de hidrógeno pueden ser engañosas. Se recomienda también que las superficies internas de los contenedores de muestras, líneas asociadas y accesorios sean recubiertas superficialmente para reducir las superficies de metal expuesto que reaccionan con trazas de componentes reactivos.



- La Norma **NTC 2516**, Numeral 6.1.6, recomienda controlar los vapores de hidrocarburos ventilados durante el muestreo, para garantizar el cumplimiento de normas y reglamentos de seguridad y medio ambiente.
- La **API MPMS 21** “Medición de flujo usando sistemas de medición electrónicos”, Sección 1 “Medición electrónica de gas”, Numeral 1.4.2.1 “muestreo de variables de flujo-medición diferencial”, establece que la mínima frecuencia de muestreo para cualquier variable dinámica de entrada deberá ser medida cada segundo. Cuando se toman varias medidas en un segundo, éstas deben ser promediadas usando diferentes técnicas que se especifican en la presente norma. Una frecuencia de muestreo más baja puede ser usada si la metodología de las corridas puede demostrar que la diferencia de incertidumbre asociada con un muestreo menos frecuente no es 0,05% mayor que la incertidumbre asociada a una frecuencia de muestreo de un segundo para una aplicación dada.
- La **API MPMS 21**, Sección 1, Numeral 1.4.3.1 “muestreo de variables de flujo – medición lineal” establece que la frecuencia mínima de muestreo para una variable dinámica de entrada deberá ser cada cinco segundos. Las muestras múltiples tomadas en el intervalo de cinco segundos deberán ser promediadas usando cualquiera de las técnicas especificadas en esta norma. Cuando el conteo de salida del sensor primario es menor que 0,2 Hz, las variables de entrada pueden ser muestreadas, una cada conteo. Una frecuencia de muestreo más baja se puede usar si la metodología de las corridas demuestra que la diferencia de incertidumbre asociada con un muestreo menos frecuente no es 0,05% mayor que la incertidumbre asociada a una frecuencia de muestreo de cinco segundos para una aplicación dada.
- La **API MPMS 21**, Sección 1, Numeral 1.5 “disponibilidad de los datos”, señala que los requerimientos de esta sección tienen como objetivo que la cantidad de datos mínima



necesaria sea recolectada y guardada para permitir la adecuada determinación de las cantidades medidas por medio de los dispositivos primarios y permitir una auditoría completa de la operación del sistema y determinación de cantidades.

- La **API MPMS 21**, Sección 1, Numeral 1.5.2.1 “Instalaciones de medición lineal-cálculos en el sitio”, especifica los requerimientos para los sistemas de medición lineales en lo que se refiere a la recolección de datos. Estos datos deben recolectarse en el sitio con un dispositivo portátil de recolección de datos. Se refiere también a la frecuencia de recolección de datos relacionados con variables como temperatura, presión, presión diferencial, densidad relativa, contenido de energía, composición y densidad. La medición debe hacerse por lo menos cada hora, reportando valores promedio de las anteriores variables.
- La **API MPMS 21**, Sección 1, Numeral 1.6.1 “Requerimientos para la auditoría y los reportes – introducción”, señala que la principal razón para preservar el historial de los datos es proveer un soporte de las cantidades previas y actuales reportadas en la medición y reportes de cantidad para un ciclo contable dado. Los datos proveerán suficiente información para aplicar ajustes razonables cuando el equipo electrónico de medición de gas deje de funcionar, esté por fuera de las directrices de precisión o los parámetros de medición sean registrados incorrectamente.
- La **API MPMS 21**, Sección 1, Numeral 1.6.2 “Registro de transacción de cantidad”, establece que el registro de transacción de cantidad es el conjunto del historial de datos e información que sirven de apoyo a las cantidades representadas de volumen, masa o energía. Este registro será identificado por un identificador alfanumérico único el cual denota un dispositivo electrónico de medición específico y un dispositivo primario.



- La **API MPMS 21**, Sección 1, Numeral 1.6.7 “Registro de la prueba”, aclara que la prueba debe ser parte de la auditoría y consiste en toda la documentación y registros (electrónicos o en copia dura) producidos en la prueba u operación del equipo de medida que afectaría los cálculos de las cantidades medidas. La documentación debería incluir, pero no limitarse a la calibración y verificación de reportes, a los tickets de cambio de equipos y a los reportes de evaluación de equipos periféricos.
- La **API MPMS 21**, Sección 1, Numeral 1.6.8 “Retención de los datos”, señala que salvo lo especificado por la regulación, tarifas o contratos, el período mínimo de retención de los datos de seguimiento auditados para la medición electrónica de flujo será de un año.

b. Recomendaciones

Con base en los antecedentes expuestos anteriormente el equipo de trabajo recomienda:

- Que los comercializador mayorista, transportador y distribuidor del GLP se acojan a la **Norma API 8.1** (Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products) para la realización del muestreo del GLP durante todos los procesos de transferencia de custodia. Debe atenderse principalmente el Numeral 5.3.6.
- Que los agentes comercializador mayorista, transportador y distribuidor del GLP se acojan a la **Norma ASTM D3700-07** (Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products), la cual describe la práctica recomendada para la obtención de una muestra representativa de hidrocarburos ligeros y la posterior preparación de la muestra para el análisis de laboratorio cuando los gases disueltos están presentes. Debe atenderse principalmente a los Numerales 1.1-1.5 y 4.2



- Que los agentes comercializador mayorista, transportador y distribuidor del GLP se acojan a la Norma **NTC 2516** (muestreo de gases licuados del petróleo -método manual), la cual define la práctica a utilizar para obtener muestras representativas de todas las pruebas de rutina para los gases de propano, requeridas por la Norma **ASTM D1835**. Debe atenderse principalmente a los Numerales 1.4, 1.5, 1.6, 6.1.1-6.1.6.
- Que los agentes comercializador mayorista, transportador y distribuidor del GLP se acojan a la a **API MPMS 21** (medición de flujo usando sistemas de medición electrónicos), la cual se refiere a diversos aspectos acerca del muestreo en lo relacionado con los registros de resultados de las pruebas hechas al GLP. Debe atenderse principalmente a los Numerales 1.4.2.1, 1.4.3.1, 1.5, 1.5.2.1, 1.6.1, 1.6.2, 1.6.7 y 1.6.8 correspondientes a la Sección 1.

Corrección de medición del volumen entre agentes y al usuario final [105]

El gas licuado del petróleo (GLP) está constituido en su mayoría por butano y propano separados de la gasolina natural, del gas natural o producidos durante los procesos de refinación. Para realizar la transferencia en custodia, los volúmenes de GLP se determinan a una temperatura base fija y a presión de saturación. Dado que las transferencias son realizadas a condiciones de presión y temperatura diferentes de las condiciones estándar, los volúmenes son ajustados a las condiciones estándar haciendo correcciones por temperatura (CTL) y por presión (CPL).

Para determinar los valores de los factores de corrección se procede de la siguiente manera:



1. Corrección por temperatura [105]

Para calcular los factores de corrección por temperatura (*CTL*) de líquidos con densidad relativa 60°/60° en el rango de 0,3500 a 0,6880 (272,8 °API a 74,2 °API) (equivalente a densidad a 15 °C de 351,7 kg/m³ a 687,8 kg/m³ y a densidad a 20 °C de 331,7 kg/m³ a 683,6 kg/m³) y temperaturas de -50,0 °F a 199,4°F (-46 °C a 93 °C) se debe usar la Norma **GPA TP-27** de la Gas Processor Asociation, publicada por la API como **MPMS 11.2.4** "Temperature Correction for the Volume of NGL and LPG-Tables 23E, 24E, 53E, 54E, 59E, and 60E".

En todos los casos, se asume la presión en las condiciones de saturación (también conocida como punto de burbuja o presión de vapor de saturación).

2. Corrección por presión [105]

El factor de corrección por efecto de la compresibilidad del líquido (*CPL*) es una función del factor de compresibilidad del líquido (*F*), de la presión promedio ponderada (*PWA*), de la presión de vapor de equilibrio (*p_e*) y la presión base (*p_b*). Para el GLP ésta se determina mediante la guía de cálculo del **API MPMS 11.2.2 Addendum** de 1994. "Compressibility Factors for Hydrocarbons, Correlation of Vapor Pressure for Commercial Natural Gas Liquids" y aplica para el rango de densidad relativa a 60°F de 0,500 a 0,676 y temperaturas de -50,0 a 140°F.

El factor de compresibilidad del líquido (*F*) depende de la densidad base y de la temperatura promedio ponderada. Éste se determina dependiendo del tipo de producto aplicando la Norma **API MPMS 11.2.2-1986/GPA 8286-86** "Compressibility Factors for Hydrocarbons: 0,350-0,637 Relative Density (60°F/60°F) and -50°F to 140°F Metering Temperature" o la API **MPMS 11.2.2M-1986/GPA 8286-86(M)** "Compressibility Factors for



Hydrocarbons: 350-637 kilograms per Cubic Metre Density (15 °C) and 46 °C to 60 °C Metering Temperature”.

a. Conversión de fase gaseosa a fase líquida a 60 °F

Se debe usar la Norma **GPA 8195** “Tentative Standard for Converting Net Vapor Space Volumes to Equivalent Liquid Volumes”, la cual cubre el rango de densidad relativa 60/60°F entre 0,4 a 0,65, temperatura de -50 a 140 °F y presiones hasta 280 psia.

b. Equipo para la corrección de volumen

El computador de flujo debe cumplir con las exigencias de la Norma **API MPMS**, Capítulo 21.2. Estos equipos deben ser capaces de desarrollar mediciones en aplicaciones de GLP, contando con los algoritmos de cálculos establecidos por normativas internacionales aplicadas al campo de la medición. Para la calibración de medidores de flujo con baja resolución de pulsos se debe utilizar el método de interpolación de pulsos descrito en la Norma **API MPMS 4.6** “Proving Systems -Pulse Interpolation”.

El equipo debe procesar en tiempo real las variables, generar comandos de control (inicios de calibración, corte de bache, manejo de válvulas de control del brazo de medición, válvula de cuatro vías, tomamuestras automático, dosificadores, etc.), aceptar entradas/salidas digitales y analógicas (temperatura, presión, densidad) y de alta velocidad (detectores del probador, pulsos del medidor de flujo), debe calcular y aplicar los factores del medidor, calcular volumen indicado, bruto, estándar y neto. Para el caso del cálculo del volumen neto estándar se debe contar con la posibilidad de hacer reliquidación. Estos datos deben poder introducirse en el sistema en forma manual o por un sistema de transmisión de datos.

El computador de flujo debe imprimir el ticket del medidor y el reporte del probador, debe proporcionar funciones de alarma, informes históricos y acceso a los datos de



archivo y seguimiento de baches, guardando en su memoria hasta ocho tiquetes como mínimo, teniendo opción de recuperación. El computador debe ser capaz de realizar todas sus funciones en línea. El computador deberá contar con niveles de protección para acceder a los parámetros de configuración. Se debe efectuar una muestra de las entradas secundarias como mínimo cada cinco segundos.

c. Procedimientos [110]

d. Tablas de factores de corrección volumétrica

En el capítulo 11 del Manual of Petroleum Measurement Standards- **API MPMS** o el **ASTM 1250**, contiene las tablas para calcular los factores de corrección expuestos en el Capítulo 12 del Manual Único de Medición de Ecopetrol (MUM) denominado “Cálculo de cantidades del petróleo”, tales como la gravedad API, la densidad relativa, y el factor de corrección por temperatura y presión para hidrocarburos.

Si las condiciones de la mezcla varían entre 60/40 y 70/30 y se mantienen constantes la temperatura y presión en ambas mezclas; el factor antes mencionado podría variar 1,3% aproximadamente.

e. Factores de corrección para la compensación del volumen a condiciones estándar de presión y temperatura durante operaciones de cambio de custodia

Este estándar sustituye las siguientes normas:

ASTM – IP (1952)

API MPMS CH 11.1, TABLAS 53, 34

GPA 2142

API MPMS CH 1.2.1

GPA TP 16

API/ASTM/GPA TP 25

El documento presenta exclusivamente un método para el cálculo de los factores de corrección de **temperatura**.



La temperatura de referencia es de 60 °F (15 °C).

Se utilizan las tablas: 23E, 24E, 53E, 54E, 59E, 60E.

Los factores de corrección de **presión** pueden calcularse mediante el uso de las siguientes normas:

API MPMS CH 11.1 (2004)

GPA 8286 (1986)

API MPMS CH 11.2.2 (1986)

En todas las condiciones, la presión es considerada como aquella que corresponde a las condiciones de saturación, por ejemplo la presión de vapor de saturación.

Los rangos de densidad relativa que se deben cumplir son:

60 °F: 0,3500 – 0,6880

20 °C: 331,7 kg/m³ – 683,6 kg/m³

15 °C: 351,7 kg/m³ – 687,8 kg/m³

Los rangos de temperatura son:

-50,8 °F – 199,4 °F

-46 °C – 93 °C

Los procedimientos contenidos en esta norma describen los siguientes aspectos:

- Calcular el C_{TL} dado un factor de densidad apropiado a la temperatura base y a una temperatura observada.
- Calcular el factor de densidad apropiado a la temperatura base dada una densidad relativa a una temperatura observada.

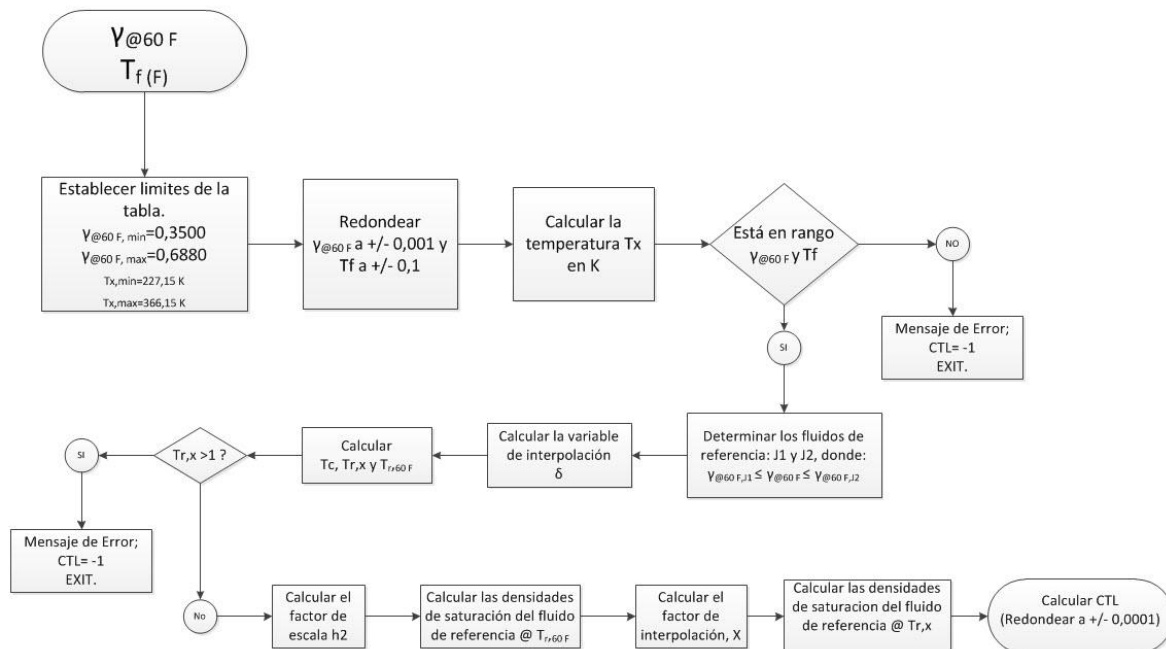
Es importante tener en cuenta lo siguiente:

Los factores de corrección deben utilizarse con **cinco cifras decimales**.

Todos los cálculos deben realizarse utilizando doble precisión, por ejemplo punto flotante extenso, ocho bytes, 64 bits, aritmético. Esto implica que se utilizan aproximadamente 16 dígitos decimales para todos los cálculos.

En la Figura 46 se muestra el diagrama de flujo que contiene el algoritmo para determinar el factor de corrección por temperatura, de acuerdo con el procedimiento de implementación de la Tabla 24 de la Norma GPA TP 27. Las entradas del diagrama de flujo son la densidad relativa a 60 °F (Tabla 23 de la Norma GPA TP 27) y la temperatura observada en °F. La salida es el factor de corrección por temperatura C_{TL} .

Figura 46. Algoritmo para la determinación del factor de corrección por temperatura⁹².



⁹² Norma técnica GPA tp 27 - Gas Processors Association. Primera edición, septiembre de 2007.



3. Proceso de facturación acorde a los procedimientos de corrección de volumen

A continuación se hace una descripción de la metodología usada para obtener los factores de corrección en la medición de las cantidades de volumen de GLP.

a. Metodología [106]

El cálculo de los diferentes factores se realiza utilizando las tablas indicadas en el “Manual of Petroleum Measurement Standard” Cap. 12. Sec. 2. parte 2.

Para calcular el volumen medido se utilizan factores de corrección, para las variables que afectan la densidad del líquido (*CTL* y *CPL*), el factor del medidor (*MF*) determinado durante la calibración del medidor y finalmente el factor de corrección de agua y sedimento (*CSW*); cuando el líquido transferido es petróleo crudo, por norma se considera que para productos refinados *CSW* debe ser cero.

Los factores *MF*, *CTL* y *CPL* se utilizan en la rutina de cálculo mediante un factor combinado, denominado *CCF*, de la siguiente manera:

$$CCF = CTL \cdot CPL \cdot MF$$

b. Cálculo de Volumen Indicado (VI)

Es el volumen medido por el medidor en cada bache se determina calculando la diferencia entre la cantidad final y la cantidad inicial registrada en el computador de flujo, en cada bache. Cuando el cálculo se realice a partir del número de pulsos generados por el medidor, dividir por el factor del medidor *K*.



$$VI = MR_C - MR_O$$

donde:

MR_C = Lectura Final

MR_O = Lectura Inicial

c. Corrección de la gravedad API o su equivalente a 60° F

La gravedad API a 60°F o su equivalente se utilizan para obtener los factores de corrección de volumen; es la suministrada por los densímetros en línea de las estaciones y/o plantas. Si los densímetros están fuera de servicio, se obtiene a partir de la muestra recolectada en los tomamuestras automáticos, la cual se ingresa a las computadoras de flujo, para liquidar los tickets.

CTL

Factor de corrección por el efecto de la temperatura sobre el líquido es llamado *CTL* o *VCF*. Para el caso del GLP se obtiene con la gravedad específica a 60 °F y la temperatura del producto, en la Tabla 24 GLP del MMH, Capítulo 3, Numeral 6.12, Literal D. Se calcula de la siguiente manera:

$$CTL = e^{-F(T-60)-0,8F^2(T-60)^2}$$

Donde:

e : 2,71828183

T : temperatura promedio del medidor en ° F

$$F = \frac{341,0957}{(SGU_{60^\circ F} \cdot 999,012)^2}$$



$$SGU60^{\circ}F = \frac{141,5}{(131,5 + API60^{\circ}F)}$$

CPL

Corrección por efecto de la presión sobre el líquido, se determina a partir de la densidad API, del factor de compresibilidad (F), de la temperatura del líquido, de la presión del medidor y de la presión de equilibrio del líquido. Se calcula con la siguiente ecuación:

$$CPL = \frac{1}{(1 - (P_M - P_E)F)}$$

donde:

P_M : presión promedio del medidor, en psi

F : factor de compresibilidad, se determina a partir de la Gravedad API, de la temperatura y de la presión del líquido, utilizando la Tabla 11.2.2 de la API MPMS (Gases Licuados de Petróleo).

P_E : presión de equilibrio, se asume igual a 0,0 psi para líquidos con una presión de vapor menor que la presión atmosférica. En caso contrario se debe aplicar el siguiente modelo de cálculo:

$$CPL = 1 + \left(\frac{F \cdot P_M}{100000} \right)$$

$$F = e^{\left[-1,9947 + 0,000103427T + \left(\frac{0,79392}{SGU^2} \right) + \left(\frac{0,002326T}{SGU^2} \right) \right]}$$

donde:

T : temperatura promedio de la entrega

P_M : presión promedio del medidor, en psi

El factor CPL debe redondearse a cuatro decimales.



MF

El factor de calibración del medidor ajusta las inexactitudes del medidor al compararlo con un patrón volumétrico.

CCF

Factor de corrección combinado.

$$CCF = CTL \cdot CPL \cdot MF$$

El factor de corrección combinado debe redondearse a cuatro decimales.

CSW

Factor de corrección por contenido de agua y sedimento, se determina aplicando pruebas de laboratorio.

$$CSW = 1 - \left(\frac{\%S \& W}{100} \right)$$

d. Procedimiento para liquidación de tiquetes de medición

- Calcular el Volumen Indicado (*VI*) o Volumen Bruto (*GV*)

$$VI = MR_C - MR_O$$

- Determinar los factores *CPL* y *CTL*
- Tomar el *FM*
- Determinar el factor de corrección combinado (*CCF*)

$$CCF = CTL \cdot CPL \cdot MF$$

- Calcular el Volumen Bruto Estándar (*GSV*)

$$GSV = VI \cdot CCF$$

- Determinar el factor de agua y sedimento (*CSW*)

$$CSW = 1 - \left(\frac{\%S \& W}{100} \right)$$



- Calcular el Volumen Neto Estándar (*NSV*)

$$NSV = GSV \cdot CSW$$

e. Factores que afectan la medición de hidrocarburos [108]

Como todos los materiales, el petróleo se expande y contrae con la temperatura. Esta expansión depende del tipo de petróleo. (La gasolina aumenta su volumen en 1% en una variación de 10 °F). Para ajustar el volumen calculado a la temperatura de referencia o estándar (60 °F) se debe aplicar un factor de corrección (*CTL*).

Los productos más ligeros (propano) son más sensibles a los cambios de temperatura. El petróleo también se puede comprimir. A mayor presión, ocupa menos volumen. Igualmente, los productos más ligeros son más sensibles a los cambios de presión. Para ajustar el volumen calculado a la presión de referencia o estándar (14,7 Psi) se debe aplicar un factor de corrección (*CPL*).

La medición del petróleo también se afecta por la cantidad de sedimento y agua que contiene. Normalmente no se encuentran en productos refinados, pero sí en aceites crudos. La cantidad de BS&W se determina mediante muestreo y técnicas de laboratorio. Una vez se determina dicho porcentaje, se aplica otro factor de corrección llamado (*CSW*).

Ejemplo:

1000 Bbls con un porcentaje de 0,25% de BS&W.

$$CSW = 1 - (0,25/100) = 0,9975.$$

$$\text{Volumen neto: } 1000 \text{ Bbls} \times 0,9975 = 997,50.$$



Además de los factores *CTL* y *CPL*, los cuales corrigen en los líquidos los efectos de la presión y la temperatura, las pequeñas variaciones en las características de los medidores de flujo detectadas por los medidores de prueba o probadores son corregidas mediante la aplicación de un Factor del Medidor (*MF*).

Para un medidor de flujo perfecto, el *MF* es igual a 10.000.

Entonces, el Volumen Corregido Neto (*VCN*) se expresa como:

$$VCN = VF \cdot CTL \cdot CPL \cdot MF$$

Donde:

VF: volumen del fluido

Las normas dictan los métodos usados para obtener los factores de corrección y se presentan tablas, cuyos datos se han obtenido por observaciones empíricas. Algunas normas más modernas también suministran tablas, que son generadas mediante sofisticados algoritmos y ecuaciones.

Los productos líquidos más ligeros que el propano ($<500 \text{ kg/m}^3$) no tienen amplia aceptación en las normas para determinar *CTL* y *CPL*, por lo que el método de medida más usual es el másico.

$$Masa = DF \cdot VF \cdot MF$$

donde:

DF: densidad del fluido

En muchos casos, se factura por los volúmenes equivalentes de los componentes que hacen parte de la mezcla. Estos componentes se determinan mediante el análisis de una muestra representativa del producto realizada durante el suministro.



4. Densidad del producto [109]

La densidad se define como la masa por unidad de volumen, sus unidades se expresan en libras por pie cúbico (lb/ft^3), gramos por centímetro cúbico (g/cm^3), o kilogramo por metro cúbico (kg/m^3). Estas unidades se emplean para expresar la densidad en las condiciones de la línea, y permiten una mejor aplicabilidad de los estándares de medición diseñados.

Es importante tener en cuenta el valor de la densidad del GLP, debido a que esta propiedad influye directamente en la medición de la cantidad de producto. Por tal motivo la Norma Técnica **GPA TP 27** ofrece un conjunto de tablas con las cuales es posible realizar las correcciones de volumen, teniendo en cuenta la densidad relativa del líquido.

Procedimientos de medición de la densidad [107]

Para la medición de la densidad se debe utilizar una metodología de medición indirecta utilizando un medidor de presión. El medidor de presión debe ser del tipo diafragma con una precisión, incluyendo cualquier desviación por un período de un mes, de más o menos punto tres por ciento ($\pm 0,3\%$) de la presión máxima de calibración, con protocolo de comunicaciones de tipo digital que permita la configuración y diagnóstico remoto del instrumento. Se deben utilizar los productos de marcas reconocidas y de común utilización en la industria.

Sistema de Contabilidad de Líquidos [107]

Se debe utilizar una aplicación de software, con el fin de mantener la contabilidad volumétrica de los fluidos (crudo, gas, agua, productos) manejados en las instalaciones de producción para generar balances contables y operacionales.



1. Medidores de densidad [109]

Los medidores de densidad para líquidos se requieren en numerosas aplicaciones en la industria de hidrocarburos, como la transferencia de custodia, detección de interfaces, flujo másico y volumétrico, e identificación de producto y calidad. La densidad se debe medir por la técnica del elemento vibrante, utilizando como referencia la Norma API MPMS 14.6.

Para la medición de la densidad se establecen los siguientes límites:

Exactitud: $\leq \pm 0,001 \text{ g/cm}^3$ y repetibilidad: $\leq \pm 0,0005 \text{ g/cm}^3$ en el intervalo de 0,3 a 1,1 g/cm^3 según la Norma API MPMS 14.6, Parágrafo 8.4.

2. Instalación [109]

El medidor de densidad debe instalarse de acuerdo con las recomendaciones del fabricante y tan cerca como sea posible a los medidores de flujo, instalado en un soporte aislado del proceso para evitar que las vibraciones de la tubería afecten la lectura del instrumento. Para verificar la densidad indicada por el medidor, el diseño de la instalación debe contener las facilidades para utilizar líquidos de referencia instalando válvulas de bloqueo adecuadas para sustituir el producto existente dentro del medidor por un líquido de densidad conocida y dejar previsto un punto de toma de muestras manual para realizar verificaciones. La señal transmitida al computador de flujo debe ser de pulsos o corriente y las constantes del densitómetro se introducen en el computador de flujo.

Antes que se definan los arreglos de tubería por donde irá el densitómetro, es importante que se realice una simulación hidráulica de estas tuberías para asegurar el flujo mínimo a través del densitómetro para garantizar su adecuado funcionamiento, según lo



especificado por el fabricante y las acciones para evitar que se supere el flujo máximo, para evitar que se dañe.

En caso de no asegurar lo anterior, se recomienda colocar una platina de orificio entre las tomas de conexión del densitómetro para forzar al producto a circular por éste, dado que el densitómetro siempre tiene un diámetro menor a la tubería principal, de lo contrario se debe colocar una bomba de *Fast Loop* en la tubería de derivación hacia el densitómetro, que garantice su flujo mínimo, por esto es necesario incluir en el diseño el control de parada e inicio de la bomba.

Normalmente los densitómetros son certificados con fluidos conocidos a 20 °C y 1 bar de presión absoluta. Para densitómetros que trabajen a condiciones superiores a las anteriores, deben hacerse correcciones de acuerdo con lo establecido por el fabricante, si se utiliza el transmisor de uno de los brazos del sistema de medición que esté en línea para realizar la corrección, se debe asegurar que el transmisor de presión del medidor de densidad sea instalado lo más cerca posible, aguas arriba del medidor de densidad.

Modelo de pérdidas de un agente

En esta sección se propone un modelo teórico para la evaluación de pérdidas en uno de los agentes de la cadena (distribuidor), teniendo en cuenta que análisis similares pueden adoptarse para los demás agentes de la cadena de las actividades del GLP.

En este modelo se considera que el análisis se realiza en un periodo determinado; en este estudio se considera una semana. Se requiere determinar la cantidad de masa de GLP almacenada en los tanques de almacenamiento al inicio del periodo, la masa comprada y vendida dentro del periodo, y la masa almacenada al final del periodo. En el modelo se incluye las incertidumbres en las lecturas de la medición de la cantidad de masa.

El modelo de pérdidas propuesto es dado por:

$$P\acute{e}rdidas = M_{\text{inventario,inicial}} + M_{\text{compras}} - M_{\text{inventario,final}} - M_{\text{ventas}} \pm \Delta M_{\text{P\acute{e}rdidas}}$$

Donde:

- i) $M_{\text{inventario,inicial}}$ es la cantidad de GLP en masa almacenado en los tanques de almacenamiento el primer día del periodo de estudio. Esta masa es la suma de la masa de GLP en estado líquido y la masa de GLP en estado gaseoso; se determina mediante:

$$M_{\text{inventario,inicial}} = V_{\text{II,L\acute{ı}quido}} \cdot \rho_{\text{L,15,6}^{\circ}\text{C}} \cdot F_T + V_{\text{II,Gaseoso}} \cdot \frac{p_{\text{abs}}}{p_{\text{ref}}} \cdot \frac{T_{\text{abs}}}{T_{\text{ref}}} \cdot \rho_{\text{G,15,6}^{\circ}\text{C}}$$

donde la primera multiplicación determina la masa en estado líquido al inicio del periodo.

- $V_{\text{II,L\acute{ı}quido}}$ es el volumen del inventario inicial de la fase líquida medida en los tanques de almacenamiento,
- $\rho_{\text{L,15,6}^{\circ}\text{C}}$ es la densidad del GLP en fase líquida referida a condiciones estándar: 15,6 °C ,
- F_T es el factor de corrección del volumen.

La densidad del GLP referida a 15,6 °C, $\rho_{\text{L,15,6}^{\circ}\text{C}}$, se obtiene al multiplicar la densidad relativa del GLP referida a 15,6 °C por la densidad del agua, 1.000 kg/m³. La densidad relativa del GLP referida a 15,6 °C se obtiene utilizando la tabla 6A de la norma **ASTM D 1250** o la norma **API MPMS 11.2**, tomando como parámetros de entrada la temperatura y la densidad relativa. En este caso se debe tomar las lecturas de temperatura y densidad relativa el día del inicio del inventario.



El factor de corrección de volumen, F_T , se obtiene de la norma **NTC 3853**, Anexo D, Tabla D 3.1.3, o de la norma **API MPMS 11**, a partir de la densidad relativa referencia a 15,6 °C (60 °F) y la temperatura ambiente cuando se realiza la medición.

El segundo término de la masa del inventario inicial determina la masa de GLP en estado gaseoso. El volumen inicial del inventario de GLP en fase gaseoso, $V_{I,Gaseoso}$, se obtiene al restarle al volumen del tanque, el volumen de GLP medido en la fase líquida. Este volumen debe ser corregido por presión y temperatura, acorde con el reporte 7 de la AGA.

- La presión del GLP en estado gaseoso, p_{abs} , es la presión absoluta del tanque de almacenamiento.
- T_{abs} es la temperatura absoluta del GLP.

La masa de GLP en fase gaseosa se obtiene al multiplicar el volumen corregido por presión y temperatura, por la densidad del GLP en fase gaseosa a condiciones estándar: $T_{ref} = 15,6$ °C, y $p_{ref} = 101.325$ Pa.

- ii) $M_{compras}$ es la masa total de GLP comprada en el periodo de análisis.
 M_{ventas} es la masa total de GLP vendida en el periodo de análisis.
- iii) El término $\pm \Delta M_{Pérdidas}$ es la incertidumbre total en el cálculo de las pérdidas de masa. Esta incertidumbre se determina mediante:

$$\Delta M_{Pérdidas} = \sqrt{(\Delta M_{II})^2 + (\Delta M_C)^2 + (\Delta M_{IF})^2 + (\Delta M_V)^2}$$

Donde ΔM_{II} , ΔM_C , ΔM_{IF} , ΔM_V son, respectivamente, las incertidumbres que se obtienen en el proceso de medición de la masa almacenada al inicio del periodo de análisis, la incertidumbre de la masa comprada durante el periodo de estudio, la incertidumbre de la lectura de la masa almacenada al final del periodo, y la incertidumbre de la lectura de la masa vendida en el periodo de estudio.

- iv) $M_{\text{inventario,final}}$ es la cantidad de GLP en masa almacenada en los tanques de almacenamiento al finalizar el periodo de estudio. Esta masa es la suma de la masa de GLP en estado líquido y la masa de GLP en estado gaseoso; se determina mediante:

$$M_{\text{inventario,final}} = V_{\text{IF,Líquido}} \cdot \rho_{\text{L,15,6C}} \cdot F_T + V_{\text{IF,Líquido}} \cdot \frac{p_{\text{abs}}}{p_{\text{ref}}} \cdot \frac{T_{\text{abs}}}{T_{\text{ref}}} \cdot \rho_{\text{G,15,6C}}$$

Donde la primera multiplicación determina la masa en estado líquido al finalizar el periodo.

- $V_{\text{IF,Líquido}}$ es el volumen del inventario final de la fase líquida medida en los tanques de almacenamiento,
- $\rho_{\text{L,15,6 °C}}$ es la densidad del GLP referida a 15,6 °C, y
- F_T es el factor de corrección del volumen.

La densidad del GLP referida a 15,6 °C y el factor de corrección de volumen se obtienen similarmente como se determinan al inicio del periodo de estudio

La cantidad de masa de GLP en estado gaseoso se determina similarmente como se estableció para el inicio del periodo de observación; se obtiene al multiplicar el volumen corregido por presión y temperatura, por la densidad del GLP en fase gaseosa a condiciones estándar: $T_{\text{ref}} = 15,6 \text{ °C}$ y $p_{\text{ref}} = 101.325 \text{ Pa}$.



Ejemplo 1 basado en un modelo ideal

En este primer ejemplo se asumirá condiciones ideales, sin errores en los instrumentos y sin pérdidas de masa. El modelo de balance de GLP se realiza en unidades de masa. Se realizará la observación en un periodo por definir, para este ejemplo se supondrá que se realiza en una semana. Para este ejemplo se supondrá que el tanque de almacenamiento del GLP del agente tiene una capacidad de $30,283 \text{ m}^3$ (8.000 galones).

i) Masa del inventario inicial

Suponga que al inicio de la semana, el distribuidor tiene un inventario de $18,927 \text{ m}^3$ (5.000 galones) en estado líquido en sus tanques de almacenamiento, la temperatura promedio de ese día es $21,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ($70 \text{ }^{\circ}\text{F}$), la densidad relativa del GLP almacenado es 0,522 y la presión en el tanque es 800 kPa.

Se requiere por tanto que el agente realice la medición del nivel en el tanque, la temperatura del GLP, la presión en el tanque de almacenamiento, y la densidad relativa del GLP.

La densidad relativa a $15,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (60°F) se puede determinar a partir de la temperatura del GLP y la densidad a la temperatura medida. Para este caso se utiliza la tabla 6A de la norma **ASTM D 1250**. Para una densidad de 0,522 y una temperatura de $21,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (70°F) la densidad relativa del GLP referida a $15,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ($60 \text{ }^{\circ}\text{F}$) es 0,53.

El factor de corrección de volumen a una temperatura de $21,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$, y una densidad relativa de 0,53 es $F_T = 0,985$.

Con los datos obtenidos se realizan los siguientes cálculos:



$$M_{\text{inventario, inicial}} = V_{\text{II, Líquido}} \cdot \rho_{\text{L, 15,6C}} \cdot F_T + V_{\text{II, Gaseoso}} \cdot \frac{p_{\text{abs}}}{p_{\text{ref}}} \cdot \frac{T_{\text{abs}}}{T_{\text{ref}}} \cdot \rho_{\text{G, 15,6C}}$$

El volumen en estado gaseoso es: $30,283 \text{ m}^3 - 18,927 \text{ m}^3 = 11,356 \text{ m}^3$.

La presión absoluta es: $101,325 \text{ kPa} + 800 \text{ kPa} = 901,325 \text{ kPa}$.

La temperatura absoluta es: $273,15 + 21,1 = 294,25 \text{ K}$.

La densidad del GLP en estado gaseoso a condiciones estándar se tomará para este ejemplo como $1,8 \text{ kg/m}^3$.

$$M_{\text{inventario, inicial}} = 18,927 \text{ m}^3 \cdot 530 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 0,985 + \\ 11,356 \text{ m}^3 \cdot \frac{901,325 \text{ kPa}}{101,325 \text{ kPa}} \cdot \frac{288,75 \text{ K}}{294,25 \text{ K}} \cdot 1,8 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$M_{\text{inventario, inicial}} = 9.880,8 \text{ kg} + 178,4 \text{ kg} = 10.059,2 \text{ kg}.$$

- ii) Suponga que las compras realizadas en la semana del distribuidor fueron de 17.000 kg y que las ventas realizadas a los comercializadores fueron 14.486,8 kg.
- iii) Al finalizar la semana de observación el inventario en tanques de almacenamiento es $22,713 \text{ m}^3$ (6.000 galones) con una densidad relativa de 0,55; la temperatura promedio de ese día es $24,4 \text{ }^\circ\text{C}$ ($76 \text{ }^\circ\text{F}$) y la presión en el tanque es 870 kPa.

Para una densidad relativa de 0,549 y una temperatura de $24,4 \text{ }^\circ\text{C}$ (76°F), la densidad relativa del GLP referida a $15,6 \text{ }^\circ\text{C}$ ($60 \text{ }^\circ\text{F}$) es 0,56.



El factor de corrección de volumen se obtiene de la norma NTC 3853, Anexo D, Tabla D 3.1.3, a partir de la densidad relativa y la temperatura. El factor de corrección de volumen a 24,4 °C, y 0,56 de densidad relativa es $F_T = 0,979$.

Con los datos obtenidos se realizan los siguientes cálculos:

$$M_{\text{inventario,final}} = V_{\text{IF,Líquido}} \cdot \rho_{\text{L,15,6C}} \cdot F_T + V_{\text{IF,Líquido}} \cdot \frac{p_{\text{abs}}}{p_{\text{ref}}} \cdot \frac{T_{\text{abs}}}{T_{\text{ref}}} \cdot \rho_{\text{G,15,6C}}$$

El volumen en estado gaseoso es: $30,283 \text{ m}^3 - 22,713 \text{ m}^3 = 7,57 \text{ m}^3$.

La presión absoluta es: $101,325 \text{ kPa} + 820 \text{ kPa} = 921,325 \text{ kPa}$.

La temperatura absoluta es: $273,15 + 24,4 = 297,55 \text{ K}$.

La densidad del GLP en estado gaseoso a condiciones estándar se tomará para este ejemplo como $1,8 \text{ kg/m}^3$.

$$M_{\text{inventario,final}} = 22,713 \text{ m}^3 \cdot 560 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 0,979 + 7,57 \text{ m}^3 \cdot \frac{921,325 \text{ kPa}}{101,325 \text{ kPa}} \cdot \frac{288,75 \text{ K}}{297,55 \text{ K}} \cdot 1,8 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$M_{\text{inventario,final}} = 12.452,2 \text{ kg} + 120,2 \text{ kg} = 12.572,4 \text{ kg}$$

iv) El balance de GLP en unidades de masa es:

$$\text{Pérdidas} = 10.059,2 \text{ kg} + 17.000 \text{ kg} - 12.572,4 \text{ kg} - 14.486,8 \text{ kg} = 0$$

En este ejemplo se considera que no se tienen errores en la lecturas de los medidores de caudal del transportador ni del distribuidor, adicionalmente que no existen fugas, ni errores en la lectura en la medición del nivel de los tanques de almacenamiento. La densidad relativa se puede medir mediante un densímetro o puede ser calculada por fórmulas a partir de la composición del GLP.



Ejemplo 2 Modelo sin corrección de volumen

En este segundo caso, se estudiará el efecto de no corregir el volumen al inicio y al final del periodo. Se considera que las incertidumbres en los procesos de medición son cero. El periodo de observación será una semana. Para este ejemplo se supondrá que el tanque de almacenamiento del GLP del agente tiene una capacidad de 30,283 m³ (8.000 galones). El factor de corrección de volumen es $F_T = 1$.

i) Masa del inventario inicial

Suponga que al inicio de la semana, el distribuidor tiene un inventario de 18,927 m³ (5.000 galones) en estado líquido en sus tanques de almacenamiento, la temperatura promedio de ese día es 21,1 °C (70 °F), la densidad relativa del GLP almacenado es 0,522 y la presión en el tanque es 800 kPa.

Se requiere por tanto que el agente realice la medición del nivel en el tanque, la temperatura del GLP, la presión en el tanque de almacenamiento y la densidad relativa del GLP.

La densidad relativa a 15,6 °C (60°F) se puede determinar a partir de la temperatura del GLP y la densidad a la temperatura medida. Para este caso se utiliza la tabla 6A de la norma **ASTM D 1250**. Para una densidad de 0,522 y una temperatura de 21,1 °C (70°F) la densidad relativa del GLP referida a 15,6 °C (60 °F) es 0,53.

Con los datos obtenidos se realizan los siguientes cálculos:

$$M_{\text{inventario, inicial}} = V_{\text{II, Líquido}} \cdot \rho_{\text{L, 15,6C}} \cdot F_T + V_{\text{II, Gaseoso}} \cdot \frac{p_{\text{abs}}}{p_{\text{ref}}} \cdot \frac{T_{\text{abs}}}{T_{\text{ref}}} \cdot \rho_{\text{G, 15,6C}}$$



El volumen en estado gaseoso es: $30,283 \text{ m}^3 - 18,927 \text{ m}^3 = 11,356 \text{ m}^3$.

La presión absoluta es: $101,325 \text{ kPa} + 800 \text{ kPa} = 901,325 \text{ kPa}$.

La temperatura absoluta es: $273,15 + 21,1 = 294,25 \text{ K}$.

La densidad del GLP a condiciones estándar se tomará para este ejemplo como $1,8 \text{ kg/m}^3$.

$$M_{\text{inventario, inicial}} = 18,927 \text{ m}^3 \cdot 530 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 1 + 11,356 \text{ m}^3 \cdot \frac{901,325 \text{ kPa}}{101,325 \text{ kPa}} \cdot \frac{288,75 \text{ K}}{294,25 \text{ K}} \cdot 1,8 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$M_{\text{inventario, inicial}} = 10.031,3 \text{ kg} + 178,4 \text{ kg} = 10.209,7 \text{ kg}$$

- ii) Suponga que las compras realizadas en la semana del distribuidor fueron de 17.000 kg y que las ventas realizadas a los comercializadores fueron 14.486,8 kg.
- iii) Al finalizar la semana de observación el inventario en tanques de almacenamiento es $22,713 \text{ m}^3$ (6.000 galones) con una densidad relativa de 0,55; la temperatura promedio de ese día es $24,4 \text{ }^\circ\text{C}$ ($76 \text{ }^\circ\text{F}$) y la presión en el tanque es 870 kPa.

Para una densidad relativa de 0,549 y una temperatura de $24,4 \text{ }^\circ\text{C}$ (76°F) la densidad relativa del GLP referida a $15,6 \text{ }^\circ\text{C}$ ($60 \text{ }^\circ\text{F}$) es 0,56.

Con los datos obtenidos se realizan los siguientes cálculos:

$$M_{\text{inventario, final}} = V_{\text{IF, Líquido}} \cdot \rho_{\text{L, 15,6C}} \cdot F_T + V_{\text{IF, Líquido}} \cdot \frac{p_{\text{abs}}}{p_{\text{ref}}} \cdot \frac{T_{\text{abs}}}{T_{\text{ref}}} \cdot \rho_{\text{G, 15,6C}}$$

El volumen en estado gaseoso es: $30,283 \text{ m}^3 - 22,713 \text{ m}^3 = 7,57 \text{ m}^3$.

La presión absoluta es: $101,325 \text{ kPa} + 820 \text{ kPa} = 921,325 \text{ kPa}$.

La temperatura absoluta es: $273,15 + 24,4 = 297,55 \text{ K}$.



La densidad del GLP en estado gaseoso a condiciones estándar se tomará para este ejemplo como $1,8 \text{ kg/m}^3$.

$$M_{\text{inventario,final}} = 22,713 \text{ m}^3 \cdot 560 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 1 + 7,57 \text{ m}^3 \cdot \frac{921,325 \text{ kPa}}{101,325 \text{ kPa}} \cdot \frac{288,75 \text{ K}}{297,55 \text{ K}} \cdot 1,8 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$M_{\text{inventario,final}} = 12.719,3 \text{ kg} + 120,2 \text{ kg} = 12.839,5 \text{ kg}$$

iv) El balance de GLP en unidades de masa es:

$$\text{Pérdidas} = 10.209,7 \text{ kg} + 17.000 \text{ kg} - 12.839,5 \text{ kg} - 14.486,8 \text{ kg} = -116,6 \text{ kg}$$

En este ejemplo el distribuidor asume que al inicio y al final del inventario tiene más masa de lo que realmente tiene. En sus cuentas la variación de la masa almacenada en el tanque es 116,6 kg más de lo que realmente se modificó.

Una temperatura del GLP superior a la temperatura estándar al inicio o al final del periodo de análisis inducirá errores en el balance de masa de GLP, induciendo a que se considere que se tiene más cantidad de masa de GLP de la realmente almacenada.

Si al inicio del periodo se tiene una temperatura mayor que al final del periodo de análisis, la tendencia es que en el modelo induzca a predecir unas pérdidas de masa que no son reales. Esto debido a que se tomaría como masa inicial más masa de la que realmente se tiene almacenada.

Una temperatura al final del periodo mayor que al inicio del periodo puede inducir a predecir unas pérdidas negativas, que se interpreta como una ganancia de masa de GLP,



que no es real. Esto porque se considera que al final del periodo se tiene más masa de la que realmente se tiene almacenada.

Ejemplo 3 modelo con corrección considerando errores en la instrumentación

En este caso se modificará las condiciones del caso 1 en lo que se supone que se tiene un balance de masa de GLP. Para este caso se supondrá que se tienen errores en los instrumentos que inducen a errores de lectura en la recepción de GLP del transportador y errores de lectura en la entrega de GLP al comercializador minorista.

En este primer caso se asumirá condiciones ideales, sin errores en los instrumentos y sin pérdidas de masa. El modelo de balance de GLP se realiza en unidades de masa. Se realizará la observación en un periodo por definir, para este ejemplo se supondrá que se realiza en una semana. Para este ejemplo se supondrá que el tanque de almacenamiento del GLP del agente tiene una capacidad de $30,283 \text{ m}^3$ (8.000 galones).

i) Masa del inventario inicial

Suponga que al inicio de la semana, el distribuidor tiene un inventario de $18,927 \text{ m}^3$ (5.000 galones) en estado líquido en sus tanques de almacenamiento, la temperatura promedio de ese día es $21,1^\circ\text{C}$ (70°F), la densidad relativa del GLP almacenado es 0,522 y la presión en el tanque es 800 kPa.

Se requiere por tanto que el agente realice la medición del nivel en el tanque, la temperatura del GLP, la presión en el tanque de almacenamiento y la densidad relativa del GLP.

La densidad relativa a $15,6^\circ\text{C}$ (60°F) se puede determinar a partir de la temperatura del GLP y la densidad a la temperatura medida. Para este caso se utiliza la tabla 6A de la



norma **ASTM D 1250**. Para una densidad de 0,522 y una temperatura de 21,1 °C (70°F) la densidad relativa del GLP referida a 15,6 °C (60 °F) es 0,53.

El factor de corrección de volumen a 21,1 °C y 0,53 de densidad relativa es 0,985.

Con los datos obtenidos se realizan los siguientes cálculos:

$$M_{\text{inventario, inicial}} = V_{\text{II, Líquido}} \cdot \rho_{\text{L, 15,6C}} \cdot F_T + V_{\text{II, Gaseoso}} \cdot \frac{p_{\text{abs}}}{p_{\text{ref}}} \cdot \frac{T_{\text{abs}}}{T_{\text{ref}}} \cdot \rho_{\text{G, 15,6C}}$$

El volumen en estado gaseoso es: $30,283 \text{ m}^3 - 18,927 \text{ m}^3 = 11,356 \text{ m}^3$.

La presión absoluta es: $101,325 \text{ kPa} + 800 \text{ kPa} = 901,325 \text{ kPa}$.

La temperatura absoluta es: $273,15 + 21,1 = 294,25 \text{ K}$.

La densidad del GLP en estado gaseoso a condiciones estándar se tomará para este ejemplo como $1,8 \text{ kg/m}^3$.

$$M_{\text{inventario, inicial}}$$

$$= 18,927 \text{ m}^3 \cdot 530 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 0,985 + 11,356 \text{ m}^3 \cdot \frac{901,325 \text{ kPa}}{101,325 \text{ kPa}} \cdot \frac{288,75 \text{ K}}{294,25 \text{ K}} \cdot 1,8 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$M_{\text{inventario, inicial}} = 9.880,8 \text{ kg} + 178,4 \text{ kg} = 10.059,2 \text{ kg}$$

- ii) Suponga que las compras realizadas en la semana del distribuidor fueron de 17.000 kg. Suponga que el medidor del flujo másico tiene un error del 0,2%, o que se cometen errores en el cálculo de la masa generando un error del 0,2%, por lo que la masa efectiva recibida por el distribuidor es:



$$M_{\text{compras,real}} = 0,998 M_{\text{compras,nominales}} = 0,998 \cdot 17.000 \text{ kg} = 16.966 \text{ kg}$$

- iii) Las ventas realizadas a los comercializadores durante el periodo de análisis fueron 14.486,8 kg. Suponga que el medidor del flujo másico del distribuidor tiene un error del 1%, o que se cometen errores en el cálculo de la masa generando un error del 1%, por lo que la masa efectiva entregada al comercializador es:

$$M_{\text{ventas,real}} = 1,01 M_{\text{ventas,nominales}} = 1,01 \cdot 14.429 \text{ kg} = 14.573,3 \text{ kg}$$

- iv) Comparando este caso con el caso 1, caso ideal, la masa almacenada por el distribuidor es menor, dado que se recibe menos GLP del realmente comprado, y entrega más GLP del vendido. Para este caso se realizará los cálculos de la masa de GLP restándole a la masa del caso ideal, el GLP perdido por los errores de los instrumentos.

$$M_{\text{inventario,final}} = M_{\text{inventario,final,caso1}} - M_{\text{Pérdidas,compras}} - M_{\text{Pérdidas,ventas}}$$

$$M_{\text{inventario,final}} = M_{\text{inventario,final,caso1}} - 0,002 \cdot M_{\text{Compras}} - 0,01 \cdot M_{\text{Ventas}}$$

$$M_{\text{inventario,final}} = 12.572,4 \text{ kg} - 0,002 \cdot 17.000 \text{ kg} - 0,01 \cdot 14.486,8 \text{ kg}$$

$$M_{\text{inventario,final}} = 12.393,5 \text{ kg}$$

- v) El balance de GLP en unidades de masa es:

$$Pérdidas = 10.059,2 \text{ kg} + 17.000 \text{ kg} - 12.393,5 \text{ kg} - 14.486,8 \text{ kg} = 178,9 \text{ kg}$$

Las pérdidas obtenidas son debidas a la cantidad de GLP que no recibió debido al error del instrumento de medición de la compra, y a la cantidad adicional de GLP entregada en la venta debido al error del instrumento de medición de las ventas.



Ejemplo 4 Modelo sin calcular la masa en fase gaseosa

Este caso difiere del caso ideal en que no se tiene en cuenta la masa en estado gaseoso almacenada en los tanques.

i) Masa del inventario inicial

Suponga que al inicio de la semana, el distribuidor tiene un inventario de 18,927 m³ (5.000 galones) en estado líquido en sus tanques de almacenamiento, la temperatura promedio de ese día es 21,1 °C (70 °F), la densidad relativa del GLP almacenado es 0,522 y la presión en el tanque es 800 kPa.

Se requiere por tanto que el agente realice la medición del nivel en el tanque, la temperatura del GLP, la presión en el tanque de almacenamiento y la densidad relativa del GLP.

La densidad relativa a 15,6 °C (60°F) se puede determinar a partir de la temperatura del GLP y la densidad a la temperatura medida. Para este caso se utiliza la tabla 6A de la norma **ASTM D 1250**. Para una densidad de 0,522 y una temperatura de 21,1 °C (70°F) la densidad relativa del GLP referida a 15,6 °C (60 °F) es 0,53.

El factor de corrección de volumen a 21,1 °C y 0,53 de densidad relativa es 0,985. En el cálculo de la masa de GLP sólo se tiene en cuenta la masa en estado líquido. Con los datos obtenidos se realizan los siguientes cálculos:

$$M_{\text{inventario, inicial}} = V_{\text{II, Líquido}} \cdot \rho_{\text{L, 15,6C}} \cdot F_T$$

$$M_{\text{inventario, inicial}} = 18,927 \text{ m}^3 \cdot 530 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 0,985 = 9.880,8 \text{ kg}$$



- ii) Suponga que las compras realizadas en la semana del distribuidor fueron de 17.000 kg, y que las ventas realizadas a los comercializadores fueron 14.486,8 kg.
- iii) Al finalizar la semana de observación el inventario en tanques de almacenamiento es 22,713 m³ (6.000 galones) con una densidad relativa de 0,55; la temperatura promedio de ese día es 24,4 °C (76 °F) y la presión en el tanque es 870 kPa.

Para una densidad relativa de 0,549 y una temperatura de 24,4 °C (76°F) la densidad relativa del GLP referida a 15,6 °C (60 °F) es 0,56.

El factor de corrección de volumen se obtiene de la norma **NTC 3853**, Anexo D, Tabla D 3.1.3, a partir de la densidad relativa y la temperatura. El factor de corrección de volumen a 24,4 °C y 0,56 de densidad relativa es $F_T = 0,979$.

En el cálculo de la masa de GLP sólo se tiene en cuenta la masa en estado líquido. Con los datos obtenidos se realizan los siguientes cálculos:

$$M_{\text{inventario,final}} = V_{\text{IF,Líquido}} \cdot \rho_{\text{L,15,6C}} \cdot F_T$$

$$M_{\text{inventario,final}} = 22,713 \text{ m}^3 \cdot 560 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 0,979 = 12.452,2 \text{ kg}$$

- iv) El balance de GLP en unidades de masa es:

$$\text{Pérdidas} = 9.880,8 \text{ kg} + 17.000 \text{ kg} - 12.452,2 \text{ kg} - 14.486,8 \text{ kg} = -58,2 \text{ kg}$$

Al inicio del periodo la masa de GLP en estado gaseoso es 178,4 kg, y al final del periodo es 120,2 kg. Acorde con estos resultados 58,2 kg de GLP en estado gaseoso cambiaron de la



fase gaseosa a la fase líquida, por lo que se obtendría un incremento del gas almacenado, que justifica el resultado obtenido.

Ejemplo 5 Modelo considerando la incertidumbre

En este caso se analizará las incertidumbres de los procesos de medición en el cálculo de las pérdidas.

Los valores asumidos para las incertidumbres del proceso del cálculo de la masa almacenada en los tanques es del 1%.

$$\Delta M_{II} = \pm 0,01 M_{\text{inventario, inicial}}$$

$$\Delta M_{II} = \pm 0,01 M_{\text{inventario, inicial}}$$

La incertidumbre del medidor másico para la compra y para la venta son, respectivamente 0,2%, y 0,5%.

$$\Delta M_C = \pm 0,002 M_{\text{Compras}}$$

$$\Delta M_V = \pm 0,005 M_{\text{Ventas}}$$

i) Masa del inventario inicial

Suponga que al inicio de la semana, el distribuidor tiene un inventario de 18,927 m³ (5.000 galones) en estado líquido en sus tanques de almacenamiento, la temperatura promedio de ese día es 21,1 °C (70 °F), la densidad relativa del GLP almacenado es 0,522 y la presión en el tanque es 800 kPa.



Se requiere por tanto que el agente realice la medición del nivel en el tanque, la temperatura del GLP, la presión en el tanque de almacenamiento y la densidad relativa del GLP.

La densidad relativa a 15,6 °C (60°F) se puede determinar a partir de la temperatura del GLP y la densidad a la temperatura medida. Para este caso se utiliza la tabla 6A de la norma **ASTM D 1250**. Para una densidad de 0,522 y una temperatura de 21,1 °C (70°F) la densidad relativa del GLP referida a 15,6 °C (60 °F) es 0,53.

El factor de corrección de volumen a 21,1 °C y 0,53 de densidad relativa es 0,985.

Con los datos obtenidos se realizan los siguientes cálculos:

$$M_{\text{inventario, inicial}} = V_{\text{II, Líquido}} \cdot \rho_{\text{L, 15,6C}} \cdot F_T + V_{\text{II, Gaseoso}} \cdot \frac{p_{\text{abs}}}{p_{\text{ref}}} \cdot \frac{T_{\text{abs}}}{T_{\text{ref}}} \cdot \rho_{\text{G, 15,6C}}$$

El volumen en estado gaseoso es: $30,283 \text{ m}^3 - 18,927 \text{ m}^3 = 11,356 \text{ m}^3$.

La presión absoluta es: $101,325 \text{ kPa} + 800 \text{ kPa} = 901,325 \text{ kPa}$.

La temperatura absoluta es: $273,15 + 21,1 = 294,25 \text{ K}$.

La densidad del GLP en estado gaseoso a condiciones estándar se tomará para este ejemplo como $1,8 \text{ kg/m}^3$.

$$\begin{aligned} M_{\text{inventario, inicial}} &= 18,927 \text{ m}^3 \cdot 530 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 0,985 + 11,356 \text{ m}^3 \cdot \frac{901,325 \text{ kPa}}{101,325 \text{ kPa}} \cdot \frac{288,75 \text{ K}}{294,25 \text{ K}} \\ &\quad \cdot 1,8 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \end{aligned}$$

$$M_{\text{inventario, inicial}} = 9.880,8 \text{ kg} + 178,4 \text{ kg} = 10.059,2 \text{ kg}$$



- ii) Suponga que las compras realizadas en la semana del distribuidor fueron de 17.000 kg y que las ventas realizadas a los comercializadores fueron 14.400 kg.
- iii) Al finalizar la semana de observación el inventario en tanques de almacenamiento es 22,713 m³ (6.000 galones) con una densidad relativa de 0,55; la temperatura promedio de ese día es 24,4 °C (76 °F) y la presión en el tanque es 870 kPa.

Para una densidad relativa de 0,549 y una temperatura de 24,4 °C (76°F) la densidad relativa del GLP referida a 15,6 °C (60 °F) es 0,56.

El factor de corrección de volumen se obtiene de la norma **NTC 3853**, Anexo D, Tabla D 3.1.3, a partir de la densidad relativa y la temperatura. El factor de corrección de volumen a 24,4 °C y 0,56 de densidad relativa es $F_T = 0,979$.

Con los datos obtenidos se realizan los siguientes cálculos:

$$M_{\text{inventario,final}} = V_{\text{IF,Líquido}} \cdot \rho_{\text{L,15,6C}} \cdot F_T + V_{\text{IF,Líquido}} \cdot \frac{p_{\text{abs}}}{p_{\text{ref}}} \cdot \frac{T_{\text{abs}}}{T_{\text{ref}}} \cdot \rho_{\text{G,15,6C}}$$

El volumen en estado gaseoso es: $30,283 \text{ m}^3 - 22,713 \text{ m}^3 = 7,57 \text{ m}^3$.

La presión absoluta es: $101,325 \text{ kPa} + 820 \text{ kPa} = 921,325 \text{ kPa}$.

La temperatura absoluta es: $273,15 + 24,4 = 297,55 \text{ K}$.

La densidad del GLP en estado gaseoso a condiciones estándar se tomará para este ejemplo como $1,8 \text{ kg/m}^3$.



$M_{\text{inventario,final}}$

$$= 22,713 \text{ m}^3 \cdot 560 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 0,979 + 7,57 \text{ m}^3 \cdot \frac{921,325 \text{ kPa}}{101,325 \text{ kPa}} \cdot \frac{288,75 \text{ K}}{297,55 \text{ K}} \cdot 1,8 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$M_{\text{inventario,final}} = 12.452,2 \text{ kg} + 120,2 \text{ kg} = 12.572,4 \text{ kg}$$

iv) La incertidumbre en cada proceso de medición es:

Incetidumbre inventario inicial:

$$\Delta M_{\text{I}} = \pm 0,01 * 10.059,2 \text{ kg} = \pm 100,6 \text{ kg}$$

Incetidumbre de las compras:

$$\Delta M_{\text{C}} = \pm 0,002 * 17.000 \text{ kg} = \pm 34 \text{ kg}$$

Incetidumbre inventario final:

$$\Delta M_{\text{II}} = \pm 0,01 * 12.572,4 \text{ kg} = \pm 125,7 \text{ kg}$$

Incetidumbre de las ventas:

$$\Delta M_{\text{V}} = \pm 0,005 * 14.400 \text{ kg} = \pm 72 \text{ kg}$$

La incertidumbre total es:

$$\Delta M_{\text{Pérdidas}} = \sqrt{100,6^2 + 34^2 + 125,7^2 + 72^2} = 179,6 \text{ kg}$$



v) El balance de GLP en unidades de masa es:

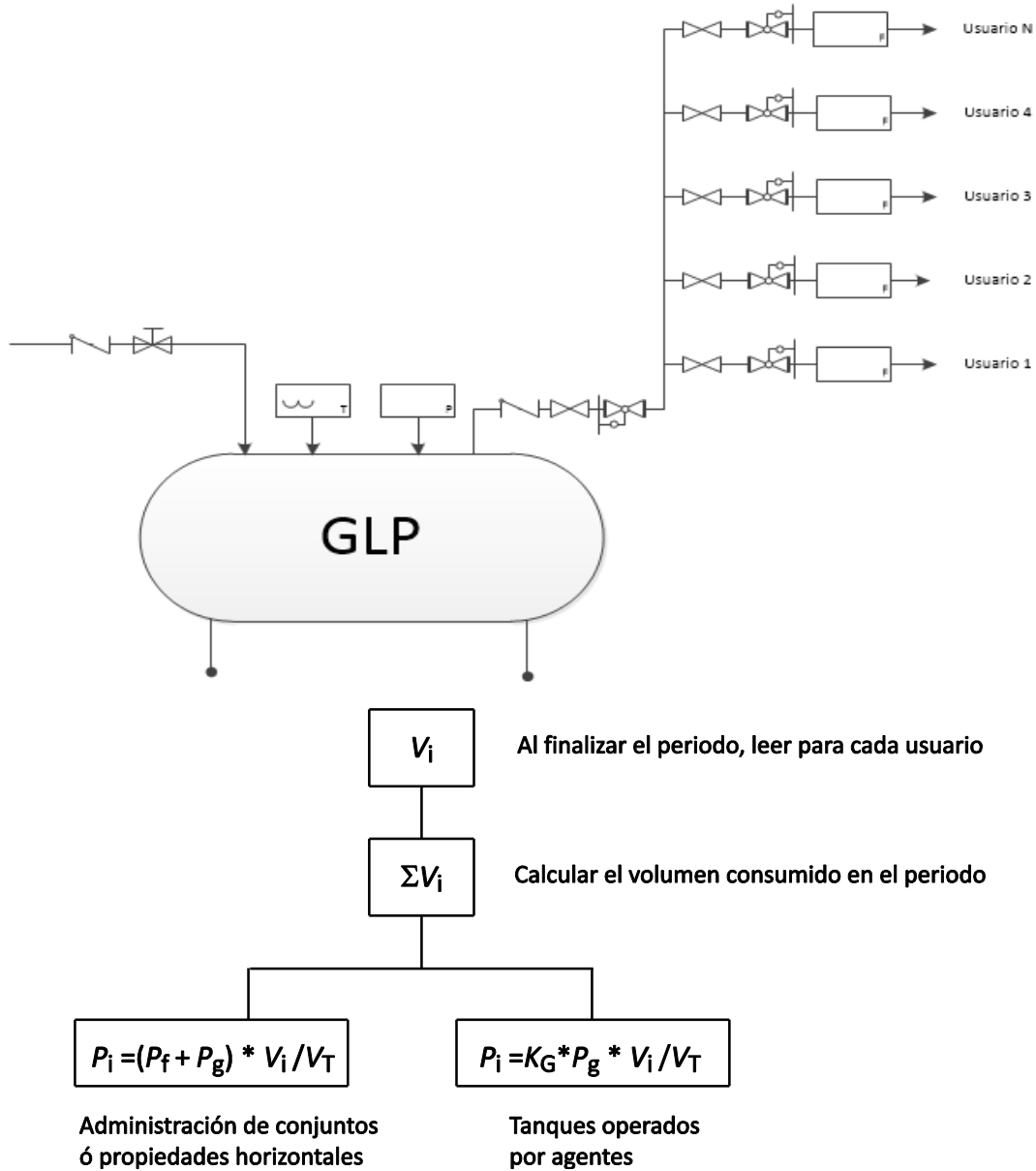
$$\text{Pérdidas} = 10.059,2 \text{ kg} + 17.000 \text{ kg} - 12.572,4 \text{ kg} - 14.400 \text{ kg} = 86 \text{ kg} \pm 179,4 \text{ kg}$$

Acorde con los resultados obtenidos y sin tener en cuenta la incertidumbre, las pérdidas son de 86 kg. Estas podrían ser reales si son debidas a los instrumentos de compra o venta de GLP, con lo que recibiría menos GLP en la compra o entregaría más GLP en la venta. También pueden ser a los errores en las lecturas del inventario de GLP, por lo que serían debidas sólo al error en las lecturas y no ser reales.

Formula tarifaria tanques multiusuarios

El modelo que se propone para la formula tarifaria de tanques multiusuarios se basa en un estimativo del volumen comprado y en el volumen consumido por los usuarios en un periodo sin tener en cuenta la presión, la temperatura, ni la densidad del GLP. En general habrá una distribución de pérdidas ponderadas entre los usuarios basado en el siguiente procedimiento.

Figura 47. Representación esquemática instalación multiusuario.



donde:

N es el número de usuarios del tanque

V_i es el volumen consumido por el usuario i en el periodo

P_i es el costo del volumen de gas consumido en el periodo por el usuario i

V_T es la suma de los volúmenes consumidos por los usuarios dentro del periodo

$$V_T = \sum_{i=1}^N V_i$$



V_f es el volumen comprado por el administrador en el periodo

P_g es el costo del gas comprado en el periodo

P_f son los costos fijos por la administración del sistema del tanque multiusuario definidos en los respectivos Consejos de Administración

K_g es un factor que tiene en cuenta la administración del sistema más la ganancia del agente y que no podrá ser superior a los costos establecidos por el código de distribución del GLP. En todo caso el agente deberá en la factura relacionar el volumen y la masa y no podrá asociarse a este tipo de configuración ningún otro costo.

- i) La formula tarifaria para caso particular de los Administradores de conjuntos o propiedades horizontales que operen los tanques multiusuarios

$$P_i = (P_f + P_g) \frac{V_i}{V_T}$$

donde G_i es el pago que debe hacer el usuario i .

- ii) Para el caso en que el tanque multiusuario sea operado por un agente, la formula tarifaria es:

$$P_i = K_G \cdot P_g \frac{V_i}{V_T}$$

Recomendaciones generales

Se realizaron recomendaciones sobre la medición de la calidad y la cantidad de GLP con el objetivo de poseer sistemas de medición e información confiables, de manera que la cantidad de producto sea correctamente medida durante las transacciones de



transferencia de custodia y que la calidad del mismo sea mantenida hasta la entrega al usuario final.

De un modo general se recomienda a todos los agentes que intervienen en las transacciones, acogerse a la normatividad técnica nacional e internacional, puesto que ésta es clara en cuanto a procedimientos, algoritmos, equipos de medida, registro de datos, toma de muestras, determinación de propiedades y características, sistemas de medición y tratamiento de datos y presiones de suministro.



Capítulo 4. Definición de responsabilidades y diseño del programa de gradualidad en la implementación de los sistemas de medición

En este capítulo se definen las responsabilidades en cuanto a la medición de la calidad y la cantidad del GLP, transado a lo largo de la cadena de prestación del servicio por los agentes.

Para cada indicador de calidad o cantidad se presenta la norma nacional o internacional que ayuda al cumplimiento del mismo y el equipo o instrumento de medida asociado.

De acuerdo con los equipos necesarios para llevar a cabo la correcta medición de la calidad y cantidad del GLP, se realiza una valoración de inversiones y gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM). En esta parte del estudio se tiene en cuenta diversos aspectos relacionados con la implementación de los sistemas de medición del GLP, tales como el valor de las inversiones, el mantenimiento y calibración de los equipos, suministros y gastos operativos entre otros.

Se utiliza el esquema general del Sistema Unificado de Costos presentado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el cual está acorde con el Plan Único de Cuentas PUC, para las cuentas de costos y gastos del AOM.

Finalmente se realiza una descripción de las etapas que componen el programa de gradualidad para la implementación de los sistemas de medición. Se plantea un cronograma que contiene dichas etapas y el tiempo estimado para su desarrollo, lo que permite establecer un tiempo total para la implementación del programa de gradualidad.

Puntos de control de la calidad del GLP en la cadena de distribución

En esta sección se presentan los puntos de control de la calidad (i.e. medición, verificación y cálculo) a través de toda la cadena de distribución de los gases licuados de petróleo en Colombia. La figura 48 muestra los nueve puntos de medición de manera esquemática⁹³.

Figura 48. Puntos de medición de la calidad de GLP en la cadena de distribución.



Los puntos de control establecidos son de dos tipos: *control en la recepción* de la custodia y *control en la entrega*. El control en la recepción consiste en la medición de los indicadores de calidad o la verificación de que los valores reportados por el vendedor se encuentran dentro de los rangos establecidos en la normatividad⁹⁴. El objetivo de este control es la constatación de la calidad del GLP antes de la recepción de su custodia. El

⁹³ Conforme a lo establecido por las regulaciones **CREG 53 de 2011** y **023 de 2008**.

⁹⁴ Confrontar NTC 2303 (ASTM D1835).



control en la entrega consiste en la medición de los indicadores de calidad antes de la entrega de custodia, con la finalidad de que el comprador tenga siempre una certificación de calidad correspondiente a cada bache transado.

Cabe anotar también que todos los agentes de la cadena de distribución de GLP presentan almacenamiento de producto, es decir, en cada agente se presentarán mezclas de cantidades de producto con diferentes características. Lo anterior implica que siempre que un agente realice una transacción de un bache de producto, deberá realizar pruebas de calidad sobre el mismo antes de la entrega de su custodia.

A continuación una breve descripción de las particularidades de cada uno de los puntos de medición según el agente al que correspondan:

Comercializador mayorista – Control en la recepción (1)

Medición en la producción: el productor deberá medir la calidad del producto antes del almacenamiento, para verificar que cumpla con las especificaciones técnicas o para realizar procesos adicionales.

Medición en la importación: el importador deberá medir la calidad del producto importado antes del almacenamiento para verificar que cumpla con las especificaciones técnicas.

Comercializador mayorista – Control en la entrega (2)



Medición antes de la venta del bache: el comercializador mayorista deberá medir la calidad del producto que vende y deberá expedir un certificado de calidad correspondiente a cada bache transado con el comprador.

Transportador – Control en la recepción (3)

Medición en la recepción: el transportador deberá medir la calidad del producto antes del almacenamiento para verificar que cumpla con las especificaciones técnicas y chequear su contaminación y humedad.

Transportador – Control en la entrega (4)

Medición antes de la venta del bache: el transportador deberá medir la calidad del producto que vende y deberá expedir un certificado de calidad correspondiente a cada bache transado con el comprador.

Comercializador mayorista – Control en la recepción (5)

Medición en la recepción: el comercializador mayorista deberá medir la calidad del producto antes del almacenamiento para verificar que cumpla con las especificaciones técnicas y chequear su contaminación y humedad.

Comercializador mayorista – Control en la entrega (6)

Medición antes de la venta del bache: el comercializador mayorista deberá medir la calidad del producto que vende y deberá expedir un certificado de calidad correspondiente a cada bache transado con el comprador.

Distribuidor – Control en la recepción (7)

Medición en la recepción: el distribuidor deberá medir la calidad del producto antes del almacenamiento para verificar que cumpla con las especificaciones técnicas.

Distribuidor – Control en la entrega (8)

Medición antes de la venta del bache: el distribuidor deberá medir la calidad del producto que vende y deberá expedir un certificado de calidad correspondiente a cada cantidad transada con el comprador (en el caso de una planta de envasado, el distribuidor deberá certificar la calidad real del gas vendido por cilindros en cada etiqueta).

Comercializador minorista – Control en la recepción (9)

No realiza ninguna verificación por ser responsabilidad del distribuidor.

Diferentes indicadores de calidad deben ser medidos, calculados o verificados según el agente en la cadena de distribución. La tabla 212 muestra en resumen los indicadores según el punto de medición de calidad en la cadena.

Tabla 212. Indicadores a ser medidos o verificados para cada agente

Agente	Comercializador mayorista		Transportador		Comercializador mayorista		Distribuidor		Comercializador minorista
Punto de medición	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Composición química	M	M	M	M	M	M	M	M	-
Poder calorífico	M	M	V	-	V	-	V	-	-
Presión de vapor	M	M	V	-	V	-	V	-	-
Odorización	M	M	V	-	V	-	V	-	-
Temperatura de evaporación	M	M	V	-	V	-	V	-	-
Corrosión de cobre	M	M	V	-	V	-	V	-	-
Azufre	M	M	V	-	V	-	V	-	-
Sulfuro de hidrógeno	M	M	V	-	V	-	V	-	-
Residuo	M	M	V	-	V	-	V	-	-
Sequedad	M	M	M	-	V	-	V	-	-

Responsabilidad en la medición



1. Comercializador mayorista

En la presente sección se analizarán las responsabilidades de los comercializadores mayoristas, para ello se dividirán en dos categorías, debido a que pueden diferenciarse entre los comercializadores mayoristas dedicados a la producción del GLP y los dedicados exclusivamente a la comercialización del producto.

Producción e importación: son los comercializadores mayoristas encargados de obtener el GLP, ya sea mediante la ruptura catalítica del crudo o el secado del Gas Natural. Incluye a las empresas que importan GLP de otros países.

a. Calidad

Respecto a la calidad, en la **Resolución CREG 053 de 2011** “por la cual se establece el Reglamento de Comercialización Mayorista de Gas Licuado de Petróleo”, Artículo 7 “Obligaciones de los comercializadores mayoristas en la entrega, manejo y medición del GLP”, Literales d), e) y f) se lee: “d) Con cada entrega de producto, reportar la medición obtenida la cual además incluye el reporte de la composición del producto, indicando las características más relevantes, entre ellas al menos la densidad del mismo, el poder calorífico expresado en MBTU por kilogramo y el factor de volumen (m^3 gas/kg líquido). Esta información siempre debe ser entregada al comprador antes de que el producto sea retirado por él. e) Entregar únicamente producto cuya calidad cumpla con las especificaciones técnicas establecidas en la regulación vigente y demostrar esta situación a sus compradores en cada entrega, cumpliendo con las normas aplicables. f) Garantizar que el GLP entregado a sus compradores se encuentre olorizado según normas técnicas nacionales o internacionales y en la concentración recomendada por el fabricante de la respectiva sustancia odorante para garantizar que el gas contenga suficiente olor, de tal forma que sea detectado a un quinto del límite inferior de inflamabilidad del gas.”



Se puede concluir que los comercializadores mayoristas son los principales responsables de la calidad del GLP en la cadena productiva, dado que si se garantiza la calidad en la fuente de producción, el producto a lo largo de la cadena tendrá estándares altos de calidad y probablemente en la comercialización se pueden conservar estos estándares fácilmente.

Teniendo en cuenta lo expuesto, en complemento con las recomendaciones dadas en el capítulo 3 presentado a la GREG, se establece que es responsabilidad del comercializador mayorista la medición de las siguientes variables relacionadas con la calidad:

- Composición química
- Nivel de odorización
- Poder calorífico superior
- Presión de vapor
- Temperatura de evaporación al 95% de GLP evaporado
- Residuos en 100 ml de evaporación
- Corrosión de tira de cobre
- Contenido de azufre
- Contenido de sulfuro de hidrógeno
- Sequedad
- Densidad relativa

Para la medición de las variables establecidas se recomienda aplicar las metodologías o normas descritas en el Capítulo 2 del presente documento.



Es responsabilidad del productor asegurar que todas las variables de calidad medidas se encuentren dentro de los rangos establecidos por las Normas NTC 2303, NTC 3853 y ASTM D1835.

Cantidad

Respecto a la cantidad en la **Resolución CREG 053 de 2011** “por la cual se establece el Reglamento de Comercialización Mayorista de Gas Licuado de Petróleo”, Artículo 4 “Requisitos para la operación de comercializadores mayoristas de GLP”, Numeral 2, dicta:

“2) Disponer de los Puntos de Entrega acordados en los Contratos de Suministro, para entregar el producto correctamente medido, olorizado y con el análisis que determine su composición y principales características físico-químicas. Haber registrado estas instalaciones en los aplicativos que para el efecto disponga el SUI.”

Teniendo en cuenta lo expuesto, en complemento con las recomendaciones expuestas a la CREG en el capítulo 3, es responsabilidad del productor realizar una correcta medición del producto a entregar. Para esto se recomienda el uso de medidores en ductos y poliductos con destinación exclusiva al transporte de GLP, acorde con las recomendaciones establecidas por la norma API MPMS 5, las cuales son discutidas en los capítulos 2 y 3 en lo referente a medición de flujo volumétrico o másico. Cabe recordar que la medición de densidad, si se posee un medidor másico tipo coriolis puede realizarse mediante este dispositivo.

Adicionalmente, es responsabilidad del productor al momento de la medición de flujo garantizar una presión tal que el producto no se encuentre en dos fases, dado que las tecnologías empleadas presentan errores considerables en la medición, si llegara a presentarse el caso.



En el caso de una medición de volumen o de flujo volumétrico es responsabilidad del productor realizar la corrección de acuerdo con las Normas NTC 3853, ASTM D1250 y API 2540 o normas equivalentes.

2. Comercializadores

La medición de cantidad es responsabilidad de los comercializadores mayoristas que compran el producto a los transportadores u otros comercializadores mayoristas con destino a los distribuidores y los usuarios no regulados.

Calidad

En lo referente a la calidad, los comercializadores, al igual que los productores, son regulados por lo dictado en la **Resolución CREG 053 de 2011** “por la cual se establece el Reglamento de Comercialización Mayorista de Gas Licuado de Petróleo”, Artículo 7.

Teniendo en cuenta lo expuesto, en complemento con recomendaciones emitidas a la CREG en el capítulo 3, es responsabilidad del comercializador realizar la medición de las siguientes variables de calidad:

- Composición química
- Nivel de odorización
- Densidad

Para la medición de estas variables se recomienda seguir lo expresado en el Capítulo 2, sección 1 (Requerimientos por agente).

Adicionalmente es responsabilidad de los comercializadores el cálculo de las siguientes variables de calidad:



- Poder calorífico superior
- Presión de vapor
- Factor de volumen

Cuando la medición de la composición química se realiza mediante cromatografía, es posible el cálculo de la presión de vapor, la densidad y el poder calorífico mediante los procesos descritos en las Normas Técnicas ASTM D2598 y ASTM D3588.

Las demás variables de calidad que se consideraron para los productores y no se listaron para los comercializadores, son consecuencia de la garantía de la calidad en la fuente de producción.

Es responsabilidad del comercializador asegurar la calidad de todo producto entregado de forma tal que los valores medidos o calculados se encuentren dentro de lo establecido por las Normas NTC 2303, NTC 3853 y ASTM D1835.

Cantidad

En lo referente a la cantidad, los comercializadores son regulados por la **Resolución CREG 053 de 2011**, Artículo 4. Por lo cual es responsabilidad del comercializador realizar una correcta medición del producto a entregar, para esto se recomienda el uso de medidores másicos tipo Coriolis.

Es responsabilidad del comercializador verificar la cantidad de producto recibido por parte de los productores o de los transportadores; para realizar esta comprobación es posible el uso de un medidor másico tipo coriolis o determinar los inventarios de producto mediante la medición de nivel de los tanques de almacenamiento (Capítulo 2, sección 4.b medición estática).



Es responsabilidad del comercializador, al momento de la medición de flujo, garantizar una presión tal que el producto no se encuentre en dos fases, dado que las tecnologías empleadas presentan errores considerables en la medición si llegara a presentarse el caso.

En el caso de que se realice una medición del volumen o del flujo volumétrico es responsabilidad del productor realizar la corrección de acuerdo con la Norma ASTM D1250 y la API MPMS capítulo 11, sección 2 parte 4 o normas equivalentes.

3. Transportador

El transportador se define como la actividad complementaria del servicio público domiciliario de GLP, que consiste en movilizar grandes cantidades de GLP a granel, entre un punto de recibo del transportador y un punto de entrega del transportador, utilizando ductos del sistema de transporte.

La **Resolución CREG 092 de 2009** “Por la cual se adoptan disposiciones sobre las obligaciones de los transportadores de Gas Licuado del Petróleo –GLP a través de ductos en el continente y en forma marítima entre el continente y el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina y se dictan otras disposiciones sobre libre acceso a los sistemas de transporte”, Artículo 4 “Obligaciones específicas de los transportadores de GLP”, Literal f) dicta: “Realizar todas las mediciones que se requieran para recibir o entregar el producto en los puntos de recibo y entrega, que permitan establecer la cantidad y calidad del producto.”

Con base en esta Resolución y en las recomendaciones realizadas en el capítulo 3 entregado a la CREG se definen las siguientes responsabilidades:



Calidad

Es responsabilidad del transportador la medición de las siguientes variables relacionadas con la calidad:

- Composición química
- Nivel de odorización
- Sequedad

Adicionalmente es responsabilidad de los transportadores el cálculo de las siguientes variables de calidad:

- Presión de vapor
- Poder calorífico superior

Recordando que en el caso que la medición de la composición química se realice mediante cromatografía, es posible el cálculo de la presión de vapor, la densidad y el poder calorífico mediante los procesos descritos en las Normas Técnicas ASTM D2598 y ASTM D3588.

Es responsabilidad del transportador asegurar la calidad de todo producto entregado, de forma tal que los valores medidos o calculados se encuentren dentro de lo establecido por las Normas NTC 2303, NTC 3853 y ASTM D1835.

Cantidad

Es responsabilidad del transportador realizar una medición fiable del producto a despachar, para esto se recomienda el uso de medidores en ductos y poliductos con destinación exclusiva al transporte de GLP, acorde con las recomendaciones establecidas



por la norma API MPMS 5, las cuales son discutidas en los capítulos 2 y 3 en lo referente a medición de flujo volumétrico o másico. Cabe recordar que la medición de densidad, si se posee un medidor másico tipo coriolis, puede realizarse con este dispositivo.

Es responsabilidad del transportador, al momento de la medición de flujo, garantizar una presión tal que el producto no se encuentre en dos fases, esto con el fin de evitar errores en la medición.

En el caso de una medición de volumen o de flujo volumétrico es responsabilidad del transportador realizar la corrección de acuerdo con las normas ASTM D1250 y la API MPMS capítulo 11, sección 2 parte 4 o normas equivalentes.

4. Distribuidor

Se define como distribuidor la empresa de servicios públicos domiciliarios que realiza las siguientes actividades: compra del GLP en el mercado mayorista con destino al usuario final; el flete desde el punto de entrega del comercializador mayorista o desde el punto de entrega del transportador, hasta la planta de envasado; el envasado de cilindros marcados; la operación de la planta de envasado correspondiente, y las actividades de flete y entrega de producto a granel a través de tanques estacionarios instalados en el domicilio de los usuarios finales y de venta de cilindros en los puntos de venta.

La **Resolución 180581 de 2008 del Ministerio de Minas y Energía** “Por el cual se expide el Reglamento Técnico para Plantas de Envasado de Gas Licuado del Petróleo”.

La **Resolución CREG 023 de 2008** “Por la cual se establece el Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista de Gas Licuado de Petróleo”, Artículo 6 “Obligaciones generales del distribuidor”, Numeral 3, dicta: “Entregar, tanto en cilindros como en



tanques estacionarios, un producto correctamente medido y que cumpla con la calidad exigida en la regulación, para lo cual debe garantizar que la calidad del producto recibido de los comercializadores mayoristas no sufra alteración”.

La **Resolución CREG 023 de 2008** “Por la cual se establece el Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista de Gas Licuado de Petróleo”, Artículo 7 “Obligaciones del distribuidor en la compra del producto a los comercializadores mayoristas”, Numeral 4, dicta: “Dar cumplimiento a la regulación vigente en materia de calidad del producto y verificar la calidad del producto adquirido a partir de los reportes de calidad entregados por el transportador y/o el comercializador mayorista según sea el caso. El producto que no se ajuste al estándar de calidad establecido en la regulación no podrá ser recibido para efectos de su comercialización al usuario final”.

La **Resolución CREG 023 de 2008** “Por la cual se establece el Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista de Gas Licuado de Petróleo”, Artículo 29 “Medición y facturación del volumen entregado al tanque estacionario”, establece: “La empresa prestadora del servicio por Tanques Estacionarios deberá realizar la medición del producto entregado antes del llenado del Tanque. Para realizar esto, la empresa deberá instalar un dispositivo de medición en el carro cisterna que permita determinar el peso del combustible entregado”.

La **Resolución CREG 023 de 2008** “Por la cual se establece el Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista de Gas Licuado de Petróleo”, Artículo 30 “Del derecho a la medición individual”, establece: “Para los Tanques Estacionarios que sirvan a más de un usuario, cada uno de los inmuebles deberá contar con un equipo de medición individual, el cual medirá el volumen de gas entregado. Los medidores individuales deberán estar ubicados en sitios accesibles para su lectura. La medición del volumen entregado a cada uno de los inmuebles, en conjunto con la aplicación de los correspondientes factores de



corrección (temperatura y presión) y las pérdidas de la red serán los elementos principales de la factura de los usuarios”.

La **Resolución CREG 100 de 2003** “Por la cual se adoptan los Estándares de Calidad en el servicio público domiciliario de gas natural y GLP en Sistemas de Distribución por redes de tubería” establece indicadores para la medición de la calidad de prestación de servicio.

La **Resolución CREG 067 de 1995** “Por la cual se estable el Código de Distribución de Gas Combustible por Redes”, Anexo General, Numeral IV.5.5 “Medición y equipos de medición”, establece: “El distribuidor o el comercializador deberán instalar y mantener un medidor o dispositivo de medición para el servicio. El medidor estará ubicado en un lugar accesible para su lectura, salvo que se instalen dispositivos que permitan su lectura remota”.

Con base en estas resoluciones y en las recomendaciones realizadas en el Capítulo 3, se definen las siguientes responsabilidades para los distribuidores, que se dividen en plantas de envasado, tanques estacionarios y usuarios por redes:

Plantas de envasado

Calidad

Es responsabilidad de los envasadores de GLP la medición del nivel de odorización de todo el producto recibido, se recomienda para la medición de esta variable seguir lo expresado en el capítulo 2 en lo referente a odorización.

Es responsabilidad de los envasadores de GLP la verificación de la composición del GLP recibido, entendiéndose por verificación el procedimiento por el cual se compara el reporte recibido durante la compra del GLP con la Norma NTC 2303 o afines.



Es responsabilidad de los envasadores de GLP el cálculo de las siguientes propiedades:

- Presión de vapor
- Poder calorífico superior

El cálculo de estas variables se realiza mediante la aplicación de los procedimientos descritos en las Normas Técnicas ASTM D2598 y ASTM D3588, con base en el reporte de composición.

Es responsabilidad de los envasadores de GLP el rechazo del producto en caso de que éste no cumpla con las características establecidas en las Normas NTC 2303, NTC 3853 y ASTM D1835 y garantizar que las características del GLP entregado por el comercializador mayorista no sufra alteración.

Cantidad

Es responsabilidad del envasador hacer una verificación de la cantidad de producto recibido, para realizar esta comprobación es posible el uso de medidores con destinación exclusiva al transporte de GLP, acorde con las recomendaciones establecidas por la norma API MPMS 5, las cuales son discutidas en los capítulos 2 y 3 en lo referente a medición de flujo volumétrico o másico (en el carro cisterna encargado de llenar el tanque) o determinar los inventarios de producto mediante la medición del nivel de los tanques de almacenamiento.

Es responsabilidad del envasador realizar una correcta medición del producto en cada cilindro de GLP, para esto se empleará la medición de la masa del producto envasado, se recomienda el uso del procedimiento descrito en el capítulo 2, referente a la masa.

Es responsabilidad del envasador cumplir con las regulaciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía en lo referente a la construcción, marcado y mantenimiento de los



cilindros (con especial énfasis en la Resolución 180196 de 2006 del Ministerio de Minas y Energía).

En el caso de una medición de volumen o de flujo volumétrico, es responsabilidad del envasador realizar la corrección de acuerdo con las normas ASTM D1250 y la API MPMS capítulo 11, sección 2 parte 4 o normas equivalentes o normas equivalentes.

Tanques estacionarios

Calidad

Es responsabilidad de los distribuidores que surtan tanques estacionarios la medición del nivel de odorización de todo producto recibido, se recomienda para la medición de estas variables seguir lo expresado en el Capítulo 2, sección 4.b (medición estática).

Es responsabilidad de los distribuidores que surtan tanques estacionarios la verificación de la composición del GLP recibido, entendiéndose por verificación el procedimiento por el cual se compara el reporte recibido durante la compra del GLP con la Norma NTC 2303 o afines.

Es responsabilidad de los distribuidores que surtan tanques estacionarios el cálculo de las siguientes propiedades:

- Presión de vapor
- Poder calorífico superior

El cálculo de estos valores puede realizarse mediante el reporte de composición recibido con los procedimientos descritos en las Normas Técnicas ASTM D2598 y ASTM D3588.



Es responsabilidad de los distribuidores que surtan tanques estacionarios de GLP el rechazo del producto, en el caso que éste no cumpla con las características establecidas en las Normas NTC 2303, NTC 3853 y ASTM D1835.

Cantidad

Es responsabilidad de los distribuidores que surtan tanques estacionarios hacer una verificación de la cantidad del producto recibido. Para realizar esta comprobación es posible el uso de medidores con destinación exclusiva al transporte de GLP, acorde con las recomendaciones establecidas por la norma API MPMS 5, las cuales son discutidas en los capítulos 2 y 3 en lo referente a medición de flujo volumétrico o másico, (en el carro cisterna encargado de llenar el tanque) o determinar los inventarios de producto mediante la medición del nivel de los tanques de almacenamiento.

Es responsabilidad de los distribuidores que surtan tanques estacionarios realizar la medición del producto despachado a los tanques estacionarios. Para esto el carro cisterna debe poseer un medidor, se recomienda el uso de un medidor tipo coriolis o medidores de desplazamiento positivo con corrección automática.

En el caso de una medición de volumen o de flujo volumétrico, es responsabilidad del distribuidor realizar la corrección de acuerdo con las normas ASTM D1250 y la API MPMS capítulo 11, sección 2 parte 4 o normas equivalentes o normas equivalentes.

Es responsabilidad de los distribuidores que surtan tanques estacionarios surtir únicamente tanques que cumplan con los requisitos establecidos en el Numeral 4.5 de la Resolución 180196 de 2006 del Ministerio de Minas y Energía.



Es responsabilidad de los distribuidores cumplir con los procedimientos de revisión establecidos en el Numeral 4.6 de la Resolución 180196 de 2006 del Ministerio de Minas y Energía.

Es responsabilidad de los distribuidores que surtan tanques estacionarios asegurarse que no se sobrepase la capacidad de llenado de los tanques estacionarios definida en la Norma NTC 3853, se recomienda el uso de válvulas de nivel fijo a la capacidad máxima de llenado del tanque (comúnmente instaladas en la multiválvula de los tanques estacionarios).

La facturación individual es responsabilidad de los distribuidores que surtan tanques estacionarios con usuarios múltiples, esto en los casos que sea pedido por los usuarios. Para esto se deberán poseer medidores individuales para cada uno de los usuarios, se recomienda en estos casos el uso de medidores de diafragma (Capítulo 2) o cualquier otro medidor que presente características similares o superiores. En los casos que esta medición sea realizada mediante métodos volumétricos, es responsabilidad del distribuidor entregar al usuario final el factor de corrección aplicado a la medición.

Distribución por redes

Calidad

Es responsabilidad de los distribuidores por redes la medición del nivel de odorización de todo producto recibido, se recomienda para la medición de esta variable seguir lo expresado en el Capítulo 2, sección 3.

Es responsabilidad de los distribuidores por redes la verificación de la composición del GLP recibido, entendiéndose por verificación el procedimiento por el cual se compara el reporte recibido durante la compra del GLP con la Norma NTC 2303 o afines.



Es responsabilidad de los distribuidores por redes el cálculo de las siguientes propiedades:

- Presión de vapor
- Poder calorífico superior

EL cálculo de estos valores puede realizarse mediante el reporte de composición recibido con los procedimientos descritos en las Normas Técnicas ASTM D2598 y ASTM D3588.

Es responsabilidad de los distribuidores por redes cumplir con lo regulado para la calidad en el servicio en la Resolución CREG 100 de 2003, Artículo 4.

Cantidad

Es responsabilidad de los distribuidores por redes hacer una verificación de la cantidad de producto recibido, Para realizar esta comprobación es posible el uso de medidores con destinación exclusiva al transporte de GLP, acorde con las recomendaciones establecidas por la norma API MPMS 5, las cuales son discutidas en los capítulos 2 y 3 en lo referente a medición de flujo volumétrico o másico, (en el carro cisterna encargado de llenar el tanque) o determinar los inventarios de producto mediante la medición del nivel de los tanques de almacenamiento

Es responsabilidad del distribuidor por redes la selección del equipo de medición empleado para la facturación del usuario final, para esto se debe tener en cuenta la normatividad técnica vigente y las buenas prácticas de ingeniería.

En el caso de una medición de volumen o de flujo volumétrico, es responsabilidad del distribuidor por redes realizar la corrección de acuerdo con las normas ASTM D1250 y la API MPMS capítulo 11, sección 2 parte 4 o normas equivalentes.



5. Comercializador minorista

Los comercializadores minoristas se definen como los agentes que entregan el GLP en cilindros en el domicilio del usuario final o en expendios. Como se aprecia en su definición, el comercializador minorista compra cilindros ya envasados al distribuidor por lo que sus responsabilidades son mínimas tanto para calidad como para cantidad, y la única responsabilidad es comprobar que los cilindros recibidos posean el sello colocado por el distribuidor y no modificar las características de los cilindros recibidos.

Mantenimiento y calibración de los equipos de medición

Para asegurar el correcto funcionamiento de los equipos e instrumentos de medición, deben llevarse a cabo actividades programadas relacionadas con la inspección del funcionamiento, seguridad, ajustes, reparaciones, análisis, limpieza, lubricación y calibración, que deben realizarse de forma periódica con base en un plan. Dichas actividades hacen parte del plan de mantenimiento preventivo, cuyo propósito fundamental es el de inspeccionar los equipos y detectar las fallas en su fase inicial, corrigiéndolas en el momento oportuno.

La calibración, como parte de las actividades programadas para el mantenimiento de los equipos de medición permite mantener y verificar el buen funcionamiento de los equipos, responder a los requisitos establecidos en las normas técnica y garantizar la fiabilidad y trazabilidad de las medidas.

A continuación se establecerán los procedimientos y períodos recomendados para la realización del mantenimiento preventivo de los instrumentos, o donde sea aplicable, y los periodos para la calibración, con base en lo recomendado por los fabricantes.



Medición de calidad

a. Medición de la composición [92], [93]

Cromatógrafo de gases

Para asegurar la confiabilidad de un cromatógrafo de gases es necesario prestar atención a diversos aspectos del equipo y a su modo de empleo. La negligencia de cualquier parte del sistema puede invalidar los resultados del análisis. Para lograr que un instrumento proporcione resultados confiables es importante evitar que la contaminación se concentre en los componentes principales, lo que a su vez depende de la naturaleza de los materiales de ensayo que se analizan y en el caso de algunas aplicaciones puede ser el factor más importante para la calidad del análisis.

Es importante que los usuarios elaboren su propio programa de mantenimiento para los componentes del sistema que entran en contacto con materiales de ensayo o que están sujetos a deterioro. Entre los componentes que requieren una atención sistemática se incluyen los sistemas de inyección, las columnas, los detectores, los suministros de gas y los accesorios de goma.

Dado que el cromatógrafo de gases es un equipo complejo que posee varios elementos individuales, estos requieren de un mantenimiento preventivo que debe realizarse de modo diferente y con una frecuencia diferente. A continuación se hace una breve descripción del mantenimiento requerido por los elementos más importantes del cromatógrafo, al igual que la frecuencia con que éste debe llevarse a cabo.



Mantenimiento general

Dentro del mantenimiento general que se hace al cromatógrafo de gases, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- A menor longitud del capilar, menor volumen muerto.
- Flujo de eluyente: emplear únicamente capilares de PEEK con diámetros internos de 0,25 mm.
- Utilizar agua ultrapura (resistencia $> 18 \text{ M}\Omega \times \text{cm}$, 25 °C) y reactivos de pureza PA para preparación de eluyentes.
- Filtrar las muestras (0,45 μm).
- Comprobar que las muestras no tienen burbujas.
- Si no se utiliza el equipo (más 2 semanas), quitar la columna del sistema y llenar con metanol al 20%.

Inyectores

Hay que comprobar diariamente si los diafragmas tienen fugas, utilizando un líquido espumoso. Los diafragmas normalmente sirven para 25 hasta 30 inyecciones y es necesario sustituirlos después. Los diafragmas que presentan fugas deben sustituirse automáticamente por otros nuevos que se hayan limpiado cuidadosamente con una extracción de disolvente o mediante tratamiento en una estufa al vacío antes del uso.

Columnas

Se debe comprobar diariamente si las conexiones de la columna del cromatógrafo de gases tienen pérdidas, utilizando un detergente o jabón líquido espumoso. De ser necesario, estas conexiones deben ajustarse. La columna debe inspeccionarse visualmente a intervalos periódicos para asegurar que no hay presencia de resquicios en el relleno de



las columnas o si es una columna capilar, verificar que no existan roturas en la propia columna. Además, se deben atender las siguientes recomendaciones:

- Instalar en la dirección correcta de flujo.
- Usar precolumna y sustituir regularmente.
- Para prolongar la vida de la columna: comprobar la calidad de los reactivos, usar agua ultrapura y preparar las muestras (por ejemplo con ultrafiltración).

Eluyente

Para que el eluyente conserve sus características, se recomienda atender los siguientes aspectos:

- El eluyente debe estar libre de partículas, algas, bacterias y hongos.
- Desgasificación, el tubo de aspiración debe estar libre de burbujas.
- Cambiar los filtros de aspiración cada 3 meses o cuando se vuelvan amarillentos.
- Adoptar medidas para evitar precipitaciones al cambiar el tipo de eluyente.

Bomba IC

En este caso, se debe hacer mantenimiento de pistones, sellos y válvulas al menos una vez al año.

Filtros Inline

Los filtros deben ser sustituidos cada 3 meses o si aumenta la presión de fondo.



Amortiguador de pulsos

Si el amortiguador está defectuoso, producirá ruido armónico en la línea base y por lo tanto deberá ser sustituido.

Válvula de inyección de 6 vías

Si hay problemas con la precisión de la inyección, se debe comprobar el loop de muestra. Además, se debe abrir y limpiar para eliminar obstrucciones (servicio técnico).

Supresor químico

En este caso es importante tener en cuenta los siguientes puntos:

- No estrangular los tubos, no sobreapretar las uniones de tubo y emplear cortatubos capilar.
- No girar el supresor químico en seco.
- Si aumenta la conductividad, comprobar el flujo de agua.

Supresor de CO₂

En este caso se hacen las siguientes recomendaciones:

- Emplear cartuchos de absorción de agua y CO₂.
- El desecante puede regenerarse mediante calor (< 140 °C) para eliminar el agua (cambio de color).
- Sustituir regularmente el cartucho de absorción de CO₂ (indicador coloreado).



Bloque detector

En caso de bloqueo, se debe cortar el tubo de entrada unos milímetros y conectar a contracorriente usando una bomba de alta presión (< 5 MPa). Además, nunca se debe abrir el bloque detector.

Bomba peristáltica de doble canal

En este caso, los puntos a tener en cuenta son:

- Sustituir periódicamente los tubos, al menos cada 3 meses.
- Los reguladores de presión no deben ajustarse en exceso: se debe aumentar la presión paso a paso hasta ver circular el reactivo y entonces incrementar la presión 2 pasos.
- Usar tubos de larga duración: 6.1826.3X0.
- Usar filtros inline y reemplazar cada 3 meses o cuando aumente la presión de fondo.

b. Medición del poder calorífico [100]

Según el Anteproyecto de Norma Técnica Colombiana NTC DE 129/08, se recomienda que, con el propósito de verificar que un dispositivo cumple satisfactoriamente los requisitos aplicables para la determinación del poder calorífico (calorímetro), éste se debe someter a las siguientes disposiciones:

- Antes de los ensayos el dispositivo para la determinación del poder calorífico se ajusta de acuerdo con el procedimiento recomendado por el fabricante.
- Cuando sea aplicable, en el curso de los ensayos para la determinación del poder calorífico el dispositivo es reajustado de acuerdo con el intervalo de ajuste y el procedimiento de ajuste especificado por el fabricante. Cualquier ajuste es registrado y deberá mencionarse en el reporte de ensayo.



Ensayos específicos para calorímetros

Cuando sea sometido al efecto de la presión atmosférica, el equipo deberá continuar operando correctamente y los errores no deberán exceder los errores máximos permisibles aplicables.

Con respecto a los movimientos de aire, no hay ensayos a ejecutar si el fabricante declara que el calorímetro tiene que ser instalado en ambientes sin movimientos de aire. Si el fabricante especifica otras condiciones, los ensayos con los gases deben ejecutarse en las condiciones apropiadas. Las correspondientes condiciones ambientales se especifican en el certificado de homologación.

Cuando sea sometido al efecto de estos factores de influencia, el equipo deberá continuar operando correctamente y los errores no deberán exceder los errores máximos permisibles aplicables.

Gases para trabajo de mantenimiento

Si se realizan trabajos de mantenimiento regular durante el periodo válido de verificación, es necesario mantener el instrumento en las condiciones apropiadas de trabajo. Los gases de calibración a ser usados son escogidos durante el proceso de aprobación de modelo, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante. Este trabajo de mantenimiento y la calibración deben efectuarse sin romper los sellos.



2 Medición Cantidad

a. Termómetros [94]

La frecuencia de calibración de un termómetro depende de las características del instrumento y del uso a que se somete. En general es suficiente calibrar los termómetros una vez al año. También se debe calibrar cuando exista alguna sospecha de funcionamiento incorrecto o después de someterse a temperaturas inadecuadas u otra situación que pueda comprometer su funcionamiento.

b. Manómetros [95]

No se puede determinar con precisión cuándo se deben calibrar los manómetros. El usuario debe fijar y controlar el intervalo entre dos calibraciones. Se recomienda establecer un intervalo de calibración de 1 a 3 años.

c. Medidores de densidad

Termohidrómetros [96]

Según la Norma ASTM D1657, la escala del hidrómetro debe estar correctamente localizada al interior del vástago, con referencia a las marcas de nivel. Si la escala se mueve, el hidrómetro se debe rechazar. El hidrómetro debe certificarse o verificarse a intervalos no mayores de 24 meses. El termómetro asociado al termohidrómetro se debe verificar a intervalos no mayores de seis meses, en concordancia con las especificaciones. Es apropiado hacer una comparación con una temperatura de referencia de un sistema de medición que tenga trazabilidad con un estándar internacional.



Densímetros [97]

El Organismo Nacional de Acreditación de Colombia ONAC acredita los laboratorios de metrología. En lo que respecta a instrumentos para la medición de la densidad, la acreditación la hace con base en el cumplimiento de las características que se muestran en la Tabla 213.

Tabla 213. Características que debe tener un densímetro para tener acreditación por parte de la ONAC.

Magnitud	Rango de medición (kg/m ³)	Capacidad de medición y calibración (kg/m ³)	Instrumentos a calibrar	Equipos patrones utilizados	Documento normativo
Densidad	500 - 3000	+/- 0,093	Densímetro de inmersión en escalas de kg/m ³ , g/cm ³ , °API, °Be, % alcohol, °Bx, °Tw, GE (densidad relativa)	Semi-microbalanza de doble rango de 60 g/210 g con resolución de 0,01 mg/0,1 mg. Picnómetro de 25 ml	Guía técnica para la calibración de densímetros de inmersión. CENAM, 2004 Procedimiento M 014 para la calibración de densímetros de inmersión

d. Medidores de flujo

Medidor tipo coriolis [78]

La Norma API MPMS 5.6 (Medición de Hidrocarburos Líquidos por Medidor de Coriolis), establece lo siguiente de acuerdo con el mantenimiento de estos medidores:

Se recomienda que se efectúe la reparación del sensor de flujo solamente por el fabricante o por un centro de reparaciones certificado. Las características físicas del conjunto tubo-medidor pueden alterarse haciendo al sensor *Pw* inutilizable.

Después de la reparación o reemplazo de fábrica del caudalímetro, se debe establecer un nuevo factor de calibración para la reparación o reemplazo del sensor de flujo en el



transmisor de coriolis, que coincida con las características únicas del sensor. El factor de calibración será proporcionado por el fabricante, el medidor de coriolis debe resetearse cuando vuelva a operar y se debe hacer una prueba después de la instalación del sensor de flujo reparado o reemplazado.

Una acumulación sobre el recubrimiento interno del sensor puede generar un efecto adverso en la medición de la densidad, en especial la medición del volumen se verá afectada. Esta acumulación también puede causar un desplazamiento del cero observado. Si esto ocurre, es necesario limpiar los tubos, resetear el contador en cero y volver a probar el medidor para establecer un nuevo factor de medición. Un posible revestimiento interno puede causar un error en la medición de la densidad y/o aumentar la potencia de accionamiento.

Reparación o reemplazo del transmisor coriolis

La sustitución de componentes electrónicos individuales solamente debe hacerse con la asistencia del fabricante. El reemplazo de las placas del circuito o del transmisor en la calibración general puede afectar el medidor de coriolis. Los usuarios deben asegurarse de que la correcta calibración y los factores de escala se efectúen sobre el transmisor de coriolis. El medidor de coriolis debe resetearse cuando vuelva a operar.

Medidores de turbina y de desplazamiento [76], [77]

La Norma API MPMS 5.3 (Medición de Hidrocarburos Líquidos por Medidores de Turbina) y la Norma API MPMS 5.2 (Medición de Hidrocarburos Líquidos por Medidores de desplazamiento) establecen lo siguiente, de acuerdo con el mantenimiento de estos medidores:



- Para fines de mantenimiento, se debe hacer una distinción entre las partes del sistema (partes tales como medidores de presión y termómetros de mercurio), que los pueden comprobar el personal operativo, y los componentes más complejos, que puedan requerir los servicios de personal técnico. Normalmente se puede esperar que los medidores de turbina y su equipo asociado tengan un buen desempeño durante largos períodos de tiempo. No es necesario y tampoco se recomienda un ajuste indiscriminado de las piezas más complejas y el desmonte de los equipos. Se deben seguir las instrucciones del mantenimiento estándar del fabricante.
- Los medidores almacenados durante un largo período de tiempo deben guardarse bajo una cubierta para minimizar la corrosión.
- Establecer una rutina de mantenimiento para el medidor es difícil, tanto en términos de tiempo como de rendimiento, debido a los diversos tamaños, servicios y líquidos medidos. La programación de reparación o inspección de un medidor de turbina puede lograrse mediante la supervisión de la historia del factor del medidor para cada producto o grado de aceite crudo.

Pequeños cambios aleatorios en el factor de medidor se producen de forma natural en el funcionamiento normal, pero si el valor de estos cambios excede los límites de desviación establecidos, la causa de este cambio debe ser investigada, y en caso necesario deberá hacerse mantenimiento.

e. Medidores de nivel

Los instrumentos para la medición del nivel (rotogage, Magnetel y medidor de nivel tipo radar) requieren mínimo mantenimiento. Se debe hacer un control metrológico por parte de la empresa o por un ente externo certificado. La comprobación periódica de los equipos se debe ceñir a la frecuencia y condiciones establecidas por los manuales o guías de cada empresa o por lo establecido en los catálogos de los fabricantes. En caso que no



exista información relacionada con los periodos de verificación y calibración de los instrumentos de medición de nivel, se recomienda que la verificación se realice cada seis meses y la calibración cada cinco años.

f. Medidores de masa [98], [99]

La calibración con certificado de básculas consiste en la ejecución de protocolos de prueba para las calibraciones de instrumentos de pesaje (básculas) Clases III y IV, de acuerdo con la Norma Técnica Colombiana (NTC) 2031.

Para la calibración es importante tener en cuenta realizar las pruebas de exactitud, movilidad, excentricidad, fidelidad y constancia del punto cero. La calibración de pesas patrón se debe hacer de acuerdo con la Norma Técnica Colombiana (NTC) 1848 en un laboratorio de metrología acreditado por la S.I.C. Clase M2 y M3. Desde 1 kg hasta 200 kg.

Según la Norma NTC 1848, la calibración y verificación de las pesas o juegos de pesas debe ser responsabilidad del organismo nacional responsable o del usuario, dependiendo de la legislación nacional y de la intensidad del uso. Los certificados de calibración y verificación deben ser emitidos únicamente por los laboratorios autorizados o acreditados. Se debe mantener la trazabilidad hasta los patrones nacionales.

En la misma Norma se señala que la precisión de la balanza se puede monitorear usando una técnica de control estadístico. La desviación estándar residual del diseño de pesaje o una desviación estándar de mediciones repetidas en una sola pesa es la base para la prueba. La prueba depende de una historia previa de desviaciones estándar de la misma balanza.



Las calibraciones de básculas deben ser realizadas por lapsos. Estos dispositivos tienden a perder la exactitud del pesaje, por tal motivo cuando se calibra una báscula se indicará, según el modelo y el tipo, cada cuánto tendrá que ser realizada esta tarea.

En el caso de la frecuencia de las calibraciones, se deben considerar diversos factores, uno de ellos es el ambiente en que estos artefactos operan, si son hostiles, por ejemplo. Otro de los factores está relacionado con el tiempo en que la báscula ha sido usada, pocos o muchos días a la semana, si de vez en cuando se excede la capacidad limitada de la misma y por ende esto puede provocar desperfectos que conlleven a un incorrecto funcionamiento.

En complemento con lo anterior, y con base en las recomendaciones técnicas emitidas por los fabricantes de los equipos, se recomienda que los agentes efectúen los procesos de calibración de los instrumentos de medida con un plazo máximo de tres años (salvo que los proveedores digan lo contrario o se presenten síntomas de mal funcionamiento). Sin embargo los agentes deben justificar los periodos de revisión y calibración de los instrumentos de medición cuando estos sean mayor a un año (periodo de calibración comúnmente recomendado por los fabricantes). Las metodologías y protocolos utilizados para la determinación de los periodos de calibración, deben ser respaldados por recomendaciones o Normas técnicas (nacionales o internacionales). Lo anterior en conformidad con la **Resolución CREG 067 de 1995**.4. Servicio técnico entre agentes

Entre agentes de la cadena en las empresas visitadas no se encontró que alguna de ellas prestara servicio de medición de propiedades o calibración de instrumentos a otra. Para realizar estos procedimientos las empresas recurren a laboratorios pertenecientes a la misma empresa o a instituciones externas a la cadena productiva de GLP (laboratorios de calibración o metrología).



Al momento de realizar una transacción al granel de GLP, es responsabilidad del agente vendedor entregar un documento que especifique las propiedades del producto entregado, esta información debe actualizarse en cada venta, las propiedades presentes en el informe deben ser como mínimo las establecidas en informes previos (se encuentran resumidas en el Capítulo 2 “responsabilidades en la medición”). Es responsabilidad del comprador revisar que las propiedades del producto recibido estén dentro de los valores admitidos.

En el caso que las propiedades del producto no se encuentren dentro de los límites establecidos, éste podrá rechazarse y será responsabilidad del vendedor su disposición.

Análisis y cálculo de los costos de Administración, Operación y Mantenimiento -AOM-, para la inversión requerida en GLP

Para efectos de cumplir con la normatividad, se procede a aplicar el esquema general del Sistema Unificado de Costos que utiliza la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y el cual está acorde con el Plan Único de Cuentas PUC, para las cuentas de costos y gastos del respectivo AOM, de acuerdo a lo anterior se procede a realizar una estimación de los costos de Operación y Mantenimiento de acuerdo con los requerimientos de tiempo y costo, para el adecuado funcionamiento durante la vida útil de los equipos; de otro lado se calcula un porcentaje para la administración de acuerdo con los tiempos de dedicación que involucra este procedimiento.

1. Cálculo de los gastos de AOM

Para determinar los costos de AOM de una inversión, se parte de la base de los requerimientos de mantenimiento del fabricante y de los materiales básicos que



requieren los equipos comprados e instalados, al igual que las necesidades de personal para atender los mantenimientos programados.

Los costos de AOM son diferentes en cada tipo de inversión, puesto que cada equipo es diferente en cuanto a los requerimientos para su operación y funcionamiento, por tal razón cada vez que se evalúa cómo remunerar los costos de Administración, Operación y Mantenimiento, en cualquier escenario de las empresas de servicios públicos, se toma como base el comportamiento histórico de cada una de las empresas para realizar análisis de tendencias y así asignar los costos que se deben cobrar vía tarifa. Dicha metodología utilizada corresponde al *Benchmarkings* utilizada en el estudio de Mckinsey (1996), implementada en el año 1998 para remunerar la actividad hasta el día de hoy, con las siguientes precisiones, costos medios históricos, *Price caps* con revisión quinquenal, para finalmente determinar la inversiones y el AOM con la tipificación de la actividad.

Para el caso del presente análisis, los costos de operación y mantenimiento deben ser calculados de acuerdo con los requerimientos que se derivan de la inversión, para mantenerlos y administrarlos de manera adecuada.

La inversión posee unos kits de mantenimiento básico, los cuales son tenidos en cuenta para realizar las operaciones de subsistencia de la inversión, igualmente se costea la mano de obra requerida de acuerdo al tiempo de duración y vigilancia que requiere dicho procedimiento.

Para el cálculo adecuado de las AOM, se requiere de unos análisis basados en el sistema de costeo ABC "Activity Based Costing" o "costo basado en actividades", de tal manera que los tiempos de dedicación sean conjugados y llevados proporcionalmente a un costo de acuerdo con la actividad desempeñada en el componente de operación y mantenimiento del personal técnico y de ingeniería



Los costos ABC, se desarrollan como herramienta práctica para resolver un problema que se presenta en la mayoría de las empresas actuales y que consiste en establecer el tiempo que un proceso, persona o área le dedica a una actividad específica, y así establecer el costo total involucrado en el proceso. Dicho procedimiento se realiza de acuerdo con la actuación respecto al producto, a la frecuencia, a la capacidad para añadir valor al producto o al proceso llevado a cabo.

Algunos conceptos involucrados en las cuentas del PUC, no cuentan con asignación de costo, pues el objeto de la inversión no lo requiere, como es el caso de contribuciones y regalías, honorarios por servicios y gastos generales que están incluidos en los gastos de administración.

Tabla 214. Cuentas objeto de administración operación y mantenimiento.

CLASE	GRUPO	CUENTA
7	75	7505
Costos de producción	Servicios públicos	Gas combustible

2. Descripción

El valor de los costos incurridos por la entidad contable pública, originados en la distribución y comercialización de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un centro de generación, acopio o un gasoducto central hasta donde se conecte a una red secundaria y su instalación hasta el consumidor final, incluye conexión o medición.

El procedimiento llevado a cabo toma como base el esquema del PUC generalmente aceptado para las empresas de gas en cuanto a costos de administración, operación y mantenimiento, que fueron clasificados para un mayor entendimiento y asignación adecuada.



Costo de operación y mantenimiento

- 7505 Servicios personales
- 7537 Consumo de insumos directos
- 7540 Órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones
- 7545 Servicios públicos
- 7550 Otros costos de operación y mantenimiento

Otros costos de producción

- 7510 Generales
- 7535 Contribuciones y regalías
- 7542 Honorarios
- 7560 Seguros
- 7565 Impuestos
- 7570 Contratos por otros servicios

Gastos administrativos

- 5101 Sueldos y salarios
- 5102 Contribuciones imputadas
- 5103 Contribuciones efectivas
- 5104 Aportes sobre la nómina
- 5111 Generales
- 5120 Impuestos, contribuciones y tasas

Una vez analizados los conceptos de AOM y de inversión se procede a la estimación de los porcentaje que afectan la inversión como se muestra a continuación en las siguientes tablas resumen⁹⁵. Los costos asociados a la infraestructura necesaria para la implementación de los sistemas de medición no es considerada en el estudio, ya que dependen de condiciones topográficas, ambientales y constructivas particulares para cada agente. Por lo tanto se considera que cada uno de los agentes cuenta con la infraestructura necesaria para la instalación y puesta en marcha de los equipos.

Tabla 215. Gastos AOM porcentual, comercializador mayorista y transportador con medidor tipo coriolis

CUENTA	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	TOTAL	COMERCIALIZADOR MAYORISTA	TRANSPORTADORES
7505-7550	PORCENTAJE DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SOBRE LA INVERSIÓN	3,87%	3,49%	4,24%
CUENTA	OTROS COSTOS DE PRODUCCIÓN			
7510 -7570	PORCENTAJE DE OTROS COSTOS DE PRODUCCIÓN SOBRE LA INVERSIÓN	0,70%	0,70%	0,70%
CUENTA	GASTOS ADMINISTRATIVOS			
5101-5120	PORCENTAJE DE OTROS COSTOS ADMINISTRATIVOS SOBRE LA INVERSIÓN	2,91%	2,69%	3,20%
	TOTAL COSTOS DE AOM – ANUAL	7,5%	6,88%	8,14%

Tabla 216. Gastos AOM porcentual, comercializador mayorista y transportador con medidor tipo turbina

CUENTA	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	TOTAL	COMERCIALIZADOR MAYORISTA	TRANSPORTADORES
7505-7550	PORCENTAJE DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SOBRE LA INVERSIÓN	5,14%	5,03%	5,27%
CUENTA	OTROS COSTOS DE PRODUCCIÓN			
7510 -7570	PORCENTAJE DE OTROS COSTOS DE PRODUCCIÓN SOBRE LA INVERSIÓN	0,70%	0,70%	0,70%
CUENTA	GASTOS ADMINISTRATIVOS			
5101-5120	PORCENTAJE DE OTROS COSTOS ADMINISTRATIVOS SOBRE LA INVERSIÓN	2,89%	2,94%	2,84%
	TOTAL COSTOS DE AOM – ANUAL	8,7%	8,7%	8,8%

⁹⁵ El soporte para el análisis de gastos del AOM se encuentra consignada en el anexo F.

Tabla 217. Gastos AOM porcentual, comercializador mayorista y transportador con medidor desplazamiento positivo.

CUENTA	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	TOTAL	COMERCIALIZADOR MAYORISTA	TRANSPORTADORES
7505-7550	PORCENTAJE DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SOBRE LA INVERSIÓN	4,59%	4,07%	5,17%
CUENTA	OTROS COSTOS DE PRODUCCIÓN			
7510 -7570	PORCENTAJE DE OTROS COSTOS DE PRODUCCIÓN SOBRE LA INVERSIÓN	0,70%	0,70%	0,70%
CUENTA	GASTOS ADMINISTRATIVOS			
5101-5120	PORCENTAJE DE OTROS COSTOS ADMINISTRATIVOS SOBRE LA INVERSIÓN	3,38%	3,05%	3,86%
	TOTAL COSTOS DE AOM – ANUAL	8,7%	7,8%	9,7%

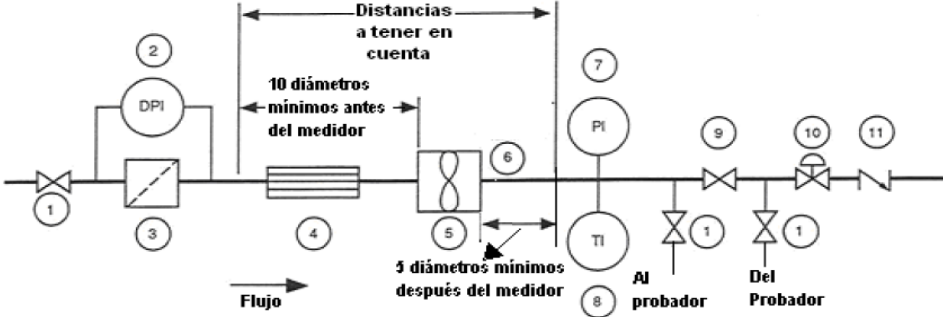
Tabla 218. Gastos AOM porcentual, distribuidores (plantas de envasado, tanques estacionarios y usuarios por redes).

CUENTA	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	TOTAL	DISTRIBUIDOR: Tanques Estacionarios	DISTRIBUIDOR: Usuarios por Redes
7505-7550	PORCENTAJE DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SOBRE LA INVERSIÓN	4,90%	4,52%	5,35%
CUENTA	OTROS COSTOS DE PRODUCCIÓN			
7510 -7570	PORCENTAJE DE OTROS COSTOS DE PRODUCCIÓN SOBRE LA INVERSIÓN	0,70%	0,70%	0,70%
CUENTA	GASTOS ADMINISTRATIVOS			
5101-5120	PORCENTAJE DE OTROS COSTOS ADMINISTRATIVOS SOBRE LA INVERSIÓN	2,98%	2,68%	3,33%
	TOTAL COSTOS DE AOM – ANUAL	8,6%	7,9%	9,4%

Resumen de inversión⁹⁶

La inversión a realizar según el tipo de agente y el tipo de medidor a utilizar, se encuentra resumido en las siguientes tablas que muestran las inversiones incluyendo el costo de AOM.

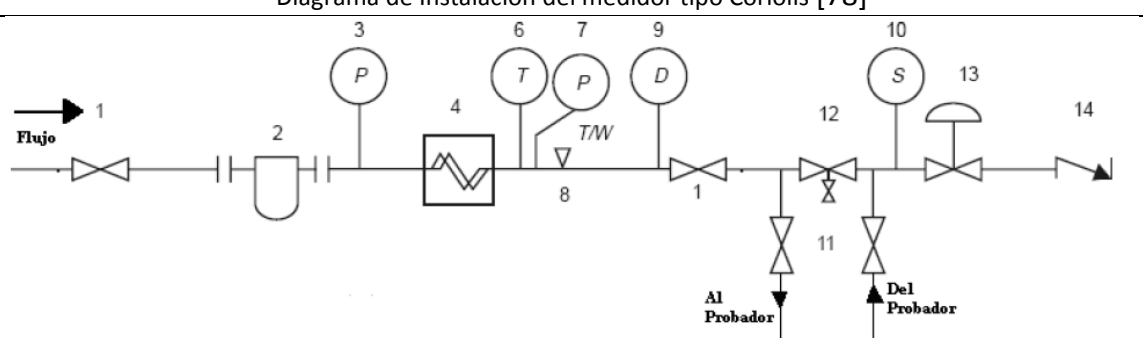
Tabla 219. Resumen de inversión, administración, operación y mantenimiento Comercializador Mayorista.

COMERCIALIZADOR MAYORISTA			
Diagrama de Instalación del medidor tipo turbina [77]			
 1. Válvula de Bloque, si es necesario. 2. Dispositivo Diferencial de Presión, si es necesario. 3. Filtro, Colador y/o eliminador de vapor (si es necesario) para cada medidor o punto de transferencia. 4. Dispositivo Acondicionador de Flujo. 5. Medidor de Turbina. 6. Tramo de tubería recto. 7. Dispositivo medidor de presión 8. Dispositivo Medidor de Temperatura. 9. Válvula de Doble Sello y Purga. 10. Válvula de Control, si es necesario. 11. Válvula Cheque, si es necesario. "En el caso de duda prima la norma en Inglés del API MPMS Capítulo 3 Sección 3"			
SISTEMA DE MEDICIÓN		VARIABLE	INVERSION U\$
Medidor tipo Turbina		Flujo	25.000
Clase	C	40 gal/min a 2400 gal/min	
Unidad de Acondicionamiento de Flujo		-----	25.000
Densímetro en Línea		Densidad	25.000
Calorímetro		Poder Calorífico	35.000
Cromatografo	Analizador Trazas de Azufre	Cantidad Azufre	115000
	Probador de sulfuro de hidrogeno	Sulfuro de Hidrogeno	
	Tester	Corrosión tira de cobre	
	Composición	Trazas	
Computador de Flujo		Compensación de flujo	12000
Cilindro presión Raid 2 entrada		Presión de Vapor	2500
Baño de enfriamiento		Presión de Vapor	8000
Baño de enfriamiento		Temp Evaporación	6.500

⁹⁶ Los precios de los instrumentos de medición mostrados en el resumen de inversión, fueron cotizados por la empresa Instrumentos y controles S.A, con vigencia de 30 días calendario.

Wheatering tuve	Temp Evaporación	70
Válvula congelamiento	Sequedad	1.800
Odor Online	Odorización	45.000
INSTALACIÓN Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO⁹⁷	30% de la Inversión	90.261
Funcionamiento (insumos asociados al cromatografo)⁹⁸	15% de la inversión	58.670
TOTAL INVERSIÓN CON INSTALACIÓN	No suma Funcion Cromat	391.131
AOM RESPECTO A LA INVERSIÓN	8.7% DE LA INVERSIÓN	33.909

Continuación. Tabla 219.

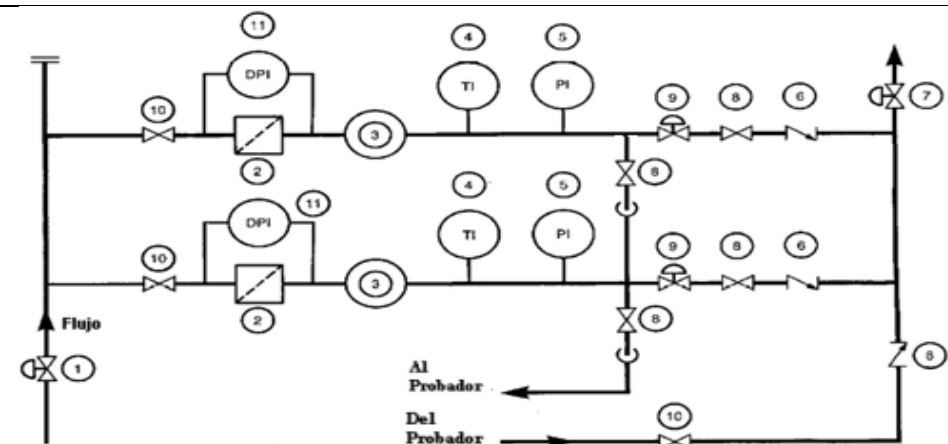
COMERCIALIZADOR MAYORISTA			
Diagrama de Instalación del medidor tipo Coriolis [78]			
 1. Válvula de Bloqueo. 2. Filtro y/o eliminador de aire, si es necesario. 3. . Dispositivo Diferencial de Presión, si es necesario. 4. Medidor de Flujo Coriolis. 5. (No recomendable según estándares de Medición) 6. Dispositivo Medidor de Temperatura. 7. Dispositivo medidor de presión. 8. Termopozo de temperatura, opcional. 9. Medidor de densidad, Punto de Verificación. 10. Punto de muestra manual ó Autosampler(Opcional) con Sonda 11. Conexión al probador, con válvulas de bloqueo. 12. Válvula de bloqueo y aislamiento del probador. 13. Válvula de Control, si es necesario. 14.Válvula Chequeo, si es necesario.			
SISTEMA DE MEDICIÓN	VARIABLE		INVERSION U\$
Medidor tipo Coriolis		Flujo	65.000
Clase	C		3200 lb/min a 20000 lb/min
Calorímetro	Poder Calorífico		35.000
Cromatografo	Analizador Trazas de Azufre	Cantidad Azufre	115000
	Probador de sulfuro de hidrogeno	Sulfuro de Hidrogeno	
	Tester	Corrosión tira de cobre	
	Composición	Trazas	
Computador de Flujo	Compensación de flujo		12000
Cilindro presión Raid 2 entrada	Presión de Vapor		2500
Baño de enfriamiento	Presión de Vapor		8000
Baño de enfriamiento	Temp Evaporación		6.500
Wheatering tuve	Temp Evaporación		70
Válvula congelamiento	Sequedad		1.800

⁹⁷ Costo considerado para el primer año de funcionamiento.

⁹⁸ Costo considerado a partir del segundo año de funcionamiento.

Odor Online	Odorización	45.000
INSTALACIÓN Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO⁹⁹	30% de la Inversión	87.261
Funcionamiento (insumos asociados al cromatografo)¹⁰⁰	15% de la inversión	13.089
TOTAL INVERSIÓN CON INSTALACIÓN	No suma Fto cromatografía	378.131
AOM RESPECTO A LA INVERSIÓN	8.7% DE LA INVERSIÓN	25.997

Continuación. Tabla 219.

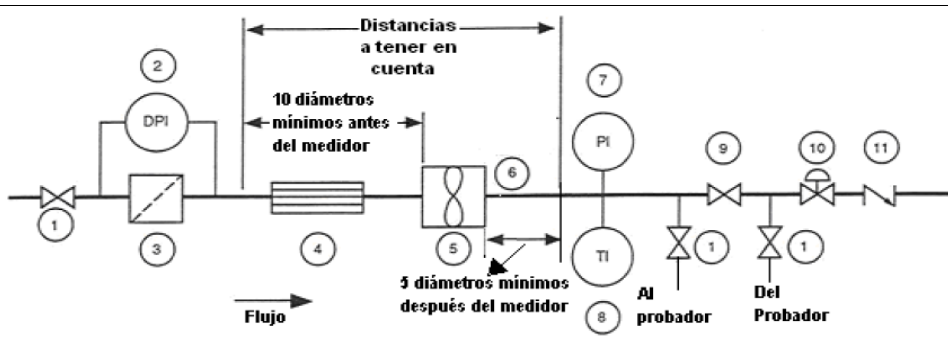
COMERCIALIZADOR MAYORISTA			
Diagrama de Instalación del medidor tipo Desplazamiento Positivo [76]			
			
1. Válvula reductora de presión, manual o automática (si es necesario) 2. Filtro y/o Eliminador de vapor 3. Medidor tipo Desplazamiento Positivo 4. Transductor de temperatura 5. Transductor de Presión 6. Válvula de Cheque 7. Válvula control (si es necesario) 8. Válvula de doble bloqueo y purga 9. Válvula control flujo (si es necesario) 10. Válvula de bloqueo (de ser necesario) 11. Dispositivo de presión diferencial (si es necesario)			
SISTEMA DE MEDICIÓN		VARIABLE	INVERSION U\$
Medidor tipo Desplazamiento Positivo		Flujo	20.000
Clase	C	40 gal/min a 2400 gal/min	
Calorímetro		Poder Calorífico	35.000
Cromatografo	Analizador Trazas de Azufre	Cantidad Azufre	115000
	Probador de sulfuro de hidrogeno	Sulfuro de Hidrogeno	
	Tester	Corrosión tira de cobre	
	Composición	Trazas	
Computador de Flujo		Compensación de flujo	12000
Cilindro presión Raid 2 entrada		Presión de Vapor	2500
Baño de enfriamiento		Presión de Vapor	8000

⁹⁹ Costo considerado para el primer año de funcionamiento.

¹⁰⁰ Costo considerado a partir del segundo año de funcionamiento.

Baño de enfriamiento	Temp Evaporación	6.500
Wheating tuve	Temp Evaporación	70
Válvula congelamiento	Sequedad	1.800
Odor Online	Odorización	45.000
INSTALACIÓN Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO¹⁰¹	30% de la Inversión	73.761
Funcionamiento (insumos asociados al cromatografo)¹⁰²	15% de la inversión	11.064
TOTAL INVERSIÓN CON INSTALACIÓN	No suma Fto cromatografía	319.631
AOM RESPECTO A LA INVERSIÓN	7.82 % DE LA INVERSIÓN	25.010

Tabla 220. Resumen de inversión, administración, operación y mantenimiento Transportador.

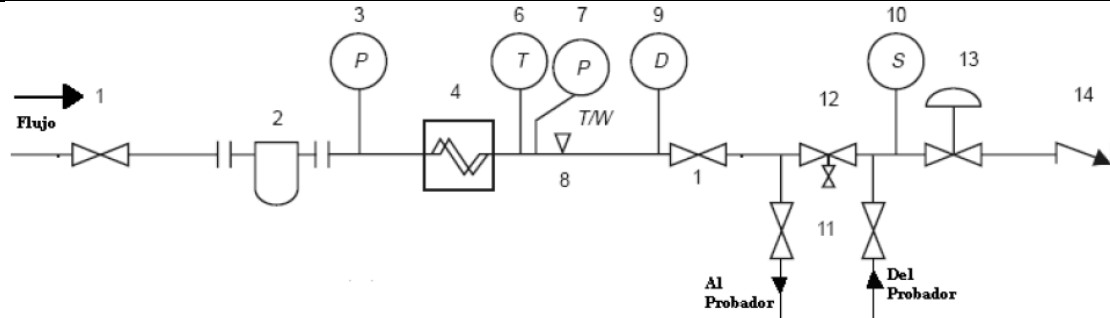
TRANSPORTADOR			
Diagrama de Instalación del medidor tipo turbina [77]			
 1. Válvula de Bloque, si es necesario. 2. Dispositivo Diferencial de Presión, si es necesario. 3. Filtro, Colador y/o eliminador de vapor (si es necesario) para cada medidor o punto de transferencia. 4. Dispositivo Acondicionador de Flujo. 5. Medidor de Turbina. 6. Tramo de tubería recto. 7. Dispositivo medidor de presión. 8. Dispositivo Medidor de Temperatura. 9. Válvula de Doble Sello y Purga. 10. Válvula de Control, si es necesario. 11. Válvula Cheque, si es necesario. "En el caso de duda prima la norma en Inglés del API MPMS Capítulo 3 Sección 3"			
SISTEMA DE MEDICIÓN		VARIABLE	INVERSION U\$
Medidor tipo Turbina		Flujo	25.000
Clase	C	40 gal/min a 2400 gal/min	
Unidad de Acondicionamiento de Flujo		-----	25.000
Densímetro en Línea		Densidad	25.000
Cromatografo	Analizador Trazas de Azufre	Cantidad Azufre	115000
	Probador de sulfuro de hidrogeno	Sulfuro de Hidrogeno	
	Tester	Corrosión tira de cobre	
	Composición	Trazas	
Computador de Flujo		Compensación de flujo	12000
Válvula congelamiento		Sequedad	1.800
Odor Online		Odorización	45.000
INSTALACIÓN Y PUESTA EN	30% de la Inversión		75.240

¹⁰¹ Costo considerado para el primer año de funcionamiento.

¹⁰² Costo considerado a partir del segundo año de funcionamiento.

FUNCIONAMIENTO ¹⁰³		
Funcionamiento (insumos asociados al cromatografo) ¹⁰⁴	15% de la inversión	48.906
TOTAL INVERSIÓN CON INSTALACIÓN	No suma Fto cromatografía	326.040
AOM RESPECTO A LA INVERSIÓN	8.80 % DE LA INVERSIÓN	28.692

Continuación. Tabla 220.

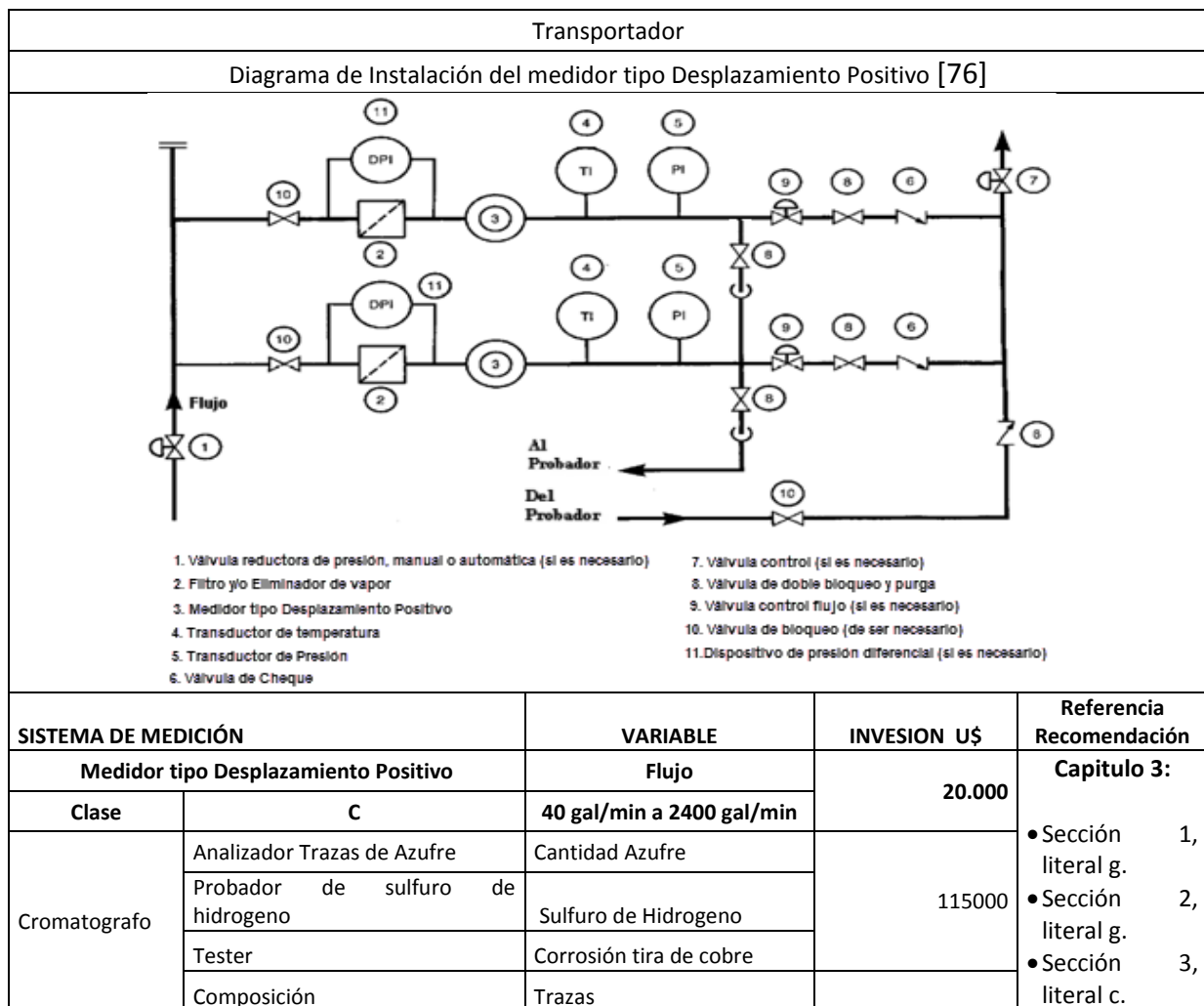
TRANSPORTADOR			
Diagrama de Instalación del medidor tipo Coriolis [78]			
			
1. Válvula de Bloqueo. 2. Filtro y/o eliminador de aire, si es necesario. 3. Dispositivo Diferencial de Presión, si es necesario. 4. Medidor de Flujo Coriolis. 5. (No recomendable según estándares de Medición) 6. Dispositivo Medidor de Temperatura. 7. Dispositivo medidor de presión. 8. Termopozo de temperatura, opcional. 9. Medidor de densidad, Punto de Verificación. 10. Punto de muestra manual o Autosampler(Opcional) con Sonda 11. Conexión al probador, con válvulas de bloque. 12. Válvula de bloqueo y aislamiento del probador. 13. Válvula de Control, si es necesario. 14. Válvula Chequeo, si es necesario.			
SISTEMA DE MEDICIÓN		VARIABLE	INVERSION U\$
Medidor tipo Coriolis		Flujo	65.000
Clase	C	3200 lb/min a 20000 lb/min	
Cromatografo	Analizador Trazas de Azufre	Cantidad Azufre	115000
	Probador de sulfuro de hidrogeno	Sulfuro de Hidrogeno	
	Tester	Corrosión tira de cobre	
	Composición	Trazas	
Computador de Flujo		Compensación de flujo	12000
Válvula congelamiento		Sequedad	1.800
Odor Online		Odorización	45.000

¹⁰³ Costo considerado para el primer año de funcionamiento.

¹⁰⁴ Costo considerado a partir del segundo año de funcionamiento.

INSTALACIÓN Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO¹⁰⁵	30% de la Inversión	71.640
Funcionamiento (insumos asociados al cromatografo)¹⁰⁶	15% de la inversión	10.746
TOTAL INVERSIÓN CON INSTALACIÓN	No suma Fto cromatografía	310.440
AOM RESPECTO A LA INVERSIÓN	8.14% AOM de la Inversión	25.283

Continuación Tabla 220.

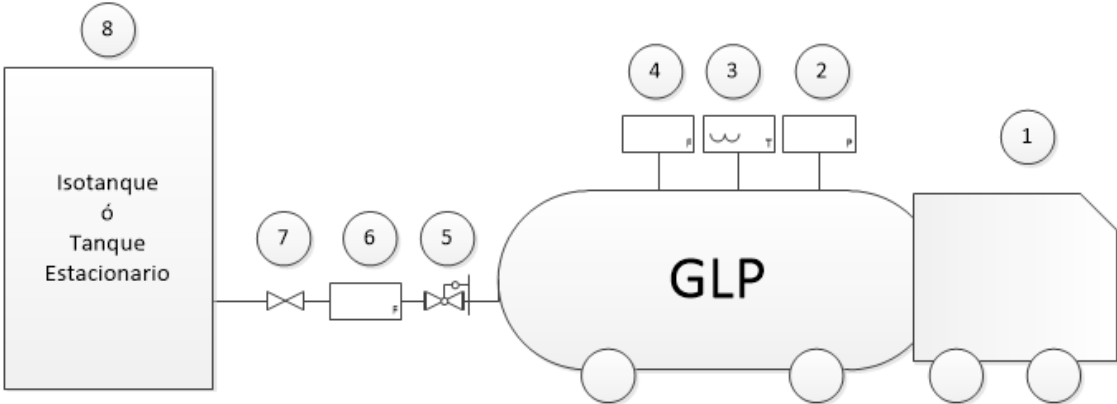


¹⁰⁵ Costo considerado para el primer año de funcionamiento.

¹⁰⁶ Costo considerado a partir del segundo año de funcionamiento.

Computador de Flujo	Compensación de flujo	12000	• Sección 4, literal b.
Válvula congelamiento	Sequedad	1.800	
Odor Online	Odorización	45.000	
INSTALACIÓN Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO¹⁰⁷	30% de la Inversión	58.140	
Funcionamiento (insumos asociados al cromatografo)¹⁰⁸	15% de la inversión	8721	
TOTAL INVERSIÓN CON INSTALACIÓN	No suma Fto cromatografía	251.940	
AOM RESPECTO A LA INVERSIÓN	9.73% AOM de la Inversión	24.510	

Tabla 221. Resumen de inversión, administración, operación y mantenimiento Distribuidor.

Distribuidor: Tanques Estacionarios			
Diagrama de Instalación			
 1. Carro tanque o Camión Cisterna 2. Medidor de Presión 3. Medidor de Temperatura 4. Medidor de flujo tipo Coriolis 5. Válvula Reguladora de Presión (si es necesaria) 6. Medidor de flujo entrada tanque (si es necesaria) 7. Válvula de Bloqueo (si es necesaria) 8. Isotank o tanque estacionario			
SISTEMA DE MEDICIÓN ¹⁰⁹		INVERSION U\$	Referencia Recomendación
Medidor tipo Coriolis		4000	Capítulo 3:
Clase	B		
		4 lbm/min a 250 lbm/min	

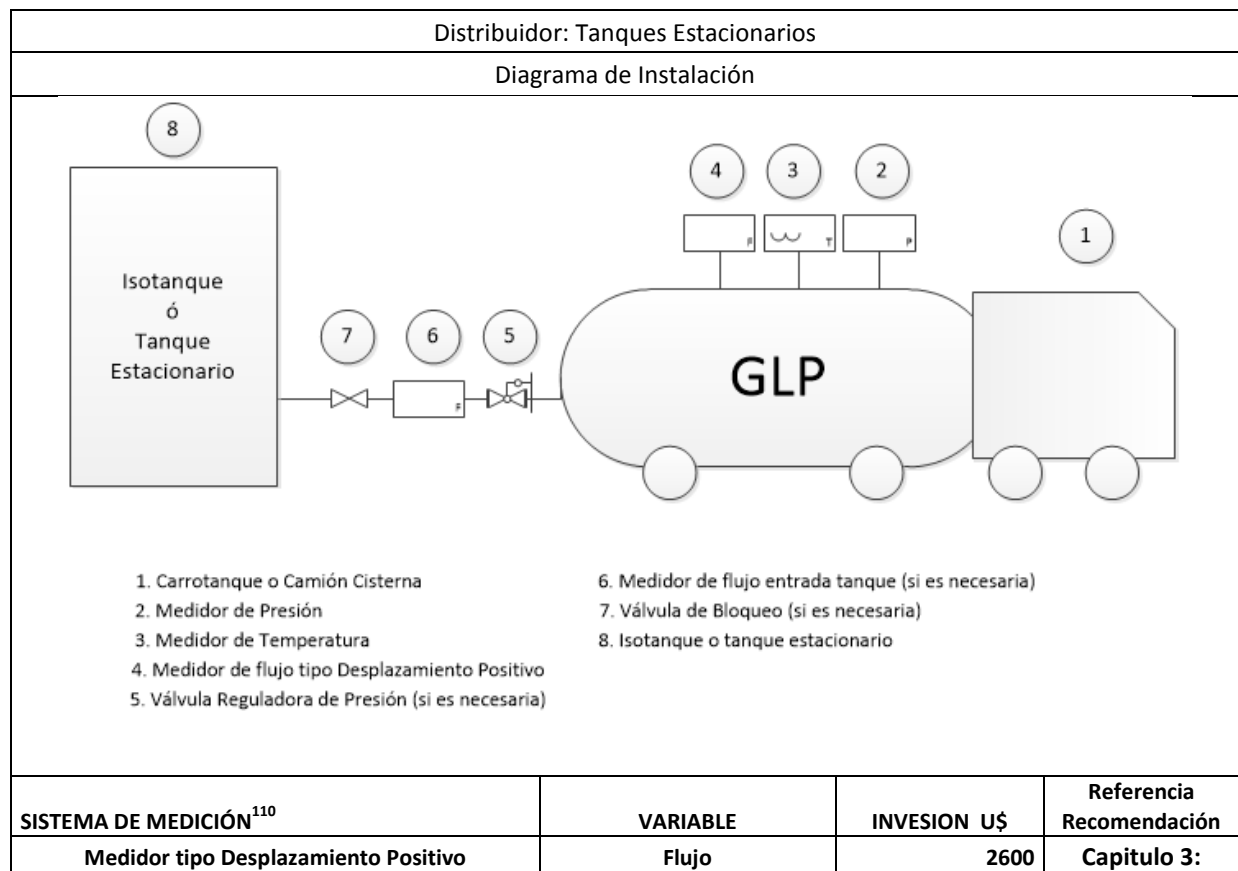
¹⁰⁷ Costo considerado para el primer año de funcionamiento.

¹⁰⁸ Costo considerado a partir del segundo año de funcionamiento.

¹⁰⁹ El distribuidor está en libertad de mejorar la clase en cuanto al error máximo permisible del instrumento.

Rotogage	Nivel	210	• Sección literal g. 1, • Sección literal g. 2, • Sección literal c. 3,
Magnetel	Nivel	45	
Manómetro Presión	Presión	53	
Termómetro Caratula	Temperatura	45	
Odor Handy	Odorización	1800	
INSTALACIÓN Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO	30% de la Inversión	1.846	
TOTAL INVERSIÓN CON INSTALACIÓN		7.999	
AOM RESPECTO A LA INVERSIÓN	9.79% AOM de la Inversión	783	

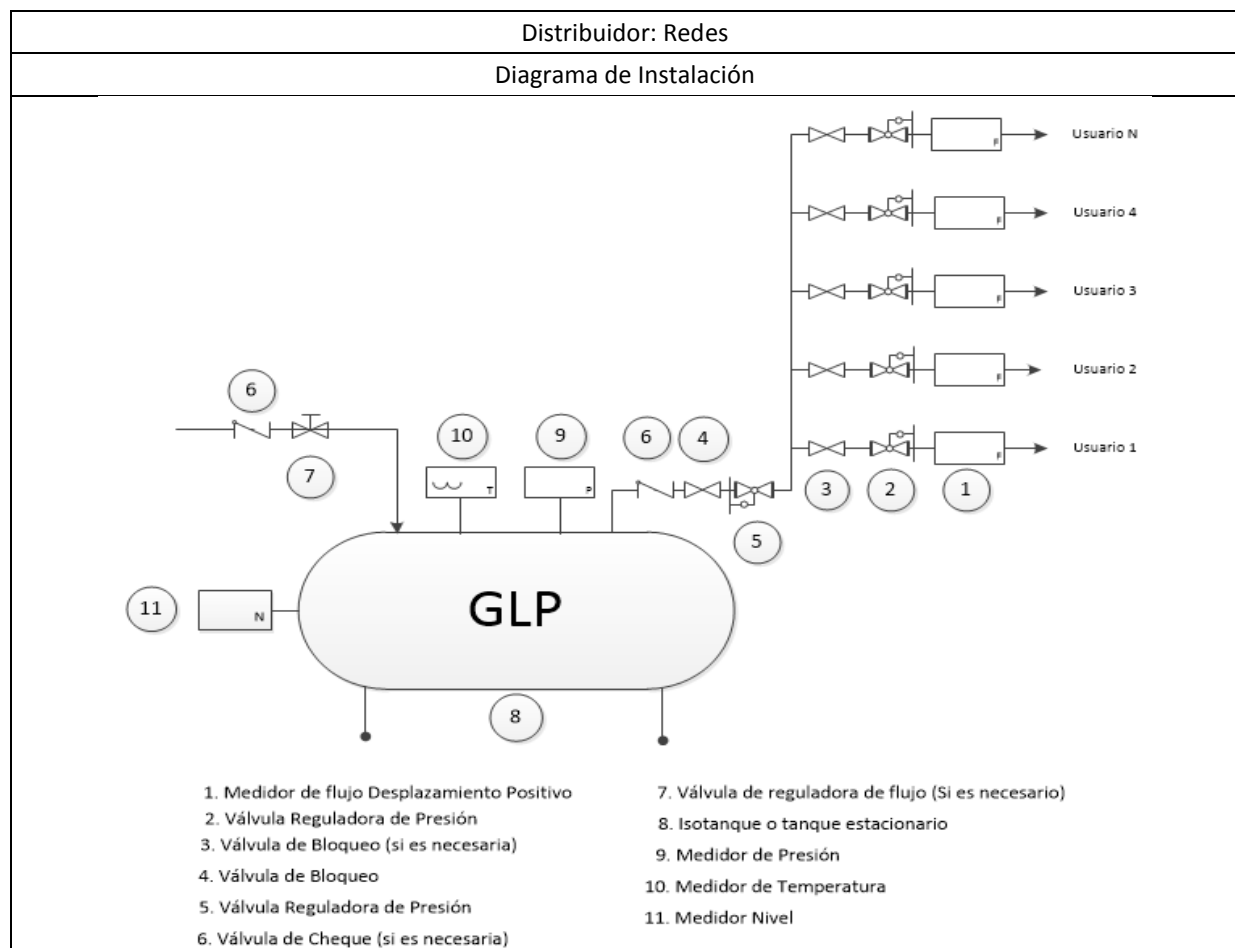
Continuación Tabla 221.



¹¹⁰ El distribuidor está en libertad de mejorar la clase en cuanto al error máximo permisible del instrumento.

Clase	B	0.4 gal/min a 30 gal/min		
Rotogage		Nivel	210	• Sección literal g. 1,
Magnetel		Nivel	45	• Sección literal g. 2,
Manómetro Presión		Presión	53	• Sección literal g. 3,
Termómetro Caratula		Temperatura	45	
Odor Handy		Odorización	1800	
Densimetro		Densidad	600	
INSTALACIÓN Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO		30% de la Inversión	1606	
TOTAL INVERSIÓN CON INSTALACIÓN			6959	
AOM RESPECTO A LA INVERSIÓN		9.22% AOM de la Inversión	642	

Continuación Tabla 221.



SISTEMA DE MEDICIÓN ¹¹¹		VARIABLE	INVERSION U\$	Referencia Recomendación
Medidor tipo Desplazamiento Positivo (Usuario Final)		Flujo	100	Capítulo 3: ● Sección 1, literal g. ● Sección 2, literal g. ● Sección 3, literal c.
Clase	A	0.016 m3/h a 2.5 m3/h		
Medidor tipo Desplazamiento Positivo (Salida Estación)		Flujo	300	
Clase	A	0.25 m3/h a 40 m3/h		
Rotogage		Nivel	210	
Magnetel		Nivel	45	
Manómetro Presión		Presión	53	
Termómetro Caratula		Temperatura	45	
Odor Handy		Odorización	1800	
Densímetro		Densidad	600	
INSTALACIÓN Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO		30% de la Inversión	946	
TOTAL INVERSIÓN CON INSTALACIÓN			4.099	
AOM RESPECTO A LA INVERSIÓN		7.9% AOM de la Inversión	324	

Continuación Tabla 221.

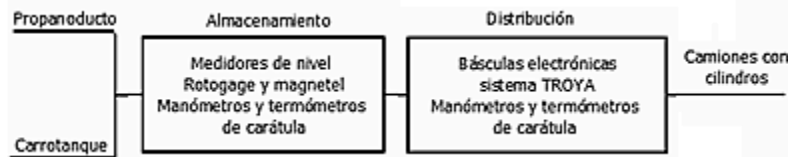
Distribuidor: Planta de Embazado			
Diagrama Funcional Instalación			
			
SISTEMA DE MEDICIÓN	VARIABLE	INVERSION U\$	Referencia Recomendación
Sistema Troya (6 estaciones)	Masa	20000	Capítulo 3: • Sección 1, literal g. • Sección 2, literal g. • Sección 4, literal b.
Rotogage	Nivel	210	
Magnetel	Nivel	45	
Manometro Presión	Presión	53	
Termómetro Carátula	Temperatura	45	
Odor Handy	Odorización	1800	
Densímetro	Densidad	600	
INSTALACIÓN Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO	30% de la Inversión	6.826	
TOTAL INVERSIÓN CON INSTALACIÓN		29.579	
AOM RESPECTO A LA INVERSIÓN	9.38% AOM de la Inversión	2.773	

Tabla 222. Resumen de inversión Gastos AOM según tipo de medidor.

INVERSIÓN Equipos	COMERCIALIZADOR MAYORISTA	TRANSPORTADORES

¹¹¹ El distribuidor está en libertad de mejorar la clase en cuanto al error máximo permisible del instrumento.

MEDIDOR TIPO CORIOLIS	USD	378.131,00	USD	326.040,00
MEDIDOR TIPO TURBINA	USD	391.131,00	USD	310.440,00
MEDIDOR DESPLAZAMIENTO POSITIVO	USD	319.631,00	USD	251.940,00
AOM Administración, Operación y Manten/	COMERCIALIZADOR MAYORISTA		TRANSPORTADORES	
MEDIDOR TIPO CORIOLIS	USD	25.997,00	USD	28.692,00
MEDIDOR TIPO TURBINA	USD	33.909,00	USD	25.283,00
MEDIDOR DESPLAZAMIENTO POSITIVO	USD	25.010,00	USD	24.510,00
TOTAL INVERSIÓN + AOM	COMERCIALIZADOR MAYORISTA		TRANSPORTADORES	
MEDIDOR TIPO CORIOLIS	USD	404.128,00	USD	354.732,00
MEDIDOR TIPO TURBINA	USD	425.040,00	USD	335.723,00
MEDIDOR DESPLAZAMIENTO POSITIVO	USD	344.641,00	USD	276.450,00

Programa de gradualidad en la implementación [101]

La ejecución de un proyecto es la etapa donde se desarrollan los aspectos descritos como conclusión del estudio técnico realizado. Para realizar la ejecución del proyecto es necesario desarrollar una gestión que facilite su desarrollo y lo deje listo para la iniciación o puesta en marcha (inicio de operaciones).

En esta etapa se debe describir en forma detallada y cronológicamente las actividades necesarias para su implementación, las actividades a realizarse corresponden en especial a las tecnológicas, y de construcción o adecuación de planta, las cuales clasifican en:

Administración de la ejecución: en esta etapa debe establecerse un sistema organizacional que permita ejecutar en la empresa todas las actividades para la ejecución y se establece los responsables directos para el desarrollo y control de la obra, así como los responsables de la correcta ejecución.

Adquisición, adecuación de terrenos y construcciones: en esta etapa de la ejecución se realiza la compra, adecuaciones, mejoras y construcciones necesarias para la ejecución.



Obtención de tecnología apropiada para el proceso productivo: cuando se trata de proyectos de cierto tamaño o la producción está restringida a un tipo de tecnología, ésta debe negociarse y comprarse, como también debe preverse la necesidad de seleccionarla, licitarla, evaluarla y adjudicarla o contratarla directamente.

Adquisición de diseños básicos: en esta etapa se tiene por objeto obtener el diseño definitivo de los procesos de ejecución, diagramas de flujo, distribución en planta y sistemas de control, que permita estructurar la obra requerida en condiciones adecuadas y seguras.

Compras de equipos y maquinaria: en esta etapa se deben realizar las actividades de compra y equipo, las especificaciones técnicas y cantidades de estos debieron ser definidas en el estudio técnico previo.

Construcción y montaje: en esta etapa se realizan las obras civiles necesarias para la implementación del proyecto, éstas deben estar soportadas en los planos y diseños de ingeniería.

Selección, contratación y entrenamiento de personal: en esta etapa se lleva a cabo la selección, contratación y entrenamiento del nuevo personal necesario para la operación del proyecto.

Realización de pruebas de equipo e instalaciones para la puesta en marcha: en esta etapa se deben implementar las actividades necesarias para verificar y asegurar que los sistemas implementados estén dentro de los parámetros establecidos y que el proyecto esté listo para iniciar la operación.

Se propondrán tiempos promedio de duración para las actividades necesarias en la implementación de un proyecto (Tabla 222), descritas previamente. La suma de estos tiempos, junto con un margen de tiempo de seguridad, será la base para establecer la duración del período de transición para que las empresas del sector se adecúen a los cambios en los esquemas de medición propuestos.

Tabla 223. Etapas para la implementación de un proyecto [101].

ETAPA DE LA EJECUCIÓN	DURACIÓN PROMEDIO
Administración de la ejecución	3 meses
Adquisición, adecuación de terrenos y construcciones	5 meses
Obtención de la tecnología apropiada para el proceso productivo	6 meses
Adquisición de diseños básicos	6 meses
Compras de equipos y maquinarias	3 meses
Construcción y montaje	4 meses
Selección, contratación y entrenamiento de personal	5 meses
Realización de pruebas de equipo e instalaciones para la puesta en marcha	3 meses
Imprevistos	3 meses

*Se entiende por otro como imprevistos en la ejecución del proyecto.

Basándose en este estimativo, se propone un periodo de transición no mayor a tres años. En la Tabla 223 se muestra la distribución de los tiempos para cada una de las etapas que hacen parte del programa de gradualidad.

Tabla 224. Cronograma para el cumplimiento del programa de gradualidad.

		MESES											
ETAPA	Duración Meses	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30	33	36
1. Administración de la ejecución	3												
2. Adquisición, adecuación de terrenos y construcciones	6												
3. Obtención de la tecnología apropiada para el proceso productivo	6												
4. Adquisición de diseños básicos	6												
5. Compras de equipos y maquinarias	3												
6. Construcción y montaje	3												
7. Selección, contratación y entrenamiento de personal	6												



8. Realización de pruebas de equipo e instalaciones para la puesta en marcha	3													
9. Imprevistos	3													
TOTAL	36													

Socialización de resultados

En esta sección es presentada la síntesis de la socialización de los resultados del proyecto denominado *Estándares de los Sistemas de Medición en las actividades de la cadena de prestación del servicio público domiciliario de gases licuado del petróleo (GLP)*, correspondiente al contrato interadministrativo 2012-0120 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y desarrollado en conjunto con la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP).

Objetivo

El objetivo de esta socialización, realizada el día miércoles 12 de diciembre en la ciudad de Bogotá (Colombia), fue presentar los resultados del diagnóstico de los sistemas de medición de la calidad y la cantidad del GLP en cada punto de transferencia de custodia entre las empresas que pertenecen al mercado de este producto en Colombia.

Asistentes

Entre los asistentes se encontraron los representantes de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), los representantes de la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP) y los representantes de las empresas incluidas en la muestra estadística para el diagnóstico:



Ecopetrol, GLP, Asogas, Colgas, Envagas, Norgas, Chilco, Asogas, Inprogas, Nacional de Servicios Públicos, Proviservicios y Surcolombiana¹¹².

Presentación

La presentación de los resultados, que puede encontrarse en el Anexo G, fue dividida en siete secciones:

Introducción: esta sección presenta el problema central de la investigación y las fases en que fue desarrollada. Presenta además el marco regulatorio y normativo relevante y define la muestra estadística utilizada para el estudio.

Objetivos: esta sección define el objetivo general del proyecto y los objetivos específicos, los cuales corresponden a cada una de las fases de desarrollo.

Generalidades: en esta sección se presentan los gases licuados de petróleo, se definen sus componentes químicos con sus principales propiedades físico-químicas, se definen los tipos de GLP según su composición química y en concordancia con la normatividad relevante, y finalmente se muestra la configuración de la cadena de distribución de GLP en Colombia, esto es, se definen los agentes según la regulación colombiana correspondiente.

Medición de la calidad: esta sección presenta la regulación y normatividad relacionada con la medición de la calidad del GLP. Se presenta también una discusión acerca de la volatilidad, el poder y el costo del GLP para establecer los criterios utilizados para evaluar el desempeño del gas. Se establecen los indicadores de la calidad y sus valores de

¹¹² Información detallada sobre la muestra estadística puede encontrarse en el Capítulo 2 del presente informe.



referencia para el diagnóstico de los sistemas de medición de calidad y finalmente se presentan las recomendaciones para cada uno de los agentes de la cadena del GLP en Colombia.

Medición de la cantidad: esta sección presenta la regulación y normatividad relacionada con la medición de la cantidad del GLP. Se presenta información respecto de las principales variables de cantidad (i.e. flujo y nivel) y otras variables e información relevantes para el correcto cálculo de la cantidad (i.e. temperatura, muestreo y presiones de suministro). Se establecen los indicadores de la cantidad y sus valores de referencia para el diagnóstico de los sistemas de medición de cantidad y finalmente se presentan las recomendaciones para cada uno de los agentes de la cadena del GLP en Colombia.

Modelo de balance: en esta sección se presenta un modelo para el cálculo de las pérdidas, con las correspondientes condiciones y tres casos de análisis: *a)* sin corrección de volumen, *b)* con corrección de volumen y *c)* con corrección de volumen, en consideración del error en la instrumentación.

Conclusiones: en esta sección se presentan las conclusiones del trabajo presentado por el equipo, clasificadas en: calidad (Resoluciones, decretos y reglamentos, normas, indicadores de calidad, muestreo, recomendaciones, otras propiedades); y cantidad (Resoluciones, decretos y reglamentos, normas, indicadores de cantidad, presiones).

Observaciones

Respecto a la temática tratada durante la socialización de este proyecto, fueron anotadas tres observaciones principales. Se presenta un análisis de las mismas y la respuesta planteada por el grupo de trabajo para cada una de ellas.



1. Factor de corrección de volumen por temperatura

La norma técnica colombiana NTC 3853 (1996) posee algoritmos y tablas utilizados para la corrección del volumen por temperatura a condiciones estándar de presión y temperatura (*i.e.* $T = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($60\text{ }^{\circ}\text{F}$), $P = 1\text{ atm}$) en operaciones de cambio de custodia. Fue anotado que estos algoritmos y tablas pueden no ser lo suficientemente precisos para su utilización, al igual que el procedimiento presentado por el Addendum de la norma API MPMS CH 11.1 (2007). En lugar de esto fue recomendada la norma GPA TP27 (2007).

La norma GPA TP27 (2007) substituye otras normas como: ASTM-IP (1952), GPA 2142, GPA TP16, API MPMS 11.1, API MPMS 11.2.1, API MPMS GPA TP25. Esta norma presenta exclusivamente un método para el cálculo del factor de corrección por *temperatura*. Se presenta un procedimiento para el cálculo del factor de corrección por temperatura (C_{TL}), para dos temperaturas de referencia: $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($60\text{ }^{\circ}\text{F}$) y $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($68\text{ }^{\circ}\text{F}$)¹¹³.

El factor de corrección de volumen por presión puede ser calculado mediante la utilización de las normas: API MPMS capítulos 11.1 (2004) y 11.2.2 (1986), y GPA 8286 (1986).

A continuación se realiza un análisis numérico para determinar la diferencia obtenida en cálculos del factor de corrección de volumen por temperatura mediante la utilización de las tres normas mencionadas: NTC 3853 (1996), API MPMS 11.1 - Addendum (2007) y GPA TP27¹¹⁴. Primero se realizará un ejemplo de cálculo completo para una temperatura observada de $21,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($70\text{ }^{\circ}\text{F}$) para la exposición de los algoritmos de cálculo. Posteriormente se expondrán una tabla (ver tabla 221) y una gráfica (ver Figura 47), ambas presentan comparaciones entre los valores del coeficiente de corrección de

¹¹³ Este procedimiento es aplicable para hidrocarburos con rangos de densidad relativa a $60\text{ }^{\circ}\text{F}$ entre 351,7 y 687, 8 kg/m³ y para rangos de temperatura entre - 50,8 y 199,4 $^{\circ}\text{F}$ (entre - 46 y 93 $^{\circ}\text{C}$).

¹¹⁴ El valor del factor determinado a través de la norma GPA fue tomado como referencia.



volumen obtenidos a través de las tres normas técnicas utilizadas y para temperaturas en el intervalo entre 0 y 40 °C.

Condiciones iniciales:

Composición química de referencia: Propano: 54%¹¹⁵.

Butanos: 46%.

$T_r = 15\text{ °C (60 °F)}$: temperatura de referencia.

$P_r = 1\text{ atm (0 psig)}$: presión de referencia.

$T_F = 21,1\text{ °C} = 70\text{ °F}$: temperatura observada.

$\gamma_{60} = 0,54$: densidad relativa del GLP en fase líquida a 15 °C (60 °F)¹¹⁶.

$^{\circ}\text{API} = (141,5 / \gamma_{60}) - 131,5$: grado API de densidad del GLP.

$^{\circ}\text{API} = 130,5$

Cálculos:

a. NTC 3853, anexo D – Tablas de volumen de líquido, cálculos y gráficas (GLP) – tabla D

3.1.3.

Entradas

$T_F = 70\text{ °F}$: temperatura observada.

$\gamma_{60} = 0,54$: densidad relativa del GLP en fase líquida a una temperatura de referencia de 15 °C (60 °F).

Salida

$C_{TL} = 0,986$: factor de corrección de volumen.

¹¹⁵ La composición química del GLP de las plantas de Apiay, Cusiana y Cartagena normalmente presentan porcentajes de propano alrededor de 54%, según informe de Ecopetrol presentado al SUI (2012).

¹¹⁶ Interpolado para una mezcla 54P/46B tomando como valores de las densidades relativas del propano y el butano, 0,509 y 0,582, respectivamente.



b. API MPMS Chapter 11 - Physical properties data, Section 1 - Temperature and pressure volume correction factors for generalized crude oils, refined products, and lubricating oils -- Addendum 1 (2004).

Entradas

$t = 21,1\text{ }^{\circ}\text{C}$: temperatura observada.
 $T = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$: temperatura de referencia.
 $\alpha_T = 4,6 \text{ E-}4\text{ }1/^{\circ}\text{C}^{117}$: coeficiente de dilatación térmica del GLP¹¹⁸.

Salida

$C_{TL} = 0,997$: factor de corrección de volumen.

Procedimiento

$\Delta T = t - T$: diferencia entre temperaturas.

$$\Delta T = 6,1\text{ }^{\circ}\text{C}$$

$C_{TL} = \text{EXP} \{ - \alpha_T \Delta T [1 + 0,8 \alpha_T \Delta T] \}$: factor de corrección de volumen.

$$C_{TL} = 0,997$$

¹¹⁷ El coeficiente de dilatación térmica del GLP fue calculado por medio de una extrapolación lineal entre los valores correspondientes al alcohol y al etanol, 0,7 y 0,789, respectivamente. Debe anotarse que estos valores corresponden a una temperatura de referencia de 20 °C, mientras que la tabla utilizada corresponde a una temperatura de referencia de 15 °C, lo que implica un error en el valor de la densidad relativa utilizada y por consiguiente un error en el cálculo del factor de corrección de volumen por temperatura.

¹¹⁸ Respecto al coeficiente de dilatación térmica del GLP, la norma técnica no especifica si este coeficiente es lineal o volumétrico, no obstante esta variable es representada por la letra griega α , la cual es asignada al coeficiente de dilatación lineal de líquidos o sólidos.



c. GPA TP27 - Temperature correction for the volume of light hydrocarbons (equivalente a MPMS CH 11.1 de 2007).

Entradas

$T_x = 294,25$ K: temperatura observada en K.

$\gamma_{60} = 0,54$: densidad relativa del GLP en fase líquida a 15 °C (60 °F)¹¹⁹.

Salida

$C_{TL} = 0,986$ factor de corrección de volumen por temperatura.

Procedimiento

Se deben seleccionar dos fluidos de referencia con valores para la densidad relativa inmediatamente inferior (fluido de referencia 1) e inmediatamente superior (fluido de referencia 1). Los fluidos de referencia seleccionados son el propano y el i-butano. Las variables necesarias para el cálculo del factor de corrección de volumen por temperatura pueden ser encontradas en la tabla 1 de la Norma para varios fluidos. En la tabla 221 presentada a continuación se encuentran los valores de las variables para los fluidos de referencia de interés. Las variables listadas en esta tabla serán posteriormente nombradas en el procedimiento de cálculo.

Tabla 225. Valores de las variables del procedimiento de cálculo para el propano y el i-butano.

FLUIDO	γ_{60}	T_c [K]	Z_c	ρ_c
PROPANO	0,507025	369,78	0,27626	5,000
I-BUTANO	0,562827	407,85	0,28326	3,860

FLUIDO	k1	k2	k3	k4
PROPANO	1,96568366933	-0,327662435541	-0,417979702538	0,303271602831
I-BUTANO	2,04748034410	-0,289734363425	-0,330345036434	0,291757103132

¹¹⁹ Interpolado para una mezcla 54P/46B tomando como valores de las densidades relativas del propano y el butano, 0,509 y 0,582, respectivamente.



Procedimiento de cálculo:

- $\delta = (\gamma_{60} - \gamma_{60,1}) / (\gamma_{60,2} - \gamma_{60,1})$: variable de interpolación.

$$\delta = 0,591$$

Donde:

$\gamma_{60,1} = 0,507025$: densidad relativa del **fluido de referencia 1** (*i.e. propano*)
a una temperatura de referencia de 60 °F (15 °C).

$\gamma_{60,2} = 0,562827$: densidad relativa del **fluido de referencia 2** (*i.e. i-butano*)
a una temperatura de referencia de 60 °F (15 °C).

- $T_C = T_{C,1} + \delta (T_{C,2} - T_{C,1})$: temperatura crítica del GLP

$$T_C = 388,85 \text{ K}$$

Donde:

$T_{C,1} = 369,78 \text{ K}$ temperatura crítica del fluido de referencia 1.

$T_{C,2} = 407,85 \text{ K}$ temperatura crítica del fluido de referencia 2.

- $T_{r,x} = T_x / T_C$: temperatura observada reducida.

$$T_{r,x} = 0,757$$

- $T_{r,60} = 519,67 / (1,8 T_C)$: temperatura reducida a 60 °F.

$$T_{r,60} = 0,7425$$

- $h_2 = (Z_{C,1} \rho_{C,1}) / (Z_{C,2} \rho_{C,2})$: factor de escala.

$$h_2 = 1,2633$$

Donde:

$Z_{C,1} = 0,27626$: factor de compresibilidad crítico del fluido de referencia 1.

$Z_{C,2} = 0,28326$: factor de compresibilidad crítico del fluido de referencia 2.



$\rho_{c,1} = 5,000$: densidad crítica del fluido de referencia 1.

$\rho_{c,2} = 3,860$: densidad crítica del fluido de referencia 2.

- $\rho_{sat,60} = \rho_c \{ 1 + [(k_1 \tau^{0,35}) + (k_3 \tau^2) + (k_4 \tau^3)] / [1 + (k_2 \tau^{0,65})] \}$:

densidad de saturación a la temperatura de referencia (60 °F).

Donde:

$$\tau = 1 - T_{r,60}$$

$$\tau = 0,2575$$

Para conocer el fluido de referencia, se sugiere consultar la Tabla 221 del presente documento.

$$\rho_{sat1,60} = 11,942$$

$$\rho_{sat2,60} = 9,371$$

- $X = \rho_{sat1,60} / \{ 1 + \delta [(\rho_{sat1,60} / h_2 \rho_{sat2,60}) - 1] \}$: factor de interpolación

$$X = 11,8898$$

- $\rho_{sat,x} = \rho_c \{ 1 + [(k_1 \tau^{0,35}) + (k_3 \tau^2) + (k_4 \tau^3)] / [1 + (k_2 \tau^{0,65})] \}$:

densidad de saturación a la temperatura observada (70 °F).

Donde:

$$\tau = 1 - T_{r,x}$$

$$\tau = 0,243$$

Para conocer el fluido de referencia, se sugiere consultar la Tabla 221 del presente documento.

$$\rho_{sat1,x} = 11,773$$



$$\rho_{\text{sat2}, x} = 9,239$$

- $$C_{\text{TL}} = \rho_{\text{sat1}, x} / X \{1 + \delta [(\rho_{\text{sat1}, x} / h_2 \rho_{\text{sat2}, x}) - 1]\}$$

$$C_{\text{TL}} = 0,986$$

A partir de los resultados anteriores podremos establecer dos valores de la diferencia porcentual (D%) entre los coeficientes de corrección de volumen de las normas NTC y MPMS 11.1, tomando como referencia el valor obtenido a partir de la norma GPA TP27:

$D\% = |A - B| / A$: diferencia porcentual entre factores de corrección de volumen

Donde:

A= 0,986: CTL obtenido mediante GPA TP27

B1= 0,986: CTL obtenido mediante NTC 3853

B2= 0,997: CTL obtenido mediante API MPMS 11.1 (Add.)

Luego:

D%, NTC 3853 = 0 %

D%, API MPMS 11.1 (Add.) = 1.1 %

Se observa que para una temperatura de 21,1 °C (70 °F) se generan diferencias porcentuales máximas de 1.1 % en la utilización de ambas normas respecto de aquella tomada como referencia.

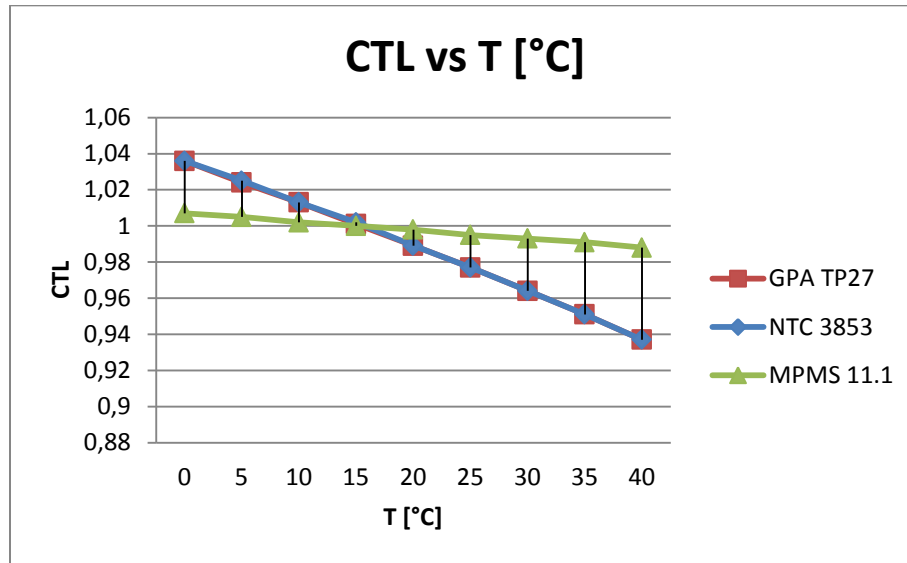
La tabla 222 muestra la distribución de coeficientes de corrección y las diferencias porcentuales entre ellos para un rango de temperaturas entre 0 y 40 °C.

Tabla 226. Coeficientes de corrección (CTL) y diferencias porcentuales (DIF.%) a través de tres normas técnicas para un rango de temperaturas entre 0 y 40 °C.

T [°C]	T [°F]	CTL GPA TP27	CTL NTC 3853	DIF. %	CTL API MPMS 11.1 (Add.)	DIF. %
0	32	1,036	1,036	0	1,007	2,8
5	41	1,024	1,025	0,1	1,005	1,9
10	50	1,013	1,013	0	1,002	1,1
15	59	1,001	1,002	0,1	1	0,1
20	68	0,989	0,989	0	0,998	1,0
25	77	0,977	0,977	0	0,995	1,8
30	86	0,964	0,964	0	0,993	3,0
35	95	0,951	0,951	0	0,991	4,2
40	104	0,937	0,937	0	0,988	5,4

Se puede observar que el se obtienen mayores diferencias porcentuales mediante la utilización de la norma API MPMS 11.1 (Add.), lo que puede observarse también en la Figura 48. Debe anotarse que mediante la utilización de esta norma se obtienen valores de las diferencias porcentuales superiores 4,2 %, ($T = 35\text{ }^{\circ}\text{C}$) que pueden ser considerados altos e inaceptables. El equipo de trabajo considera que cualquiera de las tres normas puede ser utilizada para el cálculo del coeficiente de corrección de volumen por temperatura (para temperaturas inferiores a $35\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Figura 48. Coeficientes de corrección (CTL) a través de tres normas técnicas para un rango de temperaturas entre 0 y $40\text{ }^{\circ}\text{C}$.



2. NFPA 58 - Liquefied Petroleum Gas Code

El estándar estadounidense NFPA 58 denominado *Liquefied Petroleum Gas Code* fue creado con el objetivo de mejorar la seguridad en la manipulación y comercialización de GLP. Fue planteado que, debido a que esta norma versa principalmente sobre aspectos de seguridad, podría no ser adecuada como referencia para la instrumentación, principalmente en relación con la medición de la cantidad de GLP en el cambio de custodia. En este sentido, por ejemplo, fue sugerido que la norma no indica un procedimiento claro para garantizar la obtención de muestras representativas para la medición de las propiedades del gas debido a la estratificación de los hidrocarburos y demás componentes almacenados en los tanques estacionarios.

Respecto a esta cuestión el grupo de trabajo considera que la norma técnica en mención contiene información indispensable respecto a instrumentación, requerimientos y procedimientos en la manipulación de GLP (capítulos 1, 2, 3, 4, 6, 11 y 12). También, en la norma no especificado un procedimiento particular la obtención de muestras representativas en tanques estacionarios. Por esta razón, previo a la toma de muestras en



tanques estacionarios, el equipo propone la implementación de sistemas mecánicos de agitación y mezclado.

3. Medición de producto en más de una fase de agregación

Fue sugerido que no deben generarse pérdidas debido a la medición másica de flujos de dos fases debido a que un separado de vapor o tanque de condensación¹²⁰ es generalmente utilizado a la entrada de cada medidor.

A este respecto, el grupo de trabajo se permite anotar que, sea cual fuere el caso, siempre existirán pérdidas asociadas a la gasificación del GLP líquido en la transferencia de custodia, asociadas a:

- Pérdidas en el proceso de separación y eliminación del vapor.
- Pérdidas debido a la errática operación de los medidores, al presentarse el GLP en dos fases.

En el capítulo 3, sección 2, literal g, el grupo de trabajo recomienda que sea obligación del agente garantizar la entrega del GLP al comprador con la presión de suministro adecuada, de tal modo que sólo exista una fase del fluido al momento de ser recibido en el punto de transferencia custodia (a la salida del medidor del vendedor). Es responsabilidad del agente comprador, contar con los sistemas de medición adecuados que le permitan cotejar la información facilitada en los contratos de transporte, garantizando que el procedimiento se lleve a cabo bajo las mismas condiciones de presión y temperatura presentes en el punto de transferencia de custodia.

¹²⁰ Conforme al numeral 5.4.10.2 del capítulo 5 del MPMS del API.



Sugerencias

- Fue sugerido por algunos de los asistentes que la medición de la cantidad mediante medidores másicos debía ser exigida por lo menos al agente denominado comercializador mayorista. Debe anotarse que ninguna de las normas técnicas (nacionales o internacionales) citadas en el presente documento exige explícitamente que los medidores másicos sean los únicos recomendados para su utilización en puntos de transferencia de custodia. Las propiedades estáticas y dinámicas de los sistemas de medición recomendados por la normatividad internacional (volumétricos y masicos) son semejantes y se logra óptimos resultados en cuanto al error máximo permisible si se adoptan los lineamientos definidos por normatividad internacional (expuestos en el capítulo 2, sección 4 del presente documento). Generarle a un agente un gasto por el cambio de una tecnología (medidor) para obtener de ésta la misma precisión (error máximo permisible) sin ningún beneficio adicional, carece de justificación alguna.
- Fue sugerido que otras causas de las pérdidas asociadas a la medición pueden estar relacionadas con cambios en la red hidráulica del comprador. Estos cambios, cuando no son debidamente reportados al vendedor, causan fallas en las presiones de suministro del producto. El equipo de trabajo acoge la sugerencia y anota que deben recordarse los problemas anotados respecto de los sistemas de información¹²¹ durante operaciones de transferencia de custodia.
- Fue sugerido que para obtener un modelo de pérdidas más preciso puede ser considerada la incertidumbre expandida de todos los sistemas de medición al interior de un agente. La sugerencia fue atendida y el procedimiento de cálculo de pérdidas

¹²¹ A pesar de la alta precisión en la instrumentación de algunos agentes es posible la generación de pérdidas debido a la falta de correspondencia entre los valores de la densidad obtenida en las mediciones de laboratorio y los baches despachados a los compradores.



que contempla esta incertidumbre puede encontrarse en el capítulo 3 del presente documento.



Conclusiones

Se realizó el análisis correspondiente al estado del arte de la normatividad en temas aplicables a la medición de la cantidad y la calidad de GLP, en donde se definieron los indicadores y procedimientos estándar para identificar y calificar la medición de la calidad y la cantidad del producto, ver capítulo 1.

Se analizó la estructura del mercado de GLP en países como México, Colombia, Perú, Chile, España y Estados Unidos donde se caracterizaron los mercados como monopolio, oligopolio y de libre competencia. A pesar de la diferencia estructural de los mercados, los indicadores y procedimientos para identificar la medición de la cantidad y la calidad siguen los patrones establecidos por normas internacionales API, ASTM e ISO.

Se estableció que en una estructura de productores, comercializadores, transportadores y distribuidores los indicadores de calidad tienen como finalidad: a) determinar características propias del GLP, b) garantizar la seguridad y la integridad del usuario y c) conservar los materiales utilizados para el transporte y el almacenamiento.

Se estableció que en esta misma estructura los indicadores de cantidad sirven para: a) garantizar la transparencia en las transacciones comerciales realizadas en los puntos de transferencia de custodia y b) determinar pérdidas de tipo volumétrico. Se estableció además que la transparencia, seguridad y confiabilidad en las transacciones comerciales entre los diferentes agentes de la cadena productiva de GLP en Colombia, se garantiza siguiendo las regulaciones establecidas por la CREG.

En el diagnóstico se analizaron los sistemas de medición de la calidad y la cantidad utilizados en los puntos de entrega del GLP, en toda la cadena productiva, utilizando una muestra representativa conformada por 16 plantas de envasado, 13 carrotanque o



cisternas, 134 tanques estacionarios, 138 usuarios por redes y 140 cilindros; además, el campo de producción Cusiana, las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja y los terminales de transporte en Mansilla, Yumbo y San Andrés. El diagnóstico de los sistemas de medición utilizados por los agentes nacionales en toda la cadena productiva se basó en los indicadores y criterios presentados en los capítulos 1 y 2 (primera sección).

Con relación al cumplimiento de los indicadores de cantidad por parte de los agentes de la cadena de producción de gas GLP, sobre todo los que se refieren a la medición de presión, temperatura, flujo y nivel propuestos en este documento, son satisfechos por todos los agentes a excepción de algunos tanques estacionarios y redes de distribución. Por su parte, los indicadores de calidad sólo son cumplidos en su totalidad por el agente comercializador mayorista dedicado a la producción, los demás agentes no los cumplen o lo hacen de un modo parcial. Para observar en detalle la información del diagnóstico, ésta se presenta en la segunda sección del Capítulo 2.

También se analizó el cumplimiento de las **resoluciones CREG 053 de 2011** (contrato de suministro) y **CREG 092 de 2009** (contrato de transporte) y la **Resolución CREG 023 de 2008**, se concluye que estas resoluciones no se cumplen en el sentido estricto.

Con relación a la problemática de la presión de suministro, se concluye que no se da cumplimiento a la **Norma NTC 3853** en el sentido estricto. Para superar las diferencias en los sistemas de medición de la cantidad se recomienda dar cumplimiento a cabalidad a la norma **NTC 3853** que indica que para el trasiego de GLP en recipientes, la presión debe ser de 1.654 kPa, para vitar la fase gaseosa del GLP.

Se determinaron los equipos y los procedimientos estándar exigibles a las empresas para implementar los sistemas de medición de la calidad y la cantidad, este se presenta en el capítulo 3. Las recomendaciones relacionadas con los equipos y procedimientos están



enfocadas a la forma de realizar la obtención de las características de calidad y cantidad más relevantes del GLP; para ello, se consideran los antecedentes respecto a la normatividad técnica, la regulación, la composición química, metodologías y equipos de calibración, las propiedades del GLP y la información entregada en el protocolo de requisición de información por los agente visitados.

A la metodología para el cálculo de las pérdidas de volumen, el volumen de GLP como fluido sometido a presión debe ser llevado a condiciones estándar de presión y temperatura y afectado por factores de corrección de acuerdo con la norma NTC 3853, la ASTM D1250, y la API 2540 (Manual of Petroleum Measurement Standard Chapter 11.1). En este informe se realiza el estudio de las correcciones de volumen de GLP que se requieran para determinar el volumen de GLP considerando la presión atmosférica, temperatura y otros factores que se llegasen a requerir para el proceso de facturación del gas entregado entre los agentes a lo largo de la cadena y al usuario final. En el estudio se propone un modelo para evaluar las pérdidas de GLP para un agente durante un periodo de estudio, ver capítulo 3. En el capítulo 3 se presenta un modelo de pérdidas para ser implementado por cada agente en la que se tiene en cuenta las recomendaciones realizadas en el taller de divulgación de resultados. En el modelo de pérdidas propuesto se considera la fase gaseosa almacenada en los tanques, la corrección de volumen, y la incertidumbre generada por el proceso de medición.

Con relación a los distribuidores y a la trazabilidad y seguimiento del proceso de purga y llenado de los cilindros, se determinó que es necesario implementar sistemas de llenado en las plantas de envasado que cuenten con las funciones que permitan almacenar, purgar y registrar la cantidad del producto almacenado y purgado de los cilindros. El grupo de trabajo generó una propuesta funcional que cumple con los propósitos establecidos(ver



figura 45, capítulo 3, sección 2 literal g). Si no es posible contar con el sistema mencionado, es necesario implementar como mínimo los sistemas troya¹²².

De acuerdo con el estudio, es evidente la poca información entregada al usuario final por parte de los distribuidores, en cuanto a las propiedades del producto (poder calorífico y composición). Es necesario que el distribuidor permita que el usuario final conozca el producto que compra y qué ventajas tiene respecto a otro tipo de servicio o empresa distribuidora. Esto puede contemplarse dentro del esquema de responsabilidad de marca, al incluir una etiqueta para cilindros de GLP que contenga información del poder calorífico del gas y una garantía de que el gas distribuido en la ciudad de la compra no presenta problemas de vaporización a las condiciones ambientales.

Se analiza la responsabilidad de cada uno de los agentes de la cadena de prestación del servicio frente al manejo, la medición y la entrega del producto, conforme a los sistemas de medición que se establezcan. Se propone un esquema completo de las responsabilidades de cada uno de los agentes en toda la cadena del GLP en cuanto a la medición de la cantidad y la calidad, al mantenimiento de los equipos de medición y del servicio técnico entre ellos, de acuerdo con los estándares de instrumentación propuesto, ver capítulo 4.

En este mismo capítulo se analizan los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, donde se aprecia de manera detallada los factores económicos y operativos relacionados con los requerimientos de inversión. En este sentido se puso de manifiesto que las inversiones en los sistemas de medición de GLP dependen en gran

¹²² El sistema Troya permite monitorear y registrar toda clase de eventualidades que pudiesen surgir durante el llenado de los cilindros, lo que permite observar el comportamiento del llenado en cada báscula y tener un registro diario del total de cilindros llenados.



medida del valor de los equipos, de su mantenimiento, de los suministros que requieren y del personal requerido para su operación.

Con relación al análisis para la gradualidad de la implementación de los sistemas de medición, se estableció un tiempo de transición estimado en 36 meses, para llevar a cabo las actividades relacionadas con la ejecución y desarrollo de dicho programa, que va desde la primera fase de administración de la ejecución, pasando por: adquisición, adecuación de terrenos y construcciones, obtención de la tecnología apropiada, adquisición de diseños básicos, compras de equipos y maquinarias, construcción y montaje, selección, contratación y entrenamiento de personal y la última fase de pruebas, ver capítulo 4.

De un modo general se recomienda a todos los agentes que intervienen en las transacciones, acogerse a la normatividad técnica nacional e internacional, puesto que ésta es clara en cuanto a procedimientos, algoritmos, equipos de medida, registro de datos, toma de muestras, determinación de propiedades y características, sistemas de medición y tratamiento de datos, y presiones de suministro.

Una vez la comisión de regulación defina las políticas en cuanto a la medición de cantidad y calidad, aplicable en la cadena de distribución de GLP, es necesario hacer un acompañamiento minucioso en cuanto a la gradualidad de los programas de implementación y los resultados a que diera lugar dicho proceso. De otro lado, también es necesario un proceso de verificación de cumplimiento de los indicadores de cantidad y calidad mientras se defina un programa de autocontrol. Es pertinente también conocer por parte del estado el factor de pérdidas en toda la cadena de distribución de GLP siguiendo las metodologías propuesta en este documento (Capítulo 3, sección 4).



Bibliografía

- [1]. Poten and Partners (2003). *The Story of LPG*, Ed. 2. Poten and Partners Ltd.: Londres.
- [2]. Government Made Easy (<http://www.usa.gov/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [3]. U.S. Energy Information Administration (<http://www.eia.gov/>). Acceso el 22 del junio 2012.
- [4]. Natural Gas Supply Association (<http://www.naturalgas.org/>). Acceso el 22 del junio 2012.
- [5]. US Department Of Energy (<http://www.afdc.energy.gov/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [6]. US Department Of Transportation (<http://primis.phmsa.dot.gov/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [7]. Texas Railroad Comission (<http://www.rrc.state.tx.us/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [8]. National Fire Protection Association (<http://www.nfpa.org/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [9]. American Petroleum Institute (<http://www.api.org/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [10]. MPMS 11.2: Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11—Physical Properties Data Section 2, Part 4—Temperature Correction for the Volume of NGL and LPG, First Edition. American Petroleum Institute. Washington, 2007.
- [11]. Real Decreto Número 1142 de 28 de junio de 1927. *Estableciendo el monopolio de petróleos*. (<http://www.cne.es/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [12]. Ley 34 de 7 de octubre de 1998, Del Sector de Hidrocarburos. (<http://www.boe.es/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [13]. Bello, A., Huerta, E. (2007). *La regulación de precios de los GLP envasados en España: ¿hay oportunidades para su mejora?*. Universidad Pública de Navarra. Departamento de Gestión de Empresas. (<http://www.alde.es/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [14]. Bello, A., Huerta, E. *Relaciones verticales y poder de mercado en la industria española de los gases licuados de petróleo*. Universidad Pública de Navarra. Departamento de Gestión de Empresas, 2005. (<http://www.alde.es/>) Acceso el 22 junio del 2012.
- [15]. Contin, I., Correljé, A. (2000). *The spanish distribution for oil products: an obstacle to competition?*. Universidad Pública de Navarra. (<http://www.sciencedirect.com/>) Acceso el 22 junio del 2012.
- [16]. Fernández, A. G. (2003). *Transporte y distribución en España del GLP envasado y a granel*. Dyna. Volumen 78, Número 7, pág. 11-14.
- [17]. Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) (<http://www.osinerg.gob.pe>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [18]. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN. (2011). *El Mercado del GLP en Perú: Problemática y Propuestas de Solución*. División de Planeamiento y Desarrollo Gerencia de



Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN. Documento de trabajo D.T. N° 2011-001.

- [19]. Vásquez, A. (2006). *La Organización Económica de la Industria de Hidrocarburos en el Perú: El Mercado del Gas Licuado de Petróleo*. Revista de la competencia y la propiedad intelectual. No.3. Perú. (<http://aplicaciones.indecopi.gob.pe/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [20]. Comisión de Regulación de Energía y Gas. CREG. (www.creg.gov.co/). Acceso el 22 junio del 2012.
- [21]. Asociación Iberoamericana de Gas Licuado de Petróleo. Estadísticas. (<http://aiglp.org/estadisticas-pais-peru.htm>). Acceso el 14 julio del 2012.
- [22]. Pérez-Reyes, R. y Vásquez, A (2005). *La Organización Económica de la Industria de Hidrocarburos en el Perú: La Comercialización del GLP Envasado*. Documento de Trabajo No 21. Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN. Mimeo.
- [23]. Ministerio de Energía y Minas – Hidrocarburos del Perú. (<http://www.minem.gob.pe/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [24]. OSINERGMIN. (2010) *Informalidad, control de medición de cantidad y calidad de combustibles*. Primer Foro Regional “Seguridad en Estaciones de Servicios, Grifos y Locales de Venta de GLP en la Región Piura” Piura – 22 de junio del 2010.
- [25]. Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería- OSINERGMIN N° 382-2008-OS/CD.
- [26]. Normas Técnicas Peruanas Obligatorias Dadas por INDECOPI. (<http://www.osinerg.gob.pe/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [27]. Comisión Nacional De Energía. (2009). *El sector energía en Chile*. Comisión Nacional de Energía. Universidad de Texas.
- [28]. Chavez A; Nikitza A. (2012). *La comercialización de gas licuado de petróleo (glp) a granel: hacia un nuevo esquema de regulación que incentiva a la formalización y seguridad en las instalaciones de los consumidores directos de glp*. Pontificia Universidad Católica del Perú, Escuela de Posgrado, Lima.
- [29]. Di Pelino, A.; Vianco, G.; Iglesias, F.; Katz, P.; Daniele, M. (2002) *Informe Sobre Situación Actual del Gas Licuado Del Petróleo*. Instituto Argentino de la energía General Mosconi.
- [30]. Ospina, J.F. Et al. (2007). *Estudio sectorial: gas natural y GLP (2002-2006)*. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Bogotá.
- [31]. Fuentes, C.; Heredia, R.; Mendoza, J.; Novoa, A.; Villarreal, I.; Vivanco, N. (2011). *Análisis, evaluación y propuesta de mejora del fondo de combustibles*. – Lima: Universidad ESAN – 164 p. – (Serie Gerencia para el Desarrollo; 21).
- [32]. Comisión Nacional de Energía. *Mercado de los hidrocarburos*. Santiago de Chile. (<http://www.cne.cl/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [33]. Asociación Iberoamericana del Gas Licuado del Petróleo. *Reglamentación del mercado chileno de distribución de GLP*. AIGLP. (<http://www.aiglp.org/>). Acceso el 22 junio del 2012.



- [34]. Lagunas, H. (2007). *Marcos regulatorios y el rol de las empresas estatales de hidrocarburos*. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI).
- [35]. Superintendencia de Electricidad y de Combustible. *Combustibles* (<http://www.sec.cl/>). Acceso el 22 de junio del 2012.
- [36]. Superintendencia de Electricidad y de Combustible. *Leyes del Sector Combustibles*. (<http://www.sec.cl/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [37]. Superintendencia de Electricidad y de Combustible. *Decretos de Combustibles*. (<http://www.sec.cl/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [38]. Asociación Chilena de Gas Licuado A.G. *Legislación GLP en Chile*. (<http://www.glpchile.cl/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [39]. Instituto Nacional de Normalización. *Combustibles Gaseosos*. (<http://www.inn.cl/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [40]. Superintendencia de Electricidad y Combustibles. *Decreto 67 del 2004 Ministerio De Economía, Fomento y Reconstrucción* (<http://www.sec.cl/>). Acceso el 26 Agosto del 2012.
- [41]. Empresa Nacional del Petróleo ENAP. *Relaciones comerciales: Tabla de precios de paridad*. (<http://www.enap.cl/>). Acceso el 26 Agosto 2012.
- [42]. Superintendencia de Electricidad y Combustibles. *Decreto Supremo N° 29, de 1986: Ministerio De Economía, Fomento Y Reconstrucción* (<http://www.sec.cl/>). Acceso el 26 Agosto del 2012.
- [43]. Gasco GLP. *Términos y Condiciones: BASES DE PROMOCIÓN*. (<http://www.clubgasco.cl/>). Acceso el 26 Agosto 2012.
- [44]. Superintendencia de Electricidad y Combustibles. *Leyes del Sector Combustibles: Ley 323 Servicios de Gas* (<http://www.sec.cl/>). Acceso el 26 Agosto del 2012.
- [45]. Superintendencia de Electricidad y Combustibles SEC. *Modifica procedimiento para comunicar a SEC la puesta en servicio de los Establecimientos de Expendio al Público de Combustibles Líquidos*. (<http://www.sec.cl/>). Acceso el 26 Agosto 2012.
- [46]. Bolsa de Comercio Santiago. *Empresas Copec S.A.:Junio 2012*. (<http://www.bolsadesantiago.com/index.aspx>). Acceso el 26 Agosto 2012
- [47]. Ibarra, D.; Gonzales, D. (2010). *La industria del gas licuado de petróleo GLP en Mexico*. Red Mexicana de Competencia y Regulación. (<http://reddecompetencia.cidac.org/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [48]. Diario Oficial, miércoles 5 de diciembre de 2007. *Reglamento de gas licuado de petróleo*. (<http://www.energia.gob.mx/>). Acceso el 22 junio del 2012.



- [49]. Montaña, C.; Doniz, V. (2004). *Prospectiva del mercado de gas licuado de petróleo 2004-2013*. Dirección Nacional de Planeación Energética. México. (<http://www.energia.gob.mx/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [50]. Diario Oficial, Jueves 14 de enero de 1999. *Reglamento de la ley federal sobre metrología y normalización*. (<http://www.gas.pemex.com/>). Acceso el 22 junio del 2012.
- [51]. Pemex Gas y Petroquímica Básica. *Productos y Servicios: Gas Licuado*. (<http://www.gas.pemex.com/porta/publico/>). Acceso el 26 Agosto 2012.
- [52]. Diario Oficial de la Federación. *Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-012-SESH-2009*. (<http://dof.gob.mx/>). Acceso el 26 Agosto 2012.
- [53]. Asociación Iberoamericana de entidades reguladoras de la energía. *Regulación de Gas LP en México*. (<http://www.ariae.org/>). Acceso el 26 Agosto 2012.
- [54]. Gobierno Federal. Directiva sobre la determinación de tarifas de transporte y distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos DIR-GLP-002-2009. (<http://www.cre.gob.mx/>). Acceso el 26 Agosto 2012.
- [55]. Comisión de Regulación de Energía y Gas. CREG. (<http://www.creg.gov.co>). Acceso el 22 de junio de 2012
- [56]. Ministerio de Minas y Energía. República de Colombia. (<http://www.minminas.gov.co>). Acceso el 22 de junio de 2012.
- [57]. Instituto Colombiano de Normatividad Técnica y Certificación. ICONTEC. (<http://www.icontec.org.co>). Acceso el 22 de junio de 2012.
- [58]. ASTM Standard D-1265: Standard Practice for Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases (Manual Method). ASTM International, West Conshohocken, PA, 2005.
- [59]. ASTM Standard D-1267: Standard Test Method for Sulfur Vapor Pressure of Liquefied Petroleum (LP) Gases. ASTM International, West Conshohocken, PA, 2007.
- [60]. ASTM Standard D-1835: Specification for Liquefied Petroleum (LP) Gases ASTM International, West Conshohocken, PA, 2008.
- [61]. ASTM Standard D-1837: Standard Test Method for Volatility of Liquefied Petroleum (LP) Gases. ASTM International, West Conshohocken, PA, 2005.
- [62]. ASTM Standard D-1838: Standard Test Method for Copper Strip Corrosion by Liquefied Petroleum (LP) Gases. ASTM International, West Conshohocken, PA, 2007.
- [63]. ASTM Standard D-2158: Standard Test Method for Residues in Liquid Petroleum (LP) Gases. ASTM International, West Conshohocken, PA, 2008.
- [64]. ASTM Standard D-2163: Standard Test Method for Analysis of Liquefied Petroleum (LP) Gases Propene Concentrates by Gas Chromatography. ASTM International, West Conshohocken, PA, 2005.



- [65]. ASTM Standard D-2420: Standard Test Method for Hydrogen Sulfide in Liquefied Petroleum (LP) Gases (Lead Acetate Method). ASTM International, West Conshohocken, PA, 2005.
- [66]. ASTM Standard D-2598: Standard Practice for Calculation of Certain Physical Properties of Liquefied Petroleum (LP) Gases from Compositional Analysis. ASTM International, West Conshohocken, PA, 2007.
- [67]. ASTM Standard D-2784: Standard Test Method for Sulfur in Liquefied Petroleum Gases (Oxi-Hydrogen Burner or Lamp). ASTM International, West Conshohocken, PA, 2008.
- [68]. ASTM Standard D-5305: Standard Test Method for Determination of Ethyl Mercaptan in LP-Gases Vapor. ASTM International, West Conshohocken, PA, 2007.
- [69]. ASTM Standard D-3588: Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels. ASTM International, West Conshohocken, PA, 2011.
- [70]. ASTM Standard D-2421: Standard Practice for Interconversion of Analysis of C5 and Lighter Hydrocarbons to Gas-Volume, Liquid-Volume, or Mass Basis. ASTM International, West Conshohocken, PA, 2007.
- [71]. MPMS 7.1: Manual of Petroleum Measurement Standards. Temperature Determination. Section 1- Static Temperature Determination Using Mercury-in-Glass Tank Thermometers. American Petroleum Institute. Washington, 2011.
- [72]. MPMS 7.2: Manual of Petroleum Measurement Standards. Temperature Determination. Section 2- Dynamic Temperature Determination. American Petroleum Institute. Washington, 2011.
- [73]. MPMS 7.3: Manual of Petroleum Measurement Standards. Temperature Determination. Section 3- Static Temperature Determination Using Portable Electronic Thermometers. American Petroleum Institute. Washington, 2011.
- [74]. MPMS 3.1A: Manual of Petroleum Measurement Standards. Tank Gauging. Section 1A- Standard Practice for the Manual of Petroleum and Petroleum Products. American Petroleum Institute. Washington, 2011.
- [75]. MPMS 3.1B: Manual of Petroleum Measurement Standards. Tank Gauging. Section 1B- Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Tanks by Automatic Tank Gauging. American Petroleum Institute. Washington, 2011.
- [76]. MPMS 5.2: Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5-Metering Section 2-Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters-Third Edition. American Petroleum Institute. Washington, 2011.
- [77]. MPMS 5.3: Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5-Metering Section 3-Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters-Fifth Edition; Incorporates Addendum 1: July 2009. American Petroleum Institute. Washington, 2011.
- [78]. MPMS 5.6: API Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5-Metering, Section 6- Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters, First Edition. American Petroleum Institute. Washington, 2011.



- [79]. MPMS 5.8: Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meters Using Transit Time Technology, First Edition. First Edition American Petroleum Institute. Washington, 2011.
- [80]. MPMS 3.3: Manual of Petroleum Measurement Standards. Tank Gauging. Section 3- Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Pressurized Storage Tanks by Automatic Tank Gauging. American Petroleum Institute. Washington, 2011.
- [81]. ASTM Standard D 1250: Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils. ASTM International, West Conshohocken, PA, 2007.
- [82]. Informe de evolución de tarifas del servicio de gas licuado de petróleo. Primer semestre de 2011. Superintendencia Delegada para Energía y Gas. Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible. Bogotá, Septiembre de 2011.
- [83]. Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. Disposiciones relacionadas con las actividades del servicio público domiciliario de GLP. Resolución 053 de 2011. Santafé de Bogotá.
- [84]. Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. Resolución 053 de 2011. Santafé de Bogotá.
- [85]. Congreso de Colombia. Ley 142 de 1994. Regulación de los servicios públicos en Colombia. Santafé de Bogotá.
- [86]. Sistemas electrónicos de medición de flujo para hidrocarburos en fase Gaseosa. Comité de normalización de petróleos mexicanos y Organismos subsidiarios, subcomité técnico de normalización de PEMEX gas y petroquímica básica. No de documento: Proy-nrf-083-pemex-2004. Abril de 2004.
- [87]. MPMS 5.1: Manual of Petroleum Measurement Standards. Chapter 5: metering, section 1 general consideration for measurement by meters. American Petroleum Institute. Washington, 2011.
- [88]. MPMS 5.4: Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5-Metering section 4 accessory equipment for liquid meters; Incorporates Addendum 1: July 2009. American Petroleum Institute. Washington, 2011.
- [89]. American Petroleum Institute. Manual of Petroleum Measurement Standards. Washington, USA. Capítulo 3. Medición de tanques (Tank Gauging). Procedimientos estandarizados para medición de hidrocarburos líquidos en varias clases de tanques, contenedores y cargadores, secciones, 2011.
- [90]. Danilo Augusto Changuin Vélez. "Análisis y propuesta de mejora de un sistema de control de inventario en una planta envasadora de gas licuado de petróleo". Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- [91]. Diagnóstico de los sistemas de medición de calidad y cantidad del gas licuado de petróleo en Colombia. Informe 1. Universidad Tecnológica de Pereira-CREG.
- [92]. Depósito de documentos de la FAO. Mantenimiento del equipo utilizado habitualmente en el laboratorio. Disponible en: (<http://www.fao.org>). Acceso el 26 Agosto 2012.
- [93]. Guía breve para el mantenimiento de cromatografía iónica Metrohm. Disponible en: (<http://products.metrohm.com>). Acceso el 14 Agosto 2012.



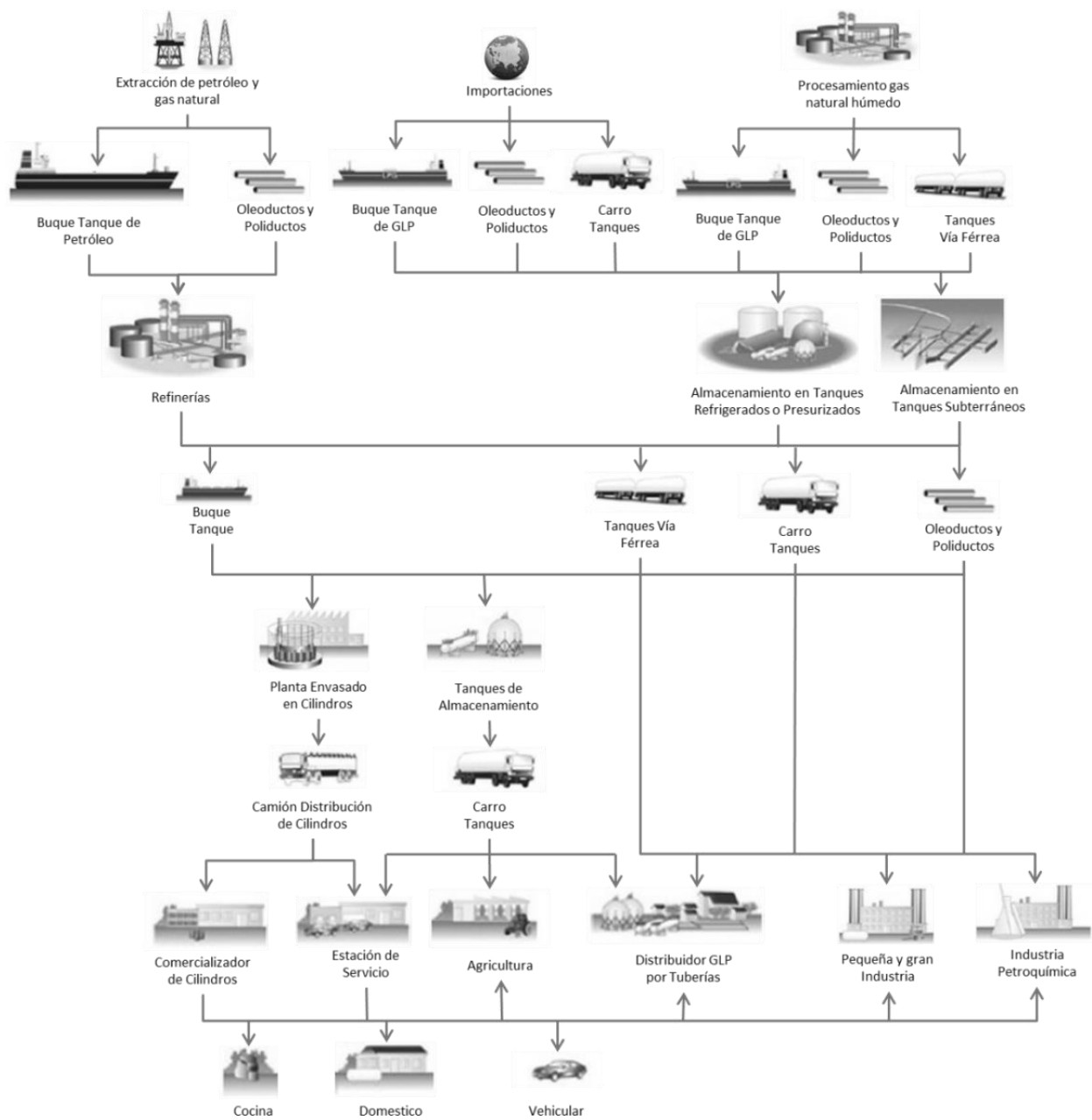
- [94]. Procedimiento recomendado para la calibración de termómetros en el laboratorio clínico. Sociedad Española de Bioquímica Clínica y Patología Molecular. Comité Científico. Comisión de Metrología. Documento G. Fase 3. Versión 2. J. Batista Castellví. (www.seqc.es). Acceso el 20 junio 2012.
- [95]. Calibración y certificación de los manómetros de presión. (<http://www.pce-iberica.es>). Acceso el 12 julio 2012.
- [96]. ASTM D1657 – 12E01. Standart Test Method for Density or Relative Density of Light Hydrocarbons by Pressure Hydrometer ASTM International, West Conshohocken, PA, 2012.
- [97]. Organismo Nacional de Acreditación de Colombia, ONAC. (www.onac.org.co). Acceso el 2 septiembre 2012.
- [98]. Calibración con certificado de básculas. (<http://www.prometalicos.com>). Acceso el 20 junio 2012.
- [99]. Norma Técnica Colombiana NTC 1848. Pesas de clases E1, E2, F1, F2, M1, M1-2, M2, M2-3 y M3. Parte 1: Requisitos metrológicos y técnicos. Generalidades, 2007.
- [100]. Anteproyecto de Norma Técnica Colombiana NTC DE 129/08, 2008.
- [101]. Servicio nacional de aprendizaje SENA. Estrategias gerenciales: gerencia de proyectos, gerencia para el emprendimiento, gestión tecnológica y gestión por resultado. La ejecución, Septiembre 2012. Disponible en: (<http://www.iue.edu.co/documents/emp/>). Acceso el 26 Agosto 2012.
- [102]. Norma Técnica Colombiana NTC 2728. Máquinas y equipos. Medidores de gas tipo diafragma. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC, Junio 2005.
- [103]. Norma Técnica Colombiana NTC 4136. Máquinas y equipos. Medidores de gas tipo rotativo. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC, Diciembre 2008.
- [104]. OIML R117-1. Dynamic measuring systems for liquids other than water, Part 1 Metrological and technical requirement. International Organization of Legal Metrology (<http://www.oiml.org/>). Acceso el 20 de noviembre 2012.
- [105]. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards. Factores de corrección de volumen. Capítulo 11 Sección 1 Parte 1. 2007.
- [106]. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards. Calculo de cantidades de Petróleo. Capítulo 12 Sección 2 Parte 2. Tercera Edición, Junio 2003.
- [107]. Normas Técnicas para la Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos, Agosto 2001. Disponible en: <http://www.menpet.gob.ve/dgfi/documentos/NormFiscHidLiq.pdf>.
- [108]. Velazco, Quintana C. Sistemas de Medición de Flujo y su Integrabilidad, Noviembre 2011 Disponible en: <http://www.pipetegrity.com/riesgo/item/download/227.html>.
- [109]. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards. Medición de fluidos de gas natural – Medición continua de densidad. Capítulo 12 Sección 6. 2ª Edición, Abril 1991.



- [110]. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards. CHARTER 11. Physical Properties Data (Volume Correction Factors), Chapter 11 Section 1 Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oil, 2011.

Anexos

Anexo A. Esquema general de la cadena de producción y distribución de GLP





Adaptado de: World LPG Gas Association¹²³.

Anexo B. Indicadores de calidad [58-71]

Tabla 223. Indicadores de calidad para el propano comercial.

PARÁMETRO	UNIDADES	MÉTODO ASTM	CARACTERÍSTICA
Corrosión tira de cobre, 1 h, 37,8 °C (100°F) (después de adicionar el odorizante)	Escala	D-1838	No.1 máx.
Contenido de azufre (después de adicionar odorizante)	g/m ³ de gas (ppmw)	D-2784	0,35 (185) máx.
Densidad relativa 15,56 °C/15,56 °C (60°F/60°F)	g/m ³	D-2598 y D- 1657	507-525
Temperatura de evaporación a 95% evaporado	°C	D-1837	-38,3 máx.
Residuo en 100 mL de evaporación	mL	D-2158	0,05 máx.
Mancha de aceite observada	-----	D-2158	Pasar la prueba
Odorizante	g/m ³ líquido	D-5305	12 – 24
Presión de vapor manométrica a 37,8 °C (100°F)	kPa (psig)	D-1267	1434 (208) máx.
Contenido de agua libre	-----	Visual	*
Sequedad	-----	D-2713 GPA 2140	Cumplir con el ensayo (no contendrá humedad)
Sulfuro de hidrógeno	-----	D-2420	Pasa la prueba (comparación de color respecto a patrón)
Poder calorífico	kJ/kg	D-3588 D-2421	Reportar valor
Número de Wobbe (15°C y 101,325 kPa)	MJ/m ³	D-1835	72,9 -76,8
Composición			
Contenido de compuestos de C ₃	ml/100 ml	D-2163	2,5 máx.
Butano y superiores	ml/100 ml	D-2163	94,5 min.

* La presencia o ausencia de agua debe ser determinado por inspección visual a partir de las muestras que permiten determinar la densidad relativa.

** La muestra no debe contener inhibidores de corrosión.

¹²³ World LPG Gas Association (<http://www.worldlpgas.com/about-lp-gas/distribution-chain>). Acceso el 20 de noviembre 2012.



Tabla 224. Indicadores de calidad para el butano comercial

PARÁMETRO	UNIDADES	MÉTODO ASTM	CARACTERÍSTICA
Corrosión tira de cobre, 1 h, 37,8 °C (100°F) (después de adicionar el odorizante)	Escala	D-1838	No.1 máx.
Contenido de azufre (después de Adicionar odorizante)	g/m ³ de gas (ppmw)	D-2784	0,35 (140) máx.
Densidad, Densidad relativa 15,56 °C/15,56 °C (60°F/60°F)	g/m ³	D-2598 y D- 1657	590 máx.
Temperatura de evaporación a 95% evaporado	°C	D-1837	2,2 máx.
Residuo en 100 mL de evaporación.	mL	D-2158	0,05 máx.
Mancha de aceite observada	-----	D-2158	Pasar la prueba
Odorizante	g/m ³ líquido	D-5305	12 – 24
Presión de vapor manométrica a 37,8 °C (100°F)	kPa (psig)	D-1267	483 (70) máx.
Contenido de agua libre	-----	Visual	*
Sequedad	-----	-----	Cumplir con el ensayo (no contendrá humedad)
Sulfuro de hidrógeno	-----	D-2420	Pasa la prueba (comparación de color respecto a patrón)
Poder calorífico	kJ/kg	D-3588 D-2421	Reportar valor
Número de Wobbe (15°C y 101,325 kPa)	MJ/m ³	D-1835	81,8 -87,3
Composición			
Contenido de compuestos de C ₄	ml/100 ml	D-2163	96 min.
Pentano y superiores	ml/100 ml	D-2163	2,0 máx.

* La presencia o ausencia de agua debe ser determinado por inspección visual a partir de las muestras que permiten determinar la densidad relativa.

** La muestra no debe contener inhibidores de corrosión.

Tabla 225. Indicadores de calidad para el propano y butano comercial

PARÁMETRO	UNIDADES	MÉTODO ASTM	CARACTERÍSTICA
Corrosión tira de cobre, 1 h, 37,8 °C (100°F) (después de adicionar el odorizante)	Escala	D-1838	No.1 máx.
Contenido de azufre (después de adicionar odorizante)	g/m ³ de gas (ppmw)	D-2784	0,28 (150) máx.
Densidad, Densidad relativa 15,56 °C/15,56 °C (60°F/60°F)	g/m ³	D-2598 y D-1657	507-590
Temperatura de evaporación a 95% evaporado	°C	D-1837	2,2 máx.
Residuo en 100 ml de evaporación	ml	D-2158	0,05 máx.
Mancha de aceite observada	-----	D-2158	Pasar la prueba
Odorizante	g/m ³ líquido	D-5305	12 – 24
Presión de vapor manométrica a 37,8 °C (100°F)	kPa (psig)	D-1267	1434 (208) máx.
Contenido de agua libre	-----	Visual	*
Sequedad	-----	-----	Cumplir con el ensayo (no contendrá humedad)
Sulfuro de hidrógeno	-----	D-2420	Pasa la prueba (Comparación de color respecto a patrón)
Poder calorífico	kJ/kg	D-3588 D-2421	Reportar valor
Número de Wobbe (15°C y 101,325 kPa)	MJ/m ³	D-1835	72,9-87,3
Composición			
Contenido de compuestos de C ₃	ml/100 ml	D-2163	En conformidad con mezcla solicitada
Contenido de compuestos de C ₄	ml/100 ml	D-2163	
Pentano y superiores	ml/100 ml	D-2163	2

* La presencia o ausencia de agua debe ser determinado por inspección visual a partir de las muestras que permiten determinar la densidad relativa.

** La muestra no debe contener inhibidores de corrosión.

Tabla 226. Indicadores de calidad para el propano y butano para uso automotor.

PARÁMETRO	UNIDADES	MÉTODO ASTM	CARACTERÍSTICA
Corrosión tira de cobre, 1 h, 37,8 °C (100°F) (después de adicionar el odorizante)	Escala	D-1838	No.1 máx.
Contenido de azufre (después de adicionar odorizante)	g/m ³ de gas (ppmw)	D-2784	0,28 (150) máx.
Densidad, Densidad relativa 15,56 °C/15,56 °C (60°F/60°F)	g/m ³	D-2598 y D- 1657	507-590
Temperatura de evaporación a 95% evaporado	°C	D-1837	2,2 máx.
Residuo en 100 ml de evaporación	ml	D-2158	0,05 máx.
Mancha de aceite observada	-----	D-2158	Pasar la prueba
Odorizante	g/m ³ líquido	D-5305	12 – 24
Presión de vapor manométrica a 37,8 °C (100°F)	kPa (psig)	D-1267	1434 (208) máximo
Contenido de agua libre	-----	Visual	*
Sequedad	-----		Cumplir con el ensayo (no contendrá humedad)
Sulfuro de hidrógeno	-----	D-2420	Pasa la prueba (comparación de color respecto a patrón)
Poder calorífico	kJ/kg	D-3588 D-2421	Reportar valor
Número de Wobbe (15°C y 101,325 kPa)	MJ/m ³	D-1835	72,9-87,3
Composición			
Contenido de compuestos de C ₃	ml/100 ml	D-2163	2,5 (mínimo)
Contenido de compuestos de C ₄	ml/100 ml	D-2163	En conformidad con mezcla solicitada
Inferiores a C ₃	ml/100 ml	D-2163	2,3 (máximo)
Superiores a C ₄	ml/100 ml	D-2163	2 (máximo)
Olefinas	ml/100 ml	D-2163	20

* La presencia o ausencia de agua debe ser determinado por inspección visual a partir de las muestras que permiten determinar la densidad relativa.

** La muestra no debe contener inhibidores de corrosión.

Anexo C. Indicadores de cantidad

Tabla 227. Termómetros de mercurio usados para hidrocarburos [71]*

TIPO DE TERMÓMETRO ASTM**	RANGO	LONGITUD (in)	GRADUACIÓN	PRECISIÓN
58F-80	-30°F a 120°F	12	1°	±0,5°F
97F-80	0°F a 120°F	12	1°	±0,5°F
59F-80	0°F a 180°F	12	1°	±0,5°F
98F-80	60°F a 180°F	12	1°	±0,5°F
60F-80	170°F a 500°F	12	2°	±1,0°F

*Especificaciones adicionales pueden encontrarse en la Norma ASTM E-1

** Para termómetros en forma de codo debe cumplir lo dicho en la Norma API 7.1.4.2.3

Tabla 228. Precisión mínima en cambios de custodia para medidas dinámicas de temperatura en petróleos o derivados del petróleo [72]

SERVICIO	°F	°C
Prueba de Calibración	0,1	0,05
Verificación del medidor	0,5	0,25
Medición de campo	1,0	0,5

Tabla 229. Especificaciones de termómetros electrónicos portátiles [73]*

GRADUACIÓN MÍNIMA	PRECISIÓN	RANGO PARA PRECISIÓN DADA
0,1°F	±0,5°F	0-200°F
	±0,6°F	>200°F
0,1 °C	±0,5°F	0-100 °C
	±0,5°F	>100 °C

*Las especificaciones en esta tabla son las mínimas en dispositivos electrónicos portables usados en cambios de custodia.

Tabla 230. Tiempo mínimo de inmersión recomendado para termómetros

TERMÓMETROS ELECTRÓNICOS		TERMÓMETROS ENSAMBLE DE CAJUELA**			
		Diferencial de temperatura mayor a 2,5 °C		Diferencial de temperatura menor a 2,5 °C	
Grados API a 60°F*	En Movimiento	En Movimiento	Estacionario	En Movimiento	Estacionario
>50	30 segundos	5 minutos	10 minutos	5 minutos	10 minutos
40-49	30 segundos	5 minutos	15 minutos	5 minutos	15 minutos
30-39	45 segundos	12 minutos	20 minutos	12 minutos	20 minutos
20-29	45 segundos	20 minutos	45 minutos	20 minutos	35 minutos
< 20	75 segundos	45 minutos	80 minutos	35 minutos	60 minutos

* Densidad relativa al agua usado por la API.

** El ensamble de cajuela puede usarse en movimiento o en modo estacionario. En movimiento está definido como levantar y bajar el ensamble 1 pie arriba y debajo de la profundidad deseada para el tiempo límite especificado en la tabla.



Tabla 231. Comentarios sobre medidores electrónicos para uso con hidrocarburos

TIPO MEDIDOR ELECTRÓNICO	COMENTARIO
Termistor	No se recomienda a menos que se le ejecute una verificación y calibración continua
Termocupla	Termocuplas con compensación de voltaje de una sola inserción no deben ser usadas
RTD	Se recomienda para puntos de transferencia de custodia

Tabla 232. Medición del nivel en hidrocarburos líquidos estacionarios [74][75]

INSTRUMENTO DE MEDIDA		UNIDADES	MÉTODO API	CARACTERÍSTICAS
Tubo fijo	Diámetro	cm (in)	MPMS 3 1A 2000	20 (8) mínimo
	Ubicación	cm (in)	MPMS 3 1A 2000	Extremo inferior del tubo ubicado a 30 cm (12 in) por debajo de la parte superior del tanque
	Ubicación	cm (in)	MPMS 3 1A 2000	Línea central del tubo debe localizarse entre 45 y 80 cm (18 y 30 in) desde la coraza del tanque
ATG (Automatic Tank Gauging)	Número y repetibilidad de las mediciones manuales	mm (in)	MPMS 3 1B 2000	Deben hacerse al menos cinco consecutivas, con un error de 3 mm (1/8 in) máximo.
	Precisión requerida	mm (in)	MPMS 3 1B 2000	Para considerarse apropiadamente calibrado, el ATG debe estar dentro de un rango de +/- 3 mm (1/8 in) en comparación al medidor de nivel manual.
ATG servo operados	Tolerancia del cable y las poleas	mm (in)	MPMS 3 1B 2000	Debe ser menor que +/- 0,1 mm (0,004 in)
	Error por el peso del cable	mm (in)	MPMS 3 1B 2000	Debe ser menor que +/- 0,2 mm por cada 10 m de cable (0,008 in por cada 30 pies de cable)
	Error por el cambio en la densidad relativa del producto	mm (in)	MPMS 3 1B 2000	Debe ser menor que +/- 0,25 mm por cada 100 kg/m ³ de cambio de densidad relativa (0,01 in por cada 0,1 cambio en la densidad relativa)

Tabla 233. Medición del nivel en hidrocarburos líquidos estacionarios [74][75]

PROCEDIMIENTO	UNIDADES	MÉTODO API	REQUISITOS
Lectura de las mediciones	mm (in)	MPMS 3 1A 2000	Se requieren tres lecturas consecutivas dentro de un rango de 3 mm (1/8 in)
Comparación con una cinta patrón	Mm	MPMS 3 1A 2000	La cinta patrón debe tener una precisión de 1,5 mm por cada 30 m ó 0,005%, la incertidumbre para esta cinta debe ser de 0,3 mm por cada 30 m ó 0,001% de la longitud de la cinta
MEDICIONES SECUNDARIAS**			
VARIABLE	DESCRIPCIÓN		ESTÁNDAR
Temperatura	La temperatura del tanque debe medirse al mismo tiempo que se mida el nivel del tanque y debe ser representativa del contenido del tanque.		MPMS 7.4 2000
Presión	La medición de la presión se lleva a cabo con la ubicación de varios sensores		MPMS 3.1B 2000
Densidad	Para la medición hidrostática de tanques (HTG) debe incluirse la medida de la densidad		MPMS 9.1 2000
Masa	La medición de la masa, tiene como resultado obtener una medición del volumen		MPMS 16.2 2000

*Se debe verificar una vez al mes las cintas de trabajo con la cinta patrón y calibrar anualmente la cinta patrón.

**Estas mediciones se realizan utilizando sensores, los cuales deben ser precisos y estables. La inexactitud, incluyendo los efectos de la temperatura ambiente, típicamente deben ser menores que +/- 0,02% del valor superior del rango de medición.

Tabla 234. Medición del nivel en hidrocarburos líquidos estacionarios presurizados [80]

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	MÉTODO API	REQUISITOS
Calibración previa a la instalación del ATG	mm (in)	MPMS 3.3 2000	La lectura del ATG debe coincidir con una referencia certificada dentro de un rango de +/- 1 mm (1/16 in) sobre el rango completo del ATG
Error causado por la instalación del ATG y las condiciones de operación en la cadena de transferencia de custodia	mm (in)	MPMS 3.3 2000	Debe ser menor que +/- 3 mm (1/8 in)
Distancia desde la parte inferior del tubo fijo hasta la parte superior del tanque	mm (in)	MPMS 3.3 2000	Debe ser menor que 300 mm (1 ft)
Tolerancia de verificación inicial en la cadena de transferencia de custodia	mm (in)	MPMS 3.3 2000	La máxima separación entre dos lecturas cualquiera de las tres lecturas consecutivas que se toman durante la verificación inicial no deben exceder de 3 mm (1/8 in)
Comunicación y recepción de datos	mm (in)	MPMS 3.3 2000	La diferencia entre la lectura del nivel hecha por el ATG en el tanque y las unidades remotas de medida no deben exceder +/- 1mm (1/16 in)



Tabla 235. Parámetros para la medición de caudal y flujo másico en GLP [76] [77] [78] [79]

DISPOSITIVOS PRIMARIOS		VOLUMEN			
Tipo	Rango (m³/h)	Designación G		Norma ASTM	
Turbina	10 ⁻⁴ -10 ⁶	1,6		API MPMS 5.3	
Ultrasónico	10 ⁻² -10 ⁶	2,5		API MPMS 5.8	
Desplazamiento positivo	10 ⁻⁴ -10 ⁵	1,6		API MPMS 5.2	
Coriolis	1-10 ⁷	100		API MPMS 5.6	
DISPOSITIVOS SECUNDARIOS					
Instrumento	Exactitud (+-)	Estabilidad	Repetitividad	Clase	Banda MUERTA
Transmisor temperatura	0,2 °C	0,1 °C	0,2 °C	1	0,1 °C
Transmisor de presión manométrica	0,1 LMR	0,15 LMR	0,2 LMR	1	0,1 LMR
Transmisor de presión Diferencial	0,1 LMR	0,15 LMR	0,2 LMR	1	0,1 LMR

* Límite máximo del rango (LMR)

Anexo D. Tablas comparativas de normatividad por país, [59 – 80]

Tabla 236. Tabla comparativa sobre el mercado y la regulación asociada al GLP discriminada por países

	MERCADO	REGULACIÓN
Colombia	Consta de un gran productor y abastecedor la empresa estatal Ecopetrol. El mercado de distribución está marcado por la libre competencia de empresas públicas y privadas teniendo en cuenta que la distribución de GLP se considera un servicio público, es notable que el GLP vehicular está restringido a los vehículos de distribución de GLP.	El mercado del GLP en Colombia es regulado por la CREG y el Ministerio de Minas y Energía, mediante regulaciones en el precio para evitar que el único productor o las empresas privadas de distribución puedan llegar a desequilibrar el mercado con variaciones en el precio o con la calidad del producto abastecido.
Chile	El mercado del GLP en Chile está conformado por un productor y abastecedor que es la empresa estatal ENAP (Empresa Nacional de Petróleo) y un grupo reducido de distribuidores. La industria chilena de distribución se caracteriza como un oligopolio con tres compañías que controlan el 100% del mercado (empresas privadas con cobertura nacional Abastible, grupo Gasco y el grupo Lipigás). Chile es importador neto, con un 50% de su demanda proveniente del exterior y el otro 50% abastecido por la producción nacional.	El mercado del GLP en Chile se encuentra desregularizado, el cual promueve la libertad de mercado, la libertad de importación, la libertad de distribución y la libertad de precio, (regulado por la ENAP acorde al precio internacional Mont Belvieu. Costa del Golfo de EEUU-, el Ministerio de Minería y la Comisión Nacional de Energía), bajo los principios de Libertad económica, no discriminación, libre competencia, protección al consumidor, y propiedad industrial.
España	EL mercado del GLP en España se presenta como un oligopolio en la producción parte de las empresas REPSOL, CEPSA y BP junto con un mercado de libre competencia a lo largo de toda la cadena de distribución del GLP.	El mercado es regulado mediante un precio máximo de venta al público, con un registro de las empresas comercializadoras y con regulaciones técnicas para la prestación del servicio.
Estados Unidos	Numerosos productores y distribuidores conforman el mercado estadounidense. Existe la libre competencia y el mercado se extiende en el ámbito internacional.	Existe normatividad a nivel federal relacionada con la seguridad en instalaciones de GLP y con los precios, subsidios e impuestos sobre el producto. Otra normatividad más específica se encuentra a nivel estatal. Finalmente existen diferentes órganos a nivel nacional que expiden estándares importantes en relación con la determinación de diferentes características de los productos derivados del petróleo.
México	La producción e importación del GLP en México es monopolio de la empresa PEMEX, definido por las regulaciones del Estado respecto a la producción e importación de hidrocarburos en el territorio nacional, PEMEX surte las comercializadoras mayoristas y a partir de este punto entran en juego las empresas privadas con un esquema de libre competencia.	EL mercado es regulado por el SENER, el cual fija un tope para el precio al usuario final. Adicionalmente las empresas deben ser registradas en este organismo, el GLP es fuertemente subsidiado por lo cual el mercado es poco atractivo a la inversión extranjera.
Perú	Se compone de refinerías, plantas de abastecimiento, envasadoras, gasocentros, transportistas, aunque existen agentes adicionales que tornan la estructura un poco más compleja. No existe monopolio. Integración vertical de las plantas envasadoras con los centros de distribución.	La intervención del Estado en las actividades concernientes a la comercialización del GLP se hace mediante el OSINERGMIN. Los procedimientos y normas se guían por lo recomendado por la API o por la MPMS. La clasificación, características y especificaciones del GLP deben someterse a las normas aprobadas por INDECOPI



Tabla 237. Tabla comparativa de los indicadores y la normatividad para el GLP respecto a la calidad discriminada por países

Indicador	Corrosión tira de cobre		Contenido de azufre		Densidad relativa		Temperatura de evaporación		Residuos		Mancha de aceite	
	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional
Colombia	NTC 2515:1998	ASTM D 1838	NTC 5455:2006	ASTM D666 7:2004	NTC 2521: 1987	ASTM D 1657 D 2598	NTC 2563	ASTM 1835	NTC 2517:1986	ASTM D 2158	NTC 2517:1986	ASTM D 2158
Chile	NCh76.Of1985. (II)	ISO 6251	NCh1962.Of1996. (II)	IDT ASTM D 2784-92	NCh2395.Of1999 ANSINCh1961.Of1985 (II)	IDT ASTM D 4052 ISO 3993 Y en ASTM D 1657	(II)	(II)	NCh1940.Of1984. NCh2441.Of1999	EQV ASTM D 2158 = IP 317. EQV NF M 41-015	(II)	(II)
España (I)	EN ISO 6251:1998				EN ISO 3993:1995				EN 15470:2007, EN 15471:2007			
Estados Unidos	ASTM D 1838		ASTM D 2784		MPMS 9, MPMS 12, ASTM D 1298, ASTM D 1657		ASTM D 1835/37		ASTM D 2158		ASTM D 1835, D 2158	
México	(III)	(III)	(III)	(III)	PROY-NMX-CH-10790-IMNC-2010	(III)	(III)	(III)	(III)	(III)	(III)	(III)
Perú	NTP 321.007, NTP 321.099, NTP 321.101, NTP 321.097	(IV)	NTP 321.007, NTP 321.099, NTP 321.101, NTP 321.097	(IV)	NTP 321.095, NTP 321.098, NTP 321.007	(IV)	NTP 321.007	(IV)	NTP 321.096, NTP 321.007	(IV)	(IV)	(IV)

(I) España al ser parte de la Unión Europea asume la normatividad dictada por esta organización.

(II) Amparado en norma técnica NCh72.Of1999 Gases licuados de petróleo – Especificaciones, referencia internacional ASTM D-1835.

(III) En el caso que no exista una normatividad propia se aclara que deben referirse a organizaciones de reconocimiento internacional como la API, ASTM y la NPFA entre otras.

(IV) En el Decreto Superior No. 032-2004 EM en el Título Quinto, Capítulo Quinto, se habla brevemente de la medición de los procesos de hidrocarburos líquidos (GLP incluido), aclarándose en los Artículos 287 y 288 que los procedimientos y normas se guiarán por lo recomendado por la API, en el Manual of Petroleum Measurement Standards (2000), o cualquier otro instituto de prestigio internacional. El GLP cumple con las especificaciones de calidad establecidas en la Norma Técnica Peruana de INDECOPI, la cual está basada en el estándar internacional American Society for Testing and Materials -ASTM D1835.



Continuación Tabla 237. Tabla comparativa de los indicadores y la normatividad para el GLP respecto a la calidad discriminada por países

Indicador	Odorización		Presión de vapor		Contenido de agua		Sequedad	
	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional
Colombia	NTC 2303: 2008	ASTM 1835	NTC 2562: 1989	ASTM D 1267	NTC 5469: 2007	ASTM D 2713		
Chile	NCh2394.Of1999 (II)	IDT anexo A EN589	NCh77.Of1985 (II)	ISO 4256	NCh2070.Of2000 NCh75.Of1999 (II)	IDT ASTM D 1142-95 IDT ASTM D 2713:1991	NCh75.Of1999 (II)	(II)
España (I)	UNE-EN 13734:2001 ISO		EN ISO 4256:1998		EN 15469:2007		EN ISO 13758:1996	
Estados Unidos	ASTM D 5305		ASTM D 1267, D 6897		ASTM D 2713		ASTM D 1835, D 2713	
México	(III)	(III)	NOM-014-SCFI-1997	(III)	(III)	(III)	(III)	(III)
Perú	NTP 321.007	ASTM D 3700	NTP 321.100, NTP 321.007, NTP 321.098	(IV)	(IV)	(IV)	NTP 321.007, NTP 321.094	(IV)

(I) España al ser parte de la Unión Europea asume la normatividad dictada por esta organización.

(II) Amparado en norma técnica NCh72.Of1999 Gases licuados de petróleo – Especificaciones, referencia internacional ASTM D-1835.

(III) En el caso que no exista una normatividad propia se aclara que deben referirse a organizaciones de reconocimiento internacional como la API, ASTM y la NPFA entre otras.

(IV) En el Decreto Superior No. 032-2004 EM en el Título Quinto, Capítulo Quinto, se habla brevemente de la medición de los procesos de hidrocarburos líquidos (GLP incluido), aclarándose en los artículos 287 y 288 que los procedimientos y normas se guiarán por lo recomendado por la API, Manual of Petroleum Measurement Standards (2000), o cualquier otro instituto de prestigio internacional. El GLP cumple con las especificaciones de calidad establecidas en la Norma Técnica Peruana de INDECOPI, la cual está basada en el estándar internacional American Society for Testing and Materials -ASTM D1835.



Continuación Tabla 237. Tabla comparativa de los indicadores y la normatividad para el GLP respecto a la calidad discriminada por países

Indicador	% Sulfuro de hidrógeno		Poder calorífico		Número Wobbe		Composición	
	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional
Colombia	NTC 5470:2007	ASTM D 2420	NTC 2518: 1997	ASTM D 2163 D 3588	AGA Boletín No. 36	AGA Boletín No. 36	NTC 2518: 1997	ASTM D 2163
Chile	(II)	(II)	(II)	(II)	(II)		NCh73/2.Of1998 NCh73/1.Of2000 NCh2036.Of1999 NCh2070.Of2000 NCh1941.Of1984 (II)	EQV ASTM D 2163 = IP 264 (USA).
España (I)	EN ISO 8819:1995		UNE-EN 15984:2011, UNE-EN ISO 6976:2005		EN ISO 6976:2005		UNE-EN 15984:2011, UNE-EN ISO 6976:2005	
Estados Unidos	ASTM D 2420		ANSI/API MPMS 14.5		AGA Boletín No. 36		ANSI/API MPMS 14.5, ASTM D 2163	
México	(III)	(III)	(III)	(III)	(III)	(III)	(III)	(III)
Perú	NTP 321.097	(IV)	NTP 321.007, NTP 321.121	(IV)	(IV)	(IV)	NTP 321.007, NTP ISO 7941, NTP 321.098	ISO 7941

(I) España al ser parte de la Unión Europea asume la normatividad dictada por esta organización.

(II) Amparado en norma técnica NCh72.Of1999 Gases licuados de petróleo – Especificaciones, referencia internacional ASTM D-1835.

(III) En el caso que no exista una normatividad propia se aclara que deben referirse a organizaciones de reconocimiento internacional como la API, ASTM y la NPFA entre otras.

(IV) En el Decreto Superior No. 032-2004 EM en el Título Quinto, Capítulo Quinto, se habla brevemente de la medición de los procesos de hidrocarburos líquidos (GLP incluido), aclarándose en los Artículos 287 y 288 que los procedimientos y normas se guiarán por lo recomendado por la API, Manual of Petroleum Measurement Standards (2000), o cualquier otro instituto de prestigio internacional. El GLP cumple con las especificaciones de calidad establecidas en la Norma Técnica Peruana de INDECOPI, la cual está basada en el estándar internacional American Society for Testing and Materials -ASTM D1835.

Tabla 238. Tabla comparativa de los indicadores y la normatividad para el GLP respecto a la cantidad discriminada por países

Indicador	Nivel		Flujo				Temperatura		Presión	
	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional	Norma Nacional	Referencia Internacional
Colombia	NTC 3853		NTC 3853		(IV)	MPMS 5	NTC 2804-NTC 5779	OILM R84:2003 (MOD)	NTC 3855	ANSI/API MPMS 14.8
Chile	NCh1782/1.Of1985 NCh2427.Of2004 Mod 2005 NCh2476.Of2000 Mod 2005 NCh2108.Of2000 Mod 2007	NEQ ISO 20826:2006, NFPA 58:2005	NCh2230/2.Of1995. NCh2230/1.Of1995	NEQV ANSI/ASC B 109.1-1986 NEQV UNE 60-510-84	N.A.	(I)	N.A.	(I)	N.A.	(I)
España	UNE-ISO 8309:2005		UNE-ISO 8309:2005				UNE-ISO 8310:2005		EN-ISO 8973:1999	ISO 8973:1999
Estados Unidos	MPMS 3, MPMS 11, ANSI/API MPMS 14.8		MPMS 5		MPMS 5		MPMS 7		ANSI/API MPMS 14.8	
México	(II)	(II)	PROY-NMX-CH-10790-IMNC-2010, PROY-NMX-CH-10790-IMNC-2010	(II)	(II)	(II)	NMX-CH-064-IMNC-2006	(II)	NOM-014-SCFI 1997	
Perú	NTP 321.123	(III)	NTP 321.123	(III)	(III)	(III)	NTP 321.007	(III)	NTP 321.007/098/100	

- (I) Conforme al decreto N° 66 de 2 de febrero 2007, en su Artículo 7 se establece que en caso de uso de tecnologías diferentes a las mencionadas en el presente decreto o que no estén amparadas por normas técnicas nacionales, deben estar técnicamente respaldados en normas extranjeras pertinentes, internacionalmente reconocidas, entre otras, AGA, ANSI, API, ASME, ASTM, AWS, AWWA, BS, CGA, DIN, EN, ISO, JIS, NF, NFPA, UL, UNE, UNI o por estudios específicos o técnicos.
- (II) En el caso que no exista una normatividad propia se aclara que deben referirse a organizaciones de reconocimiento internacional como la API, ASTM y la NFPA entre otras.
- (III) En el Decreto Superior No. 032-2004 EM en el Título Quinto, Capítulo Quinto, se habla brevemente de la medición de los procesos de hidrocarburos líquidos (GLP incluido), aclarándose en los artículos 287 y 288 que los procedimientos y normas se guiarán por lo recomendado por la API, Manual of Petroleum Measurement Standards (2000), o cualquier otro instituto de prestigio internacional. El GLP cumple con las especificaciones de calidad establecidas en la Norma Técnica Peruana de INDECOPI, la cual está basada en el estándar internacional American Society for Testing and Materials -ASTM D1835.
- (IV) Manual de Medición de Hidrocarburos – Ecopetrol. Capítulo 16.



Anexo E. Resumen de las visitas

Visita No 1: VIDAGAS BOGOTÁ

Fecha Visita: 10/07/2012 y 11/07/2012

Dirección/Ubicación: Calle 113 No 7-21 Oficina 804, Bogotá D.C.

Objetivo de la visita: visita a tanques estacionarios

Responsable: Juan Carlos Martínez Londoño

Distribución de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: sede VIDAGAS

Método de transporte: carro tanques-planta móvil.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: medidor másico tipo coriolis ubicado en la parte trasera de la planta móvil (no se posee información adicional acerca de este medidor).

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: se encontraron ocho tanques con una capacidad de 120 galones, un tanque de 180 galones, un tanque de 300 galones, cinco tanques de 500 galones y dos tanques de 1.000 galones.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se encontraron elementos para medida de calidad.

Cantidad: Se encontraron un total de 10 manómetros (FR rango 0 a 60 psi, ROYAL GAUGES rango 0 a 300 psi, FISHER rango 0-300 psi y manómetros con rango 0 a 300 psi y 0 a 60 psi sin marcas visibles) de los cuales dos estaban ubicados aguas abajo del regulador de presión con una escala de 0 a 60 psi (0 a 4,22 kg/cm²) y ocho colocados antes del regulador (en la válvula principal) con una escala de 0 a 300 psi (0 a 27,43 kg/cm²). Se encontraron un total de 14 niveles magnetel (TAYLOR PRODUCTS rango 5% a 94% y ROCHESTAR GAUGES rango 5% a 95%) de los cuales nueve eran independientes de la válvula principal y cinco eran parte de ésta.

Comentarios adicionales: del total de los tanques cinco poseían placa de datos. Una información más detalla de las visitas puede encontrarse en la Tabla:

Tabla 239. Tanques estacionarios de la muestra de Vidagas

Entidad/Empresa	Dirección	Capacidad Tanque (galones)	Manómetro	Nivel Porcentual	Placa
Maquinados Técnicos y Fundiciones	Calle 10 N° 25ª-25	120	No	No	No
		120	No	No	No
Sándwich Cubano	Carrera 15 N° 94-49	180	0-300 psi	Si	No
Legarra S.A.	Av 19 N° 104-49	500	0-300 psi	Si	Si
		500	0-300 psi	Si	Si
		500	0-300 psi	Si	Si
Codesarrollo	Cra 96 H Bis 15 a 23	120	No	Si	No
Embotelladora Capri	Autopista Norte Km 19	1.000	0-300 psi	Si	No
Ámbar Terapias Alternativas	Cota Vereda la Moya camino San Nicolás	120	0-60 psi	Si	Si
Fulanitos Cocina Vallecaucana	Km 1,5 Vía Cota-Chía	120	No	No	No
La Cabaña del Chorizo	Km 17 Vía la Vega Autopista hacia Medellín	120	No	Si	No
		120	No	Si	No
Santa Res- Restaurante-Parrilla-Bar	Km 18 Vía la Vega Autopista hacia Medellín	300	0-300 psi	Si	No
La Molienda de Tavo	Autopista Medellín Km 17 El Rosal	500	0-60 psi	Si	Si
Granja La Constancia 4	Vía el Rosal Km 17	500	0-300 psi	Si	No
		1.000	0-60 psi	Si	No
Cortes Parrilla	Cra 3 N° 11-55 Mosquera	120	No	Si	No



Visita No 2: ASOGAS/COLGAS-BOGOTÁ

Fecha Visita: 11/07/2012 a 14/07/2012

Dirección/Ubicación: Carrera 56 No 19-33 Puente Aranda, Bogotá

Objetivo de la visita: visita a tanques estacionarios

Responsable: Juan Carlos Martínez Londoño

Distribución de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: Sede COLGAS

Método de transporte: carro tanques-planta móvil.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: medidor másico tipo coriolis ubicado en la parte trasera de la planta móvil.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: se encontró un tanque con una capacidad de 70 galones, dos tanques de 90 galones, seis tanques de 100 galones, dos tanques de 250 galones y tres tanques de 1.000 galones, en la tabla.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: No se encontraron elementos para medida de calidad.

Cantidad: Se encontraron un total de cuatro manómetros previos al regulador de presión (en la válvula principal), con una escala de 0 a 300 psi (0 a 27,43 kg/cm²), adicionalmente se encontraron un total de once niveles porcentuales de nivel de los cuales ocho eran independientes de la válvula principal y tres eran parte de ésta. Cinco de los tanques visitados poseían usuarios múltiples, en este caso se aprecia la medición individual de consumo para facturación.

Tabla 240. Tanques de la muestra de Asogas

Dirección	Capacidad tanque (galones)	Manómetro	Nivel porcentual	Placa
Avenida 82 N° 8-61	1.000	0-300 psi	Si	Si
Calle 80 N° 8-85	90	No	No	Si
	90	No	No	Si
Cra 18 N° 85-15	70	No	Si	No
Cr 15 N° 79-46	100	No	Si	No
Cr 7 N° 84-49	100	No	Si	Si
	100	No	No	Si
Calle 86 N° 9-30	100	No	Si	No
calle 103 N° 15-95	250	0-300 psi	Si	Si
Cra 13a N° 109-64	100	No	Si	
Calle 24 N° 12-61	100	No	Si	No
Cra 50 N° 15-80	1.000	No	Si	Si
	250	0-300 psi	Si	Si
Cra 9 Bis N° 96-61	1.000	0-300 psi	Si	No
Cra 7 N° 94-80	**			
Cra 15 Bis 110-07	**			
Cr 9 N° 89-08	*			
Cr 13a N° 101-79	*			
Calle 18 N° 1-85 este	*			
Cr 15 N° 7-28	*			
Calle 22 N° 14-34 apto 203	***			
Calle 71 N° 12-40 / Calle 75 N° 11-80	***			

*Tanque reemplazado por gas natural.

** Dirección no existe o no fue encontrada.

*** No se permitió ingreso.



Comentarios adicionales. Del total de tanques, ocho poseían placa de datos. Con la empresa ASOGAS se visitaron un total de 19 tanques, en las direcciones se encontraron cuatro donde el servicio de GLP fue reemplazado por gas natural, en dos de estas no se permitió ingreso y dos direcciones no se pudieron ubicar. Información más detalla de las visitas puede encontrarse en la tabla previamente mostrada.



Visita No 3: ASOGAS/COLGAS-BOGOTÁ

Fecha Visita: 16/07/2012

Dirección/Ubicación: Cra 56 No 19-33, Bogotá D.C

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición de los usuarios de GLP por tanques estacionarios en la ciudad de Bogotá

Responsable: Jorge Mario Trejos Valencia

Admisión de GLP:

Procedencia: sede COLGAS.

Método de transporte: carro tanques-planta móvil.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: medidor másico tipo coriolis ubicado en la parte trasera de la planta móvil.

Comentarios adicionales:

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: las capacidades de los tanques encontrados en su mayoría eran de 100 galones (siete), dos tanques de 120 galones, uno de 250 galones, uno de 280 galones, uno de 300 galones y un tanque de 500 galones. La mayoría de los tanques tenían medidores de nivel. No todos los tanques tenían placas de datos.

Aunque la mayoría de los tanques tenían fácil acceso, en estas visitas se encontró que dos de los tanques estaban enterrados, por lo que su acceso fue difícil. En cuanto al tiempo del último mantenimiento, estos variaban desde un mes hasta cinco años, el promedio de este tiempo era de dos meses.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se encontraron elementos para la medición de calidad.

Cantidad: se encontraron un total de 10 manómetros, con una escala de 0 a 300 psi (0 a 27,43 kg/cm²) y cuatro manómetros con una escala de 0 a 60 psi, adicionalmente se encontraron un total de siete medidores de nivel porcentual de los cuales cuatro eran independientes de la válvula principal y tres eran parte de esta. Seis de los tanques visitados poseían usuarios múltiples, en este caso se aprecia la medición individual de consumo para facturación.

Comentarios adicionales: en la ciudad de Bogotá se realizaron un total de 20 visitas a tanques estacionarios de usuarios de GLP de la empresa. De este número, debido a inconvenientes como dirección no encontrada o la negación del permiso para inspeccionar el tanque, solamente fue posible realizar 13 visitas efectivas. En cada una de estas visitas se encontraron en la mayoría de los casos un solo tanque, en algunos casos había dos, tres o más tanques por cada domicilio. En la tabla 241 se muestra un resumen de lo anteriormente expuesto.



Tabla 241. Tanques estacionarios de Asogas

Código tanque	Dirección	Capacidad tanque	Manómetro	Placa	Último mantenimiento
C1500	AV 22 # 41-56	100 gal	0-300 psi	si	cinco años
4486	CRA 15 # 79-46	100 gal	0-60 psi	no	*
C1471	DG 107 #43A-35	100 gal	0-60 psi	si	tres meses
2030	CLL 119 # 72A -15	100 gal	0-300 psi	no	*
2030	CLL 119 # 72A -15	120 gal	0-300 psi	no	*
SN	CLL 124 # 30-02	*	*	*	*
1110	CLL 151 # 7-23	*	*	*	*
C2633	CLL 45A # 45-80	*	*	*	*
6302	CRA 9 # 172-90	*	*	*	*
C3228	Autopista Norte # 224-50 Restaurante El Tambor	120 gal	0-300 psi	si	*
C3228	Autopista Norte # 224-50 Restaurante El Tambor	250 gal	0-300 psi	si	*
301	CRA 41 # 130-01 Pastoral Vocacional	100 gal	0-300 psi	si	*
301	CRA 41 # 130-01 Pastoral Vocacional	100 lb	*	no	*
96	TR 27A # 139 A-29	280 gal	0-60 psi	si	dos meses
3025	CLL 22 A # 132-78 BG 9	*	*	*	*
M1031985	Km 19 CRA 7 FUSCA CS 22	300 gal	0-300 psi	si	cuatro meses
5079	Km 19 CRA 7 FUSCA CS 74	100 gal	0-300 psi	si	*
C586	Km 19 CRA 7 FUSCA CS 3	100 gal	0-60 psi	si	dos meses
C1912	CRA 7 # 237-04 casa Matos-Floresta La Sabana	100 gal	0-300 psi	si	*
2575	CRA 7 # 237-04 casa Arango-Floresta La Sabana	500 gal	0-300 psi	si	un mes
2095	CRA 50 B # 127-20 INT 1	*	*	*	*
C726	AEROPUERTO CATAM	*	*	*	*



Visita No 4: ASOGAS/COLGAS-SAN FRANCISCO

Fecha Visita: 17/07/2012

Dirección/Ubicación: Cra 56 No 19-33, Bogotá D.C.

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición de los usuarios de GLP por tanques estacionarios en el municipio de San Francisco (Cundinamarca)

Responsable: Jorge Mario Trejos Valencia

Admisión de GLP:

Procedencia: sede COLGAS.

Método de transporte: carrotanques-planta móvil

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad

Cantidad: medidor másico tipo coriolis ubicado en la parte trasera de la planta móvil.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento:

En el municipio de San Francisco se visitó una granja avícola ubicada en la Finca Villa Conny, allí se encontraban 18 tanques, de los cuales se inspeccionaron dos de ellos con una capacidad de 100 galones. Estos tanques constan de una válvula reguladora que a la vez sirve como válvula de llenado, un medidor de presión y en algunos casos una válvula de paso. Los tanques tenían medidores de nivel y de presión. En cuanto al tiempo del último mantenimiento, estos eran de un mes.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se encontraron elementos para la medición de la calidad.

Cantidad: Se encontraron dos manómetros, con una escala de 0 a 300 psi (0 a 27,43 kg/cm²), adicionalmente se encontraron dos medidores de nivel porcentual (magnetel).

Comentarios adicionales: en la tabla se muestran las características más relevantes de estos tanques.

Tabla 242. Tanques estacionarios de la muestra en San Francisco

Código tanque	Dirección	Capacidad tanque	Manómetro	Placa	Último mantenimiento
C1831	Finca Villa Conny, San Francisco	100 gal	0-300 psi	si	seis meses
C1586	Finca Villa Conny, San Francisco	100 gal	0-300 psi	si	seis meses



Visita No 5: COLGAS-YUMBO

Fecha Visita: 06/08/2012

Dirección/Ubicación: kilómetro 2,5 vía Vije-Yumbo

Objetivo de la visita: visita a la comercializadora mayorista y a la envasadora

Responsable: Juan Carlos Martínez Londoño

Comercialización mayorista

Admisión de GLP:

Procedencia: Ecopetrol terminal Yumbo.

Método de transporte: Propanoducto.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan medición de calidad.

Cantidad: en el ducto de entrada se encuentra un medidor másico tipo coriolis (Actaris M200 Rango 14,5-1450 kg/min) con el cual se comprueba la cantidad de producto recibido de la empresa Ecopetrol el medidor másico cuenta con un manómetro de carátula graduado de 0 a 400 psi y con un display con medición remota para ver la cantidad de GLP recibida.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: la planta de Yumbo posee 23 tanques de almacenamiento destinados para la comercialización mayorista con capacidades promedio de 33.000 galones.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: Termómetro de carátula (FISHERWIKI rango 25 a 125 °F), manómetro (BOURDON HAENNI rango 0 a 300 psi), rotogage (REGO rango 2% a 100%) y magnetel (ROCHESTER GAUGES rango 5% a 95%). en cada tanque.

Despacho de GLP:

Destino: tanque de envasadora y GAS NARIÑO.

Método de transporte: la empresa transporta hacia la distribuidora mediante ductos y para la distribución hacia empresas externas se utilizan carrotanques.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: Para el llenado de los carrotanques se cuenta con 3 boquillas para llenado, previo al llenado existe un medidor másico (ACTARIS NEPTUNE M200 rango 14,5 a 1450 kg/min) con el cual se determina la cantidad de producto entregado y por el cual se factura (como mayorista).

Comentarios adicionales: la empresa COLGAS no es dueña de los carrotanque mediante el cual se despacha el producto como comercializador mayorista (el principal cliente de la comercializadora es la empresa GAS NARIÑO).

Distribución de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: distribuidora mayorista.

Método de transporte: ductos.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: manómetro (BOURDON HAENNI rango 0 a 300 psi)

Comentarios adicionales: el producto se hace pasar por una estación de bombeo con destino la planta de envasado.

Almacenamiento de GLP:



Descripción tanques de almacenamiento: la planta de envasado cuenta con un tanque con capacidad 33.000 galones marcado con el número 24.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: Termómetro de carátula (FISHERWIKI rango 25 a 125 °F), manómetro (BOURDON HAENNI rango 0 a 300 psi), rotogage (REGO rango 2% a 100%), y magnetel (ROCHESTER GAUGES rango 5% a 95%).

Comentarios adicionales: el tanque posee destinación exclusiva para envasado.

Despacho de GLP:

Destino: envasado y tanques estacionarios.

Descripción de envasado: los cilindros debidamente rotulados son llenados mediante un sistema TROYA que emplea básculas (Prometálicos), con certificación de calibración expedido por el laboratorio de metrología IMPROTEC (certificados con vigencia de 1 año), las básculas poseen un indicador electrónico con resolución de 0,1 kg (tipo TRO-YMB-01).

Método de transporte: la empresa posee tres carrotanques con capacidad de 2940 galones para la distribución a granel. Estos poseen un rotogage para medición de nivel, un termómetro, un manómetro y un medidor másico.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: para el envasado se posee básculas electrónicas (Prometálicos), manómetros y un display electrónico. Cada carrotanque posee un rotogage (REGO rango 2% a 100%) para medición de nivel, un termómetro (BOURDON HAENNI rango 25 a 125 °F), un manómetro (BOURDON HAENNI rango 0 a 300 psi).

Comentarios Adicionales:

Cada cilindro posee su tara marcada en él, antes del llenado esta tara es comprobada pesando el cilindro vacío, si la tara es superada en un 2% se realiza un vaciado de residuos, estos residuos se almacenan en un tanque con capacidad de 1.000 galones, para ser posteriormente recogido por la empresa Ecopetrol (no hay una remuneración económica por estos).



Visita No 6: Ecopetrol-YUMBO

Fecha Visita: 06/08/2012

Dirección/Ubicación: cruce Panorama vía Vijes-Yumbo

Objetivo de la visita: visita a la terminal Yumbo de Ecopetrol

Responsable: Juan Carlos Martínez Londoño

Gran comercializador de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: Ecopetrol terminales Barrancabermeja y Buenaventura.

Método de transporte: Poliducto.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: densímetro remoto ultrasónico con el cual se identifica cual bache de producto se está recibiendo (mediante la densidad del producto se determina que elemento del bache se está recibiendo).

Cantidad: medidor de nivel por radar (ROSEMOUNT TANK GAUGING rango 0 a 60 m) ubicado en los tanques de recuperación.

Comentarios adicionales: al transportar baches de GLP la parte inicial y final puede encontrarse en contacto con gasolina por lo cual en los extremos del bache se presenta una mezcla de ambos, para poder separar estos productos el principio y el final del bache es llevado hacia dos tanques de recuperación en forma de tabaco en los cuales mediante agitación del producto se separa el GLP de la gasolina, para luego ser reintegrado a la línea.

Adicional al densímetro existe un equipo para determinar la calidad por luz ultravioleta para diesel, gasolina y combustible jet (no es aplicable para GLP por el principio del funcionamiento del equipo).

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: una vez el producto es recibido (determinado que producto se está recibiendo), se lleva hacia el piezómetro de entrada donde en caso de sobrepresión si es GLP se lleva hacia un quemador o si es otro tipo de combustible se lleva hacia un tanque con capacidad de 100.000 galones. Una vez se pasa el manómetro de entrada el producto pasa por un filtrado seguido por una válvula de presión la cual es la encargada de controlar la presión a lo largo de todo el poliducto.

Una vez el producto supera la válvula de presión entra en el denominado “patín de medición”, el cual inicia con un densímetro el cual es controlado en línea, el producto pasa ahora por una válvula de cierre de doble compuerta y por un nuevo filtrado, posterior al filtrado se encuentra un corrector de flujo con el fin de garantizar el perfil adecuado para la medición.

El producto ahora se dirige hacia un medidor volumétrico de tipo turbina, adicionalmente, en este punto se mide la presión y la temperatura del producto. Posterior se encuentra una derivación con opción de paso por un patrón unidireccional Brooks T. Rosemount con el cual puede comprobarse que la medición realizada mediante la turbina sea la correcta (existe un patrón adicional para la medición de gasolina, diesel y Jet A-1 entre otros). Ya sea que el producto pase por el patrón o siga su recorrido, el siguiente elemento que se encuentra es una segunda válvula de presión donde se asegura que la presión sea la suficiente durante todo el proceso para que no se presente cambio del GLP a fase gaseosa, y por una segunda válvula de cierre de doble compuerta con la cual se da fin al patín de medición.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: corrector de flujo.

Cantidad: densímetro (SOLARTRON MOBREY rango 0,22 a 1,6 g/cm³), medidor volumétrico tipo turbina (Smith meter rango 200 a 1500 BPH), transductor de presión (ROSEMOUNT rango 0 a 4.000 psi) y transductor de temperatura (ROSEMOUNT rango 32-212 °F).

Comentarios adicionales: se considera que el producto que está en el proceso de medida es almacenado y se colocará en la descripción de los tanques de almacenamiento el procedimiento que se realiza.



Los densímetros no se calibran únicamente se verifican (tiene una vida útil de 10 años, en el último remplazo del equipo en el año 2004 el equipo no presentó una variación mayor al 0,1% por lo cual fueron asignados para medición en otras líneas de combustible).

Corrector de flujo como es requerido en las normas API dejando diez veces el diámetro de la tubería aguas arriba y cinco veces el diámetro aguas abajo, esto con el fin de garantizar el perfil adecuado para la medición.

Medidor volumétrico de tipo turbina no se reemplaza por un medidor másico debido a que la mayor parte del tiempo éste es utilizado para medir líquidos como gasolina, diesel y combustible jet entre otros, este medidor funciona enviando pulsos cada que giran los alabes, estos pulsos son transmitidos hacia la cabina de control.

Despacho de GLP:

Destino: VELOGAS, Gasco, INTERGAS (estos 3 comparten una misma línea de distribución), COLGAS Y VIDAGAS.

Método de transporte: inicialmente se encuentra una válvula cheque y posterior a esta se transporta el GLP hacia “flautas” donde el producto es distribuido hacia tres líneas principales, una de estas líneas es compartida por empresas VELOGAS, Gasco Y INTERGAS (GAS PAÍS), una línea es para la empresa VIDAGAS, y la última línea para la empresa COLGAS, con lo cual se abastece un total de cinco empresas.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad

Cantidad: transductor de presión (ROSEMOUNT rango 0 a 4.000 psi).

Comentarios adicionales: la facturación del producto se realiza mediante una integración de la señal de pulsos que se recibe del medidor de turbina, junto con la señal de densidad del densímetro ubicado al principio del patín de medición con la cual se obtiene un volumen de producto el cual es corregido mediante tablas tomadas de las normas API para la presión y la temperatura medidos en la turbina.



Visita No 7: SURCOLOMBIANA DE GAS S.A. E.S.P.

Fecha Visita: 09/08/2012

Dirección/Ubicación: Palestina (Huila), cabecera municipal

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición en la planta de distribución de GLP por redes en el municipio de Palestina

Responsable: Jorge Mario Trejos Valencia

Comercialización minorista de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: se hace una programación de solicitud de producto a las empresas Ecopetrol S.A Y ALMAGAS S.A E.S.P. Con las que se tiene un contrato de suministro de GLP.

Método de transporte: de acuerdo con la programación, y una vez realizada la solicitud al proveedor, se procede a enviar el vehículo (tanque cisterna-capacidad de carga de 3.500 galones) de propiedad de la empresa SURGAS, al punto de entrega del producto, para el caso de Ecopetrol será en Campo Dina, en el municipio de Aipe (Huila), el punto de entrega de ALMAGAS, se hace en Mansilla, Facatativá (Cundinamarca); una vez realizado el cargue, se procede a realizar el desplazamiento al municipio de Palestina.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: el tanque posee un medidor de nivel (magnetel) con las siguientes características:

Marca: Taylor Products

Rango: 0-100%

Un medidor de presión (manómetro) con las siguientes características:

Marca: WIKA

Clase: 5

Rango: 0-300 psi

Comentarios adicionales: estando en el municipio se hace la toma de lectura en porcentaje al tanque estacionario y al tanque cisterna, luego se hace el descargue de acuerdo con lo programado; terminado el descargue se llenan un comprobante de entrega del producto (control), con copia al operador, conductor y al supervisor de transporte.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: esta red está compuesta por 257 usuarios, los cuales son abastecidos por un tanque de 3.070 galones ubicado en la cabecera municipal. Este tanque, en promedio y de acuerdo con la demanda, es abastecido cada 15 días mediante un camión cisterna, pero por seguridad comúnmente se llena sólo el 50% de la capacidad total. El control del volumen se hace mediante una tabla de aforo en la que se relaciona el nivel medido en el indicador porcentual y el volumen de gas dentro del tanque.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: los sistemas de medición que posee el tanque son los que miden la presión (manómetro) y el nivel (magnetel), cuenta además con un sistema de regulación de presión mediante válvulas que se encuentra en la línea de salida del tanque, este sistema tiene un bypass con un manómetro de 0 a 60 psi a la entrada y otro de 0 a 300 psi a la salida. Este bypass se utiliza cuando la línea principal requiere de mantenimiento sin interrumpir el flujo de combustible. El sistema cuenta además con un tanque acumulador en el que quedan atrapados los residuos que pueda llegar a tener el gas. En la parte superior del tanque de almacenamiento se encuentra la válvula de llenado y el medidor porcentual de nivel, en la parte inferior se encuentra una válvula de drenaje que se abre cuando el tanque requiere ser vaciado.

Comentarios adicionales:

En cuanto a los sistemas de medición de cada usuario, estos están contenidos en un gabinete metálico ubicados en la parte exterior de domicilio, en cada uno de estos gabinetes se encuentra el medidor de flujo (contador), una válvula reguladora y una válvula de paso.



Visita No 8: VIDAGAS-MANIZALES

Fecha Visita: 09/08/2012

Dirección/Ubicación: kilómetro 3 vía al Magdalena

Objetivo de la visita: Visita a la comercializadora mayorista, a la envasadora y a un tanque estacionario.

Responsable: Juan Carlos Martínez Londoño

Comercialización mayorista

Admisión de GLP:

Procedencia: Ecopetrol terminal Manizales.

Método de transporte: propanoducto.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan medición de calidad.

Cantidad: en el ducto de entrada se encuentra un medidor másico tipo coriolis (ACTARIS NEPTUNE M100 rango 5 a 500 kg/min) con el cual se comprueba la cantidad de producto recibido de la empresa Ecopetrol. El medidor másico cuenta con un manómetro de carátula (BOURDON HAENNI rango 0 a 600 psi) y con un display con medición remota para ver la cantidad de GLP recibida.

Comentarios adicionales:

El medidor másico coriolis aún se encuentra en etapa de implementación.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: la comercializadora mayorista posee un tanque de 11.000 galones, tres tanques con un promedio entre 35.500 y 35.700 galones y un último tanque de 45.000 galones.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: la empresa posee termohidrómetros (REFINERY SUPPLY COMPANY) con los cuales se tiene la certeza de cuál es la densidad en cada uno de los tanques (el sistema ya está implementado en 3 de los tanques, por problemas en los restantes aún no es operativo).

Cantidad: cada tanque posee dos medidores de nivel un rotogage (REGO ECII rango 1 a 100%) y un magnetel (ROCHESTER rango 5 a 95%), un termómetro de carátula (FISHER WIKA rango de -20 a 120 °C) y un manómetro (BOURDON HAENNI rango 0 a 900 psi)

Comentarios adicionales:

Despacho de GLP:

Destino: tanque de envasadora y plantas de la misma compañía.

Método de transporte: la empresa transporta hacia la distribuidora mediante ductos; para la distribución hacia empresas externas se utilizan carrotanques.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: para el llenado de los carrotanques se cuenta con una boquilla para llenado, previo al llenado existen dos medidores másicos (ACTARIS NEPTUNE m100 rango 5 a 500 kg/min) con el cual se determina la cantidad de producto entregado (uno para fase líquida y otra para gaseosa).

Distribución de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: distribuidora mayorista

Método de transporte: ductos

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad

Cantidad: manómetros de carátula (BOURDON HAENNI rango 0 a 600 psi).



Comentarios adicionales: el producto se hace pasar por una estación de bombeo con destino la planta de envasado.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: la planta de envasado cuenta con un tanque con capacidad 35.000 galones marcado con el número 2. Se visitó un tanque estacionario con capacidad 1.000 galones.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: el rotogage presente en el tanque de la envasadora posee un ducto adicional en el cual se pretende instalar un termohidrómetro para tener la certeza de cuál es la densidad en el tanque.

Cantidad: el tanque de la envasadora posee dos medidores de nivel un rotogage (REGO ECII rango 1 a 100%) y un magnetel (ROCHESTER rango 5 a 95%), un termómetro de carátula (FISHER WIKA rango de -20 a 120 °C) y un manómetro (BOURDON HAENNI rango 0 a 900 psi)

Comentarios adicionales: el tanque de la envasadora posee destinación exclusiva.

Despacho de GLP:

Destino: envasado y tanques estacionarios.

Descripción de envasado: los cilindros debidamente rotulados son llenados mediante un sistema TROYA que emplea 10 básculas electrónicas (REVUELTA rango 0 a 300 kg), las básculas poseen un indicador electrónico con resolución de 0,1 kg.

Método de transporte: el GLP es transportado mediante ductos desde los tanques mayoristas hacia el tanque de la envasadora; se utiliza un carro tanque alquilado con capacidad de 1.500 galones para la distribución a granel.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: la línea de envasado se posee un termohidrómetro (REFINERY SUPPLY COMPANY).

Cantidad: para el envasado se posee básculas electrónicas con display electrónico y un manómetro de carátula. Cada carro tanque posee un rotogage para medición de nivel, un termómetro, un manómetro y un medidor másico (LIQUID CONTROLS).

Comentarios Adicionales: las básculas son comprobadas 2 veces al día con masas patrones de 10, 20 y 50 kg (al inicio de la jornada y luego de medio día), cada cilindro posee su tara marcada en él, antes del llenado esta tara es comprobada pesando el cilindro vacío, si la tara es superada en un 2% se le realiza un vaciado de residuos, estos residuos se almacenan en un tanque con capacidad de 1.000 gal, para ser posteriormente recogido por la empresa Ecopetrol (no hay una remuneración económica por estos).



Visita No 9: COLGAS-MANIZALES

Fecha Visita: 09/08/2012

Dirección/Ubicación: km 3 vía al Magdalena

Objetivo de la visita: visita a tanques estacionarios

Responsable: Juan Carlos Martínez Londoño

Distribución de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: sede COLGAS Manizales.

Método de transporte: carrotanques-planta móvil.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: medidor másico ubicado en la parte trasera de la planta móvil.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: se encontraron tres tanques con una capacidad de 120 galones, dos tanques de 300 galones, un tanque de 500 galones y un tanque de 2.000 galones.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se encontraron elementos para medida de calidad.

Cantidad: se encontraron un total de 6 manómetros de los cuales cinco estaban ubicados aguas abajo del regulador de presión con una escala de 0 a 30 psi (3 de estos manómetros ubicados en el mismo tanque) y uno ubicado antes del regulador con una escala de 0 a 600 psi. Se encontraron un total de seis niveles, todos independientes de la válvula principal.

Comentarios adicionales: del total de los tanques cinco poseían placa de datos. No se visitaron tanques estacionarios con usuarios múltiples. Información más detalla de las visitas puede encontrarse en la Tabla:

Tabla 243. Tanques estacionarios de la muestra en Caldas

Entidad/Empresa	Dirección	Teléfono	Capacidad Tanque	Manómetro	Nivel Porcentual	Placa
SICOLSA	Km 9 Vía al Magdalena	8982779	120 gal	No	No	No
Edificio Tejares del Bosque	Cra 24 No 75a-10	8872597	2.000 gal	-	Si	Si
Edificio Altos de Baviera	Calle 77 No 20-23	8868226	500 gal	0-30 psi	Si	Si
Guioamar Escobar de Jaramillo	Cra 28B No 71a-06	8874448	120 gal	No	Si	Si
Jerez de la Frontera	Calle 65 No 23b-53	8854083	300 gal	0-30 psi	Si	Si
Super Mercado el Ahorro	Cra 23 Calle 19 Esquina	-	300 gal	No	Si	Si
Marco Zuluaga	km 3 Vía antigua a Chinchiná	8899315	120 gal	No	Si	Si



Visita No 10: COLGAS-SALDAÑA

Fecha Visita: 10/08/2012

Dirección/Ubicación: Saldaña (Tolima), km 2 vía a Bogotá

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición en la planta de envasado de GLP del municipio de Saldaña

Responsable: Jorge Mario Trejos Valencia

Distribución

Admisión de GLP:

Procedencia: el gas que llega a esta planta proviene del municipio de Mosquera.

Método de transporte: camiones cisterna.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: periódicamente una cisterna proveniente de la planta de Mosquera descarga el GLP en la planta, esto se hace mediante una válvula Pulvex, se cuenta además con un dispositivo medidor de consumo que comúnmente se conoce como registradora, la cual controla el nivel de galones cuando el vehículo abastece a la planta.

Comentarios adicionales: el sistema de llenado se ajusta y calibra diariamente utilizando unas masas patrón.

Las operaciones comerciales se llevan a cabo en unidades de kg, es decir, se recibe en kg. Únicamente se utilizan unidades de galones para medir la capacidad de los tanques.

La planta dispone de una caseta de bombas, la cual está conformada por dos bombas, cada una con una presión de operación promedio de 120 psi, cada una tiene una capacidad para bombear gas desde el tanque de almacenamiento hacia la plataforma de llenado. Cada bomba está compuesta por: válvula de entrada, válvula de salida y válvula de retorno. El compresor impulsa el gas desde la cisterna hacia el tanque de almacenamiento, según la necesidad permite regular las presiones. Posee una válvula de admisión y una válvula de descarga.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: el tanque en el que se almacena el GLP de la planta tiene una capacidad de 29.807 galones (100%), según lo expresado por la CREG, éste solamente debe llenarse en un 95% por motivos de seguridad. En la parte inferior del tanque se encuentran cuatro válvulas:

Válvula de entrada del GLP

Válvula de salida hacia la plataforma de envasado

Retorno: regula la presión de la bomba de envasado

Válvula de vapor: para el descargue de la cisterna

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: el tanque posee los siguientes equipos de medición:

Magnetel: proporciona una medida estimada (no real) del llenado del tanque.

Manómetro: mide la presión a la que se encuentra el tanque, los valores promedio de esta presión son de 90 a 100 psi.

Termómetro: mide la temperatura a la que se encuentra el GLP.

Medidor de nivel: se utiliza un rotogage, todos los días se toman las mediciones de éste, el proceso consiste en tomar dos mediciones, una para cada lado del medidor y se promedian las dos lecturas.

Comentarios adicionales: existe un área de la plataforma denominada la *Zona de drenaje*. Allí se concentran los cilindros devueltos por los usuarios por productos no conformes generados en la planta, debido a problemas en las válvulas o escapes; debe aclararse que estas devoluciones no se dan por mala calidad del producto, sino por problemas mecánicos en los cilindros. El gas contenido en estos cilindros es depositado en un tanque de almacenamiento con una capacidad de 1.000 galones, y de allí es llevado al tanque de almacenamiento principal.

Despacho de GLP:

Destino: los cilindros que son llenados se montan a un camión repartidor el cual los distribuye en las zonas cercanas a la planta.



Descripción de envasado: en la plataforma de envasado de cilindros se encuentran cuatro básculas de envasado, cada una posee una tarjeta de control o tarjeta madre, un sistema de válvula solenoide la cual da paso al GLP desde la tubería hasta la manguera de llenado.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: cada báscula de envasado es alimentada y dirigida por un sistema global de control y medición (Troya). Para el proceso de llenado existe una tabla de tolerancias, que expresa la desviación máxima permisible en masa, para cada referencia:

Tabla 244. Tolerancias de llenado de cilindros

Cilindro [lb (tara)]	Masa adicionada [kg]	Tolerancia [kg]
20	9	+/- 0,1
33	15	+/- 0,2
40	18	+/- 0,3
100	45	+/- 0,5

Para obtener el peso total a la tara (peso del cilindro al vacío) se le suma la masa adicionada:

Peso total = tara + masa adicionada

Este proceso se controla mediante un medidor que posee cada báscula de llenado.

Comentarios adicionales: la planta no calibra los instrumentos, solamente comprueba con un patrón. La calibración de los equipos se hace anualmente y la realiza un ente externo competente. En la planta de Mosquera se hace el control metrológico. Las básculas de envasado se comprueban todos los días mediante masas patrón de 5, 10 y 20 kg.

Las operaciones comerciales se llevan a cabo en unidades de kg, es decir, se despacha en kg. Únicamente se utilizan unidades de galones para medir la capacidad de los tanques.

La medición de las propiedades de cantidad se hace de forma manual y de forma automática (sistema CG1).

Las diferencias encontradas entre las dos mediciones son muy pequeñas.

El volumen se corrige por presión y temperatura, esto lo hace el CG1, éste arroja un valor total corregido.

Se manejan cuatro tamaños (referencias) de cilindros: 20, 33, 40 y 100 lb.



Visita No 11: ENVASADORA DE GAS DE PUERTO SALGAR (ENVAGAS)

Fecha Visita: 10/08/2012

Dirección/Ubicación: kilómetro 3 vía Ecopetrol, Puerto Salgar (Cundinamarca)

Objetivo de la visita: visita a la comercializadora mayorista y a la envasadora

Responsable: Juan Carlos Martínez Londoño

Comercialización mayorista

Admisión de GLP:

Procedencia: Ecopetrol terminal Puerto Salgar.

Método de transporte: propanoducto.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan medición de calidad.

Cantidad: en el ducto de entrada se encuentra un manómetro de carátula (ASHCROFT 0 a 500 psi).

Comentarios adicionales: para medir la cantidad de GLP se revisa la cantidad recibida en los tanques mediante rotogage.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: la planta comercializadora mayorista posee cinco tanques (numerados del 1 al 5) con capacidades promedio de 29.000 galones y un tanque (tanque número 7) con capacidad 74.902 galones.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: de los seis tanques dos poseen medidores de nivel magnetel (ROCHESTER 5 a 95%) y todos ellos poseen rotogage (REGO ECII), todos los tanques poseen termómetro de carátula (FISHERWIKI rango -20 a 120 °C) y manómetros (ASHCROFT rango 0 a 300 psi).

Comentarios adicionales:

Despacho de GLP:

Destino: planta envasadora, GAS NEIVA y tanques estacionarios en el departamento del Tolima.

Método de transporte: la empresa posee un carrotanque con capacidad de 2.900 galones el cual es usado para transportar el producto de la comercializadora mayorista hacia la planta envasadora. Los carrotanques utilizados para la comercialización a empresas externas no es parte de los activos de la empresa.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: el carrotanque posee un rotogage para medición de nivel, un termómetro, un manómetro y un medidor volumétrico de flujo. El llenado de los carrotanques se realiza mediante 2 boquillas, la cantidad de producto despachado se determina mediante rotogage (del carrotanque despachado).

Distribución

Admisión de GLP:

Procedencia: distribuidora mayorista.

Método de transporte: carrotanque.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: el carrotanque posee un rotogage (REGO rango 1 a 100%) para medición de nivel, un termómetro (USG rango -40 a 70 °C), un manómetro (SECO rango 0 a 300 psi) y un medidor volumétrico tipo cilindro oscilante de flujo (ACTARIS NEPTUNE 4D-MT rango 20 a 100 gpm).



Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: la planta de envasado cuenta con un tanque con capacidad 33.000 galones marcado con el número 6.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: termómetro de carátula (FISHER WIKA rango 0 a 250 °F), manómetro de 0 a 500 psi marca BOURDON HAENNI, rotogage (REGO rango 1 a 100%) y magnetel (ROCHESTER 5 a 95%).

Comentarios adicionales: el tanque posee destinación exclusiva para envasado.

Despacho de GLP:

Destino: envasado y tanques estacionarios.

Descripción de envasado: el producto es bombeado desde el tanque hacia la envasadora, los cilindros debidamente rotulados son llenados mediante ocho básculas de brazo, el indicador en el brazo es ubicado a la cantidad de GLP deseada (tara + capacidad másica del envase), una vez el brazo alcanza el punto de equilibrio mediante un disparador el flujo de GLP se corta. Una vez lleno el cilindro es comprobado en una báscula electrónica.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: para el envasado se posee básculas de brazo (PROMETALICOS rango 0 a 50 kg), báscula electrónica (PROMETALICOS rango 0 a 500 kg) y manómetros (SECO rango 0 a 300 psi).

Comentarios Adicionales: cada cilindro posee su tara marcada en él y se comprueba pesando el cilindro antes del llenado, si la tara se supera en un 2% el cilindro es llevado para drenado de residuos para lo cual se posee un tanque de 300 galones, el proceso de llenado por básculas fue certificado con un error admisible de 0,5 lb. Se comprueban las básculas cada 15 días con 2 patrones de 25 y 50 kg. Se realizó el llenado de 2 cilindros de 30 lb obteniendo los resultados de la Tabla:

Tabla 245. Comparación de básculas en Envagas Puerto Salgar

Cilindro	Tara (kg)	Peso báscula de brazo (kg)	Peso báscula electrónica (kg)
1	14	29,3	29,5
2	14	29,3	29,2



Visita No 12: GASPAÍS-PUERTO SALGAR

Fecha Visita: 10/08/2012

Dirección/Ubicación: kilómetro 3 vía Ecopetrol Puerto Salgar

Objetivo de la visita: visita a la comercializadora mayorista y a la envasadora

Responsable: Juan Carlos Martínez Londoño

Comercialización mayorista

Admisión de GLP

Procedencia: Ecopetrol terminal Puerto Salgar.

Método de transporte: propanoducto.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan medición de calidad.

Cantidad: en el ducto de entrada se encuentra un medidor másico tipo coriolis (ROTAMASS) con el cual se comprueba la cantidad de producto recibido de la empresa Ecopetrol el medidor másico cuenta con un manómetro de carátula graduado y con un display con medición remota para ver la cantidad de GLP recibida.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: la empresa posee cinco tanques utilizados, cuatro de estos tanques con capacidad promedio 72.340 galones (tanques número 3 a 6) y un tanque de 35.483 galones (tanque número 2).

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: cada tanque posee dos medidores de nivel un rotogage (REGO rango 1 a 100%) y un magnetel (ROCHESTER 5 a 95%), un termómetro (FISHER WIKA rango -20 a 120 °C) y un manómetro (BOURDON HAENNI rango 0 a 600 psi).

Despacho de GLP:

Destino: tanque de envasadora, UNIGAS, CODEGAS Y GAS NARIÑO.

Método de transporte: la empresa transporta hacia la distribuidora mediante ductos y para la distribución hacia empresas externas se utilizan carrotanques. Para el llenado de los carrotanques se cuenta con tres boquillas.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: posterior a los tanques de almacenamiento mayorista se encuentra un nuevo conjunto de medidor másico (ROTAMASS) y válvula reguladora de presión.

Comentarios adicionales:

La empresa posee 25 carrotanques con capacidades entre los 9.500 y 12.540 galones para la distribución mayorista a granel, estos poseen un rotogage para medición de nivel, un termómetro y un manómetro, adicionalmente se posee una planta móvil de 1.037 galones con medidor másico para distribución a granel en tanques estacionarios.

Distribución de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: distribuidora mayorista.

Método de transporte: ductos.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: manómetros de carátula (BOURDON HAENNI rango 0 a 600 psi).

Comentarios adicionales: el producto se hace pasar por una estación de bombeo con destino la planta de envasado.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: la planta de envasado cuenta con un tanque con capacidad 20.000 galones marcado con el número 1.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: el tanque de almacenamiento posee dos medidores de nivel un rotogage (REGO rango 1 a 100%) y un magnetel (ROCHESTER 5 a 95%), un termómetro (FISHER WIKA rango -20 a 120 °C) y un manómetro (BOURDON HAENNI rango 0 a 600 psi).

Comentarios adicionales: el tanque de la envasadora posee destinación exclusiva.

Despacho de GLP:

Destino: envasado.

Descripción de envasado: los cilindros debidamente rotulados son llenados mediante un sistema TROYA II que utiliza 8 básculas electrónicas Revuelta (básculas numeradas del 1 al 8) y 3 básculas electrónicas Prometálicos (básculas numeradas de 9 al 11). Las básculas poseen un indicador electrónico con resolución de 0,1 kg.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: Para el envasado se posee básculas electrónicas (REVUELTA rango 0 a 300 kg y PROMETALICOS 0 a 100 kg) con display electrónico y un manómetro de carátula (BOURDON HAENNI 0 a 600 psi).

Comentarios Adicionales: Si el cilindro presenta problemas de escape o si la tara es superada por 2%, el cilindro se drena y se almacenan en un tanque con capacidad de 1.000 galones, para ser posteriormente recogido por la empresa Ecopetrol (no hay una remuneración económica por estos). Las básculas número 7 y 11 se encuentran fuera de servicio por problemas con la electrónica. Las señales de las básculas electrónicas son transmitidas hacia un computador central en el que se monitorea todo el procedimiento de llenado, llevando un registro del número de cilindros llenados junto con su capacidad, además de los posibles fallos en el llenado. Se realizó el llenado de 18 cilindros, con lo cual se obtuvo los datos mostrados en la Tabla.

Tabla 246. Análisis de llenado cilindros.

Cilindro	Tara (kg)	Peso inicial (kg)	Peso objetivo (kg)	Peso final (kg)	Número de báscula*
1	13,8	14,2	29,2	29,2	1
2	12,8	13,9	28,9	29	2
3	13,4	13,4	28,4	28,2	3
4	13,5	13,5	28,5	28,4	4
5	13,3	13,2	28,2	28,7	5
6	13,4	13,7	28,7	28,4	6
7	12,5	13,6	28,6	28,7	8
8	13,3	13,6	28,6	28,5	9
9	13,9	13,8	28,8	28,9	10
10	13,8	13,7	28,7	28,6	1
11	13,6	13,7	28,7	29	2
12	14,1	14,1	29,1	29	3
13	13,4	13,4	28,4	28,3	4
14	13,8	13,4	28,4	28,8	5
15	13,5	13,7	28,7	28,5	6
16	13,7	13,8	28,8	28,8	8
17	13,9	14,1	29,1	29,1	9
18	13,5	13,4	28,4	28,5	10

*Las básculas de 1 a 8 (básculas revueltas) las medidas tomadas deben hacerse sin la pistola de llenado, para la 9 y 10 (básculas prometálicos) las medidas deben hacerse con la pistola de llenado.



Visita No 13: VIDAGAS-YUMBO

Fecha Visita: 14/08/2012

Dirección/Ubicación: km 2,5 Vía Vijes-Yumbo

Objetivo de la visita: visita a tanques estacionarios

Responsable: Juan Carlos Martínez Londoño

Distribución de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: sede VIDAGAS.

Método de transporte: carro tanques-planta móvil.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: medidor másico tipo coriolis ubicado en la parte trasera de la planta móvil (no se pudo tener acceso a la planta móvil por lo que no se tiene información extra del medidor de flujo).

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: se encontraron tres tanques con una capacidad de 120 galones.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se encontraron elementos para medida de calidad.

Cantidad: no se encontraron manómetros. Se encontraron dos medidores de niveles magnetel (COTRAKO rango 10 a 85%) independientes de la válvula principal.

Comentarios adicionales: todos los tanques poseían placa de datos. Información más detallada de las visitas puede encontrarse en la Tabla:

Tabla 247. Tanques estacionarios de la muestra en Yumbo.

Entidad/Empresa	Dirección	Capacidad Tanque	Manómetro	Nivel porcentual	Placa
Colombiana de eventos	Carrera 108 N°48-99	120 gal	No	Si	Si
		120 gal	No	Si	Si
Rodrigo Potes	Calle 18 N° 7-59	120 gal	No	Si	Si



Visita No 14: CHILCO-MARINILLA

Fecha Visita: 14/08/2012

Dirección/Ubicación: Marinilla (Antioquia), km 2 autopista Medellín-Bogotá

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición en la planta de envasado de GLP del municipio de Marinilla

Responsable: Jorge Mario Trejos Valencia

Distribución

Admisión de GLP:

Procedencia: el gas llega todos los días a esta planta envasadora proveniente de las plantas almacenadoras del municipio de Puerto Salgar y de la ciudad de Cartagena.

Método de transporte: camiones cisterna.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: : estos tanques poseen los siguientes equipos de medición:

Magnetel: proporciona una medida estimada (no real) del llenado del tanque.

Manómetro: mide la presión a la que se encuentra el tanque, los valores promedio de esta presión son de 90 a 100 psi.

Termómetro: mide la temperatura a la que se encuentra el GLP.

Medidor de nivel: se utiliza un rotogage, todos los días se toman las mediciones de éste, el proceso consiste en tomar dos mediciones, una para cada lado del medidor y se promedian las dos lecturas.

Comentarios adicionales: para el llenado de los tanques con el GLP proveniente de la cisterna, primero se hace una medición del nivel para verificar qué cantidad de combustible está llegando a la planta. Para asegurar transparencia en esta operación, la válvula de descarga trae un sello de seguridad que se destruye en la planta cuando se comienza el proceso de descarga de la cisterna (llenado de cilindros). El procedimiento diario para el envasado de cilindros es el siguiente:

Se le hace aseo general a toda el área de envasado

Se verifican los inventarios

Se verifican las básculas

Se hace la calibración de válvulas

Se conecta el pico del alimentador a la válvula de llenado del cilindro

Se abre la válvula

Se mira la tara

Se digita la cantidad deseada a introducir al cilindro. Cuando se alcanza este valor, la válvula solenoide se dispara y no deja pasar más gas.

Se verifican las fugas con agua y jabón.

En la parte posterior de la cisterna hay un compartimiento en el que se alojan tres válvulas o tres líneas: línea de vapor (sostiene la presión del tanque), línea de carga y línea de descarga.

La descarga se hace con la ayuda de un compresor que hace que el gas salga de la cisterna y el llenado se hace con dos bombas de envasado.

Existe un área de la plataforma denominada la *Zona de drenaje*. Allí se concentran los cilindros devueltos por los usuarios por productos no conformes generados en la planta, debido a problemas en las válvulas o escapes, debe aclararse que estas devoluciones no se dan por mala calidad del producto, sino por problemas mecánicos en los cilindros. Para tal efecto dichos cilindros son llevados a un taller de la ciudad de Ibagué en donde se someten a chequeos de válvulas, soldadura, pintura, etc. El gas contenido en estos cilindros es depositado en un tanque de almacenamiento con una capacidad de 1.000 galones, y de allí es llevado al tanque de almacenamiento principal.

El sistema de llenado se ajusta y calibra diariamente utilizando unas masas patrón.

Las operaciones comerciales se llevan a cabo en unidades de kg, es decir, se recibe en kg. Únicamente se utilizan unidades de galones para medir la capacidad de los tanques.



Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: en la planta hay dos tanques en los que se almacena el GLP. Uno de ellos tiene una capacidad de 32.308 galones (100%) y el otro de 62.810 galones, según lo expresado por la CREG, estos solamente deben llenarse en un 95% por motivos de seguridad. En la parte inferior del tanque se encuentran cuatro válvulas:

Válvula de entrada del GLP

Válvula de salida hacia la plataforma de envasado

Retorno: regula la presión de la bomba de envasado

Válvula de vapor: para el descargue de la cisterna

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: estos tanques poseen los siguientes equipos de medición:

Magnetel: proporciona una medida estimada (no real) del llenado del tanque.

Manómetro: mide la presión a la que se encuentra el tanque, los valores promedio de esta presión son de 90 a 100 psi.

Termómetro: mide la temperatura a la que se encuentra el GLP.

Medidor de nivel: se utiliza un rotogage, todos los días se toman las mediciones de éste, el proceso consiste en tomar dos mediciones, una para cada lado del medidor y se promedian las dos lecturas.

Comentarios adicionales: el llenado se hace de forma manual, todavía no existe el llenado automático de cilindros.

Como no existe llenado automático de cilindros, al volumen no se le hace corrección por presión y temperatura.

Despacho de GLP:

Destino: usuarios de los municipios circunvecinos.

Descripción de envasado: en la plataforma de envasado de cilindros se encuentran cuatro básculas de envasado, cada una posee una tarjeta de control o tarjeta madre, un sistema de válvula solenoide que da paso al GLP desde la tubería hasta la manguera de llenado.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: cada báscula de envasado es alimentada y dirigida por un sistema global de control y medición (Troya). Para el proceso de llenado existe una tabla de tolerancias, que expresa la desviación máxima permisible en masa, para cada referencia:

Tabla 248. Tolerancias de llenado de cilindros en Marinilla

Cilindro en lb (tara)	Masa adicionada [kg]	Tolerancia [kg]
30	15	+/- 0,1
40	18	+/- 0,1
100	45	+/- 0,1

Comentarios adicionales: en esta planta se abastecen unos vehículos denominados planta móvil. Son camiones cisterna de pequeña capacidad que son llenados en la planta y se encargan de distribuir el GLP a los tanques estacionarios ubicados en restaurantes o fábricas. Antes de iniciar el llenado se toma la medida del contenido (nivel o volumen) para hacer control de inventarios y su respectiva facturación esta medición está dada en galones.

Cuando el llenado se completa, se desconecta el sistema de válvulas. La planta móvil también posee un dispositivo de medición de galones para la facturación que comúnmente se le denomina registradora, en ella se introduce el tickete (papel con los datos de la empresa o del cliente). En términos generales este tickete representa la factura de venta; la registradora devuelve el dato del número de galones y se efectúa la liquidación respectiva.

A los cilindros que se llenan en esta plataforma se les hace trazabilidad con número interno de fabricación por medio de un POS.



En promedio, en un solo día se envasan 1.500 cilindros. Cuando los cilindros se llenan se les pone un tapón en la válvula de llenado, este sistema reemplaza la banda termoencogible porque es más seguro.

En la planta no se hace metrología a los instrumentos, solamente se hace una comparación diaria con masas patrón.

Las operaciones comerciales se llevan a cabo en unidades de kg, es decir, se despacha en kg. Únicamente se utilizan unidades de galones para medir la capacidad de los tanques.

En esta planta se manejan tres referencias de cilindros: 30, 40 y 100 lb. Los cilindros son transportados en camiones distribuidores.



Visita No 15: VIDAGAS-CAUCASIA

Fecha Visita: 15/08/2012

Dirección/Ubicación: Cauca (Antioquia), km 15 vía Medellín-Cauca

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición en la planta de envasado de GLP del municipio de Cauca

Responsable: Jorge Mario Trejos Valencia

Distribución.

Admisión de GLP:

Procedencia: el gas llega cada dos días a esta planta envasadora proveniente de las plantas almacenadoras del municipio de Puerto Salgar y de la ciudad de Cartagena.

Método de transporte: a través de camiones cisterna.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: estos tanques poseen los siguientes equipos de medición:

Magnetel: proporciona una medida estimada (no real) del llenado del tanque.

Manómetro: mide la presión a la que se encuentra el tanque, los valores promedio de esta presión son de 90 a 100 psi.

Termómetro: mide la temperatura a la que se encuentra el GLP.

Medidor de nivel: se utiliza un rotogage, todos los días se toman las mediciones de éste, el proceso consiste en tomar dos mediciones, una para cada lado del medidor y se promedian las dos lecturas.

Comentarios adicionales: existe un área de la plataforma denominada la Zona de drenaje. Allí se concentran los cilindros devueltos por los usuarios por productos no conformes generados en la planta, debido a problemas en las válvulas o escapes, debe aclararse que estas devoluciones no se dan por mala calidad del producto, sino por problemas mecánicos en los cilindros. Para tal efecto dichos cilindros son llevados a un taller de la ciudad de Cartagena en donde se someten a chequeos de válvulas, bridas, soldadura, pintura, etc. El gas contenido en estos cilindros es depositado en un tanque de residuos con una capacidad de 100 galones, y de allí es llevado al tanque de almacenamiento principal.

Previo al envasado de los cilindros se realiza un inventario al vehículo que descarga (cantidad de GLP) revisando la planilla de reparto, se hace una clasificación de los cilindros, se inspeccionan los cilindros con agua jabonosa para saber cuáles son aptos para el envasado y se puede comenzar con el llenado de los cilindros.

El sistema de llenado se ajusta y calibra diariamente utilizando unas masas patrón.

Las operaciones comerciales se llevan a cabo en unidades de kg, es decir, se recibe en kg. Únicamente se utilizan unidades de galones para medir la capacidad de los tanques.

El procedimiento preliminar que se hace antes del proceso de envasado es el siguiente:

Inspección inicial (verificación visual) al entrar a la planta

Verificación de los datos en la hoja de remisión de despacho

Inspección visual vs información del formato (verificación del rotogage, termómetro y manómetro)

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: en la planta hay dos tanques en los que se almacena el GLP. Uno de ellos tiene una capacidad de 6.000 galones (100%) y el otro de 10.000 galones, según lo expresado por la CREG, estos solamente deben llenarse en un 95% por motivos de seguridad. En la parte inferior del tanque se encuentran cuatro válvulas:

Válvula de entrada del GLP

Válvula de salida hacia la plataforma de envasado

Retorno: regula la presión de la bomba de envasado

Válvula de vapor: para el descargue de la cisterna

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: estos tanques poseen los siguientes equipos de medición:



Magnetel: proporciona una medida estimada (no real) del llenado del tanque.

Manómetro: mide la presión a la que se encuentra el tanque, los valores promedio de esta presión son de 90 a 100 psi.

Termómetro: mide la temperatura a la que se encuentra el GLP.

Medidor de nivel: se utiliza un rotogage, todos los días se toman las mediciones de éste, el proceso consiste en tomar dos mediciones, una para cada lado del medidor y se promedian las dos lecturas.

Comentarios adicionales: con la ayuda de un software (tablas en Excel), el volumen se corrige por presión y temperatura. Al sistema se ingresan los datos de presión, temperatura y nivel leído del rotogage, luego el sistema arroja el resultado exacto del nivel (volumen) del contenido de GLP en el tanque en unidades de kg. También se puede hacer la corrección por densidad relativa de forma manual con ayuda de la Tabla ASTM 23 LPG.

En la planta no se hace metrología a los instrumentos, solamente se hace una comparación diaria con masas patrón. La metrología la hace cada año una empresa llamada SOLIGAS, la cual es una empresa certificada para esta labor.

Antes de iniciar con la descarga de la cisterna, primero se revisan los sellos de las válvulas de líquido y vapor. El llenado se hace con dos bombas de envasado.

Despacho de GLP:

Destino: usuarios de los municipios circunvecinos.

Descripción de envasado: en la plataforma de envasado de cilindros se encuentran cuatro básculas de envasado, cada una posee una tarjeta de control o tarjeta madre, un sistema de válvula solenoide la cual da paso al GLP desde la tubería hasta la manguera de llenado.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: cada báscula de envasado es alimentada y dirigida por un sistema global de control y medición (Troya). Para el proceso de llenado existe una tabla de tolerancias (Tabla 249), que expresa la desviación máxima permisible en masa, para cada referencia:

Tabla 249. Tolerancias para el llenado de cilindros en Caucasia

Cilindro en lb (tara)	Masa adicionada [kg]	Tolerancia [kg]
10	6,9	0
20	9,9	0
33	14,7	+/- 0,2
40	15,3	+/- 0,3
100	33,3	+/- 0,4

Comentarios adicionales: El tiempo de envasado para cada cilindro es de un minuto. En promedio, en un solo día se envasan 600 cilindros y los camiones distribuidores llegan cada tres horas.

Cuando los cilindros se llenan se les pone un tapón en la válvula de llenado usando un compresor, este sistema reemplaza la banda termoencogible porque es más seguro.

Las operaciones comerciales se llevan a cabo en unidades de kg, es decir, se despacha en kg. Únicamente se utilizan unidades de galones para medir la capacidad de los tanques.

En esta planta se manejan cinco referencias de cilindros: 10, 20, 33, 40 y 100 lb, es de aclarar que en lugar de libras utilizan las referencias en unidades de kilogramos: 4,5, 9, 15, 18 y 45 kg respectivamente. Los cilindros son transportados en camiones distribuidores.



Visita No 16: COLGAS-YUMBO

Fecha Visita: 23/08/2012

Dirección/Ubicación: km 2,5 vía Yumbo-Viges, Cali (Valle)

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición de los usuarios de GLP por redes en la ciudad de Cali

Responsable: Jorge Mario Trejos Valencia

Admisión de GLP:

Procedencia: sede COLGAS.

Método de transporte: carrotanques-planta móvil.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: medidor másico tipo coriolis ubicado en la parte trasera de la planta móvil.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: las capacidades de los tanques encontrados eran de 120, 300 y 500 galones. Los medidores de presión de los tanques tenían rangos de 0 a 300 psi y otros de 0 a 60 psi. Solamente un tanque tenía medidor de nivel. No todos los tanques tenían placas de datos. En cuanto al tiempo del último mantenimiento, estos variaban desde un mes hasta dos años, pero el promedio de este tiempo era de un año.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se encontraron elementos para la medición de la calidad.

Cantidad: se encontraron un total de cuatro manómetros, con una escala de 0 a 300 psi (0 a 27,43 kg/cm²) y un manómetro con una escala de 0 a 60 psi, adicionalmente se encontraron un total de tres medidores porcentuales de nivel. Dos de los tanques visitados poseían usuarios múltiples, en este caso se aprecia la medición individual de consumo para facturación.

Comentarios adicionales: de este número, debido a inconvenientes como dirección no encontrada o la negación del permiso para inspeccionar el tanque, solamente fue posible realizar cinco visitas efectivas. En cada una de estas visitas se encontraron en la mayoría de los casos un solo tanque, porque en algunos casos había dos tanques por cada domicilio. Durante las visitas se presentaron condiciones que no permitieron hacer las mediciones como: no permitir el ingreso para la inspección del tanque (tres domicilios), no fue posible encontrar direcciones (dos domicilios) o el cambio a red de gas natural (dos domicilios).

En la Tabla 250 se muestra un resumen de lo anteriormente expuesto:

Tabla 250. Tanques estacionarios de la muestra en Yumbo.

Tanque	Dirección	Capacidad tanque	Manómetro	Placa	Último mantenimiento
1	Cll 2 No 116-50 Santa Bárbara Cs 27	120 gal	si	si	2 meses
2	Cll 2 No 116-50 Santa Bárbara Cs 21	120 gal	si	si	4 meses
3	Cll 2 No 116-50 Santa Bárbara Cs 8	*	*	*	*
4	Parcelación El Retiro Cs 9	*	*	*	*
5	Cll 4 No 122-123 Pance	*	*	*	*
6	Cll 4A No 35-32	*	*	*	*
7	AV 6AN 18N 43 Ed. Las Fuentes	*	*	*	*
8	Cll 15 No 3-45	*	*	*	*
9	Cra 3A Oeste No 51-24	500 gal	si	no	6 meses
10	Cra 121 A No 10A-95 La Umbría Cs 7	300 gal	si	no	3 meses
11	Cra 125 No 16A-70	*	*	*	*
12	Cra 4 Norte No 52-137	500 gal	si	no	6 meses
13	Cra 4 Norte No 52-137	120 gal	no	no	dos años

*Información no suministrada por ser visita no efectiva (dirección no encontrada o ingreso no permitido).



Visita No 17: NORGAS-GIRÓN

Fecha Visita: 13/09/2012

Dirección/Ubicación: km 2 vía a Chimitá, Girón (Santander)

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición de los usuarios de GLP en tanques estacionarios en el municipio de Girón

Responsable: Jorge Mario Trejos Valencia

Admisión de GLP:

Procedencia: sede NORGAS.

Método de transporte: carro tanques-planta móvil.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: medidor másico tipo coriolis ubicado en la parte trasera de la planta móvil.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento:

En el municipio de Girón se visitaron tres usuarios de GLP, allí se encontraban tres tanques, de los cuales uno de ellos tenía una capacidad de 120 galones, otro de 300 y otro de 500 galones. Estos tanques constaban de una válvula reguladora que a la vez servía como válvula de llenado, un medidor de presión y en algunos casos una válvula de paso. Solamente un tanque tenía medidor de nivel.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se encontraron elementos para la medición de calidad.

Cantidad: se encontraron dos manómetros con escala de 0 a 300 psi y otro de 0 a 10 kg/cm², adicionalmente se encontraron dos medidores de nivel porcentual (magnetel).

Comentarios adicionales: en la Tabla 251 se muestran las características más relevantes de estos tanques.

Tabla 251. Tanques de almacenamiento de Girón.

Usuario	Capacidad tanque	Manómetro	Placa	Último mantenimiento
KROIL	500 gal	0-300 psi	si	tres meses
Baterías FAICO	120 gal	0-10 kg/cm ²	si	1 año
ALCAMPO	300	0-60psi	si	dos meses



Visita No 18: PROVIGAS-SAN ANDRÉS

Fecha Visita: 30/07/2012

Dirección/Ubicación: San Andrés Islas.

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición en la planta de envasado de GLP de la isla de San Andrés.

Responsables: Héctor Fabio Quintero, Edison Henao.

Distribución

Admisión de GLP:

Procedencia: el gas llega a esta planta envasadora proveniente de las plantas almacenadoras de la ciudad de Cartagena.

Método de transporte: camiones cisterna.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: en el circuito de llenado de los cilindros se dispone de manómetros para la revisión de la presión en la línea, también hay un termómetro y un manómetro en el tanque cisterna.

Comentarios adicionales: para el llenado de gas en los cilindros PROVIGAS dispone de unas balanzas manuales suministradas por prometálicos. Cuenta con patrones de 20 kg para la calibración.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: PROVIGAS dispone de un lote en la que se está construyendo una planta de almacenamiento de GLP con tres tanques con 42.000 litros de capacidad.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: estos tanques poseen los siguientes equipos de medición:

Magnetel: proporciona una medida estimada del llenado del tanque.

Manómetro: mide la presión a la que se encuentra el tanque.

Termómetro: mide la temperatura a la que se encuentra el GLP.

Medidor de nivel: se utiliza un rotogage, el proceso consiste en tomar dos mediciones, una para cada lado del medidor y se promedian las dos lecturas.

Comentarios adicionales: PROVIGAS recibe tanques desde el Mayorista en Cartagena quien le entrega las propiedades del GLP, la cantidad de GLP recibido corresponde al 90% del tanque. PROVIGAS argumenta que el volumen en el tanque es variable, en ocasiones está por encima del 90% y en ocasiones por debajo del 90%. Después de trasladar el tanque desde el puerto a la planta de envasado se procede al llenado de los tanques de almacenamiento en la planta.

En la planta no se hace metrología a los instrumentos, solamente se hace una comparación diaria con masas patrón.

Despacho de GLP:

Destino: usuarios de los establecimientos comerciales y residenciales de la isla.

Descripción de envasado: en la plataforma de envasado de cilindros se encuentran 6 básculas de envasado, cada una posee una tarjeta de control o tarjeta madre, un sistema de válvula solenoide la cual da paso al GLP desde la tubería hasta la manguera de llenado.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: cada báscula de envasado es alimentada y dirigida manualmente.



Visita No 19: Ecopetrol-MANSILLA

Fecha Visita: 12/07/2012

Dirección/Ubicación: Vereda Mansilla, Facatativá

Objetivo de la visita: Visita a la terminal Mansilla de Ecopetrol

Responsable: Edison Henao

Gran comercializador de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: Ecopetrol terminal Puerto Salgar.

Método de transporte: Propanoducto. Ecopetrol terminal mansilla recibe nafta, jet, gasolina y ACPM B2E entre otros productos derivados del petróleo procedente de Barrancabermeja mediante línea de 10 pulgadas, esta línea trabaja entre 80 y 120 psi para recibir productos ligeros como la gasolina y entre 90 y 140 psi para recibir productos medios como el jet, se maneja en promedio una capacidad entre 3.800 y 4.200 barriles por hora para productos ligeros y 3.800 barriles por hora para medios.

Adicionalmente recibe GLP mediante una línea de 6 pulgadas la cual forma parte del propanoducto Barrancabermeja-Puerto Salgar-Mansilla, este propanoducto trabaja con presiones entre 120 y 160 psi con un flujo en condiciones normales entre 450 y 600 barriles por hora.

Una vez el producto es recibido se pasa por un sistema de filtrado el cual posee una válvula de presión la cual es la encargada de controlar la presión a lo largo de todo el propanoducto. Una vez el producto supera el sistema de filtrado entra en el denominado “patín de medición”, el cual inicia con una válvula de cierre de doble compuerta seguida por un corrector de flujo con el fin de garantizar el perfil adecuado para la medición, una vez corregido el flujo el GLP es dirigido hacia un medidor volumétrico de tipo turbina.

Una vez medido mediante turbina el GLP es dirigido hacia un densímetro controlado en línea donde se mide adicionalmente la presión y la temperatura del producto mediante transductores (se posee indicadores análogos de presión). Posterior a estos elementos punto existe una derivación donde el GLP puede ser llevado hacia un patrón unidireccional de flujo donde se puede comprobar la medición realizada por la turbina.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: Corrector de flujo.

Cantidad: Densímetro (SOLARTRON MOBREY rango 0,5 a 1,1 g/cm³), medidor volumétrico tipo turbina (SMITH METER rango 150 a 2500 BPH, FAURE HERMAN rango 200 a 1980 BPH), transductores de presión (HONEYWELL rango 0 a 6.000 psi) y transductor de temperatura (ROSEMOUNT rango 32-212°F).

Comentarios adicionales:

Se poseen 2 brazos de mediciones con características similares a las descritas uno en operación y otro en STAND BY.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: una vez el GLP supera la medición inicial pasa hacia los múltiples de distribución con opción de llevar el producto hacia 3 tanques de almacenamiento o de distribuirlo directamente a los clientes, se posee 3 tanques de almacenamiento con capacidad 714 barriles cada tanque posee medidores de nivel, temperatura y presión.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: No se realiza medición de calidad

Cantidad: Medidor de nivel (ROSEMOUNT TANK RADAS REX 3690 rango 0 a 60 metros), transductores de presión (HONEYWELL rango 0 a 6.000 psi) y transductor de temperatura (ROSEMOUNT rango 32-212°F).



Comentarios adicionales:

Despacho de GLP:

Destino: ALMAGAS, INTERGAS, ENVAGAS, VILLAGAS, GASSOL, CODEGAS, ROSCOGAS, INVERS GLP, AL MANSILLA, AL SABANA, CHILCO, ULTRAGAS, ANTIO GAS, GAS ZIPA, AL MALLANO, PROVEGAS, UNIGAS, GASAN, ASOGAS, NORGAS Y MONTAGAS.

Método de transporte: El producto proveniente de los tanques de almacenamiento se hace pasar por un sistema de medición con características similares al encontrado en la entrada de la terminal (dos brazos de medición compuestos por: corrector de flujo, medidor de turbina, densímetro, transductores de presión y temperatura).

Ya sea que el producto sea procedente de los tanques estacionarios o del múltiple posterior a la medición el producto es llevado mediante ductos hacia los usuarios finales, el primero de los ductos dirige el producto hacia las empresas ALMAGAS, INTERGAS, ENVAGAS, VILLAGAS, GASSOL, CODEGAS, ROSCOGAS e INVERSIONES GLP, el segundo ducto posee otro múltiple el cual se divide en cuatro, la primera de estas subdivisiones se dirige hacia la empresa AL MANSILLA, la segunda subdivisión hacia las empresas AL SABANA y CHILCO, la tercera subdivisión hacia las empresas INVERSIONES GLP y ULTRAGAS, la última subdivisión lleva el GLP hacia las empresas ANTIO GAS, GAS ZIPA, AL MALLANO, PROVEGAS, UNIGAS e INVERSIONES GLP. El tercero de los ductos conduce el GLP hacia las empresas GASAN, ASOGAS, NORGAS Y MONTAGAS.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: No se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: Medidor de nivel (ROSEMOUNT TANK RADAS REX 3690 rango 0 a 60 metros), transductores de presión (HONEYWELL rango 0 a 6.000 psi) y transductor de temperatura (ROSEMOUNT rango 32-212°F).

Comentarios adicionales: la facturación del producto se realiza mediante una integración de la señal de pulsos que se recibe del medidor de turbina, junto con la señal de densidad del densímetro ubicado al principio del patín de medición con la cual se obtiene un volumen de producto el cual es corregido mediante tablas tomadas de las normas API para la presión y la temperatura medidos en la turbina.



Visita No 20: VIDAGAS-CARTAGENA

Fecha Visita: 13/09/2012

Dirección/Ubicación: kilómetro 10 Vía Mamonal

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición en la planta de envasado de GLP de Cartagena

Responsable: Álvaro Orozco

Distribución

Admisión de GLP:

Procedencia: el gas llega a esta planta envasadora proveniente de la planta almacenadora de Ecopetrol.

Método de transporte: camiones cisterna.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad, pero cada tanque posee un higrómetro.

Cantidad: en el circuito de llenado de los cilindros se dispone de manómetros para la revisión de la presión en la línea, también hay un termómetro y un manómetro en el tanque cisterna. Para el control de flujo, se cuenta con un medidor de flujo másico tipo coriolis.

Comentarios adicionales: VIDAGAS cuenta con patrones de 40 kg para la calibración de las pesas.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: en la planta hay dos tanques en los que se almacena el GLP. Cada uno de ellos tiene una capacidad de 10.000 galones (100%), según lo expresado por la CREG, estos solamente deben llenarse en un 95% por motivos de seguridad. En la parte inferior del tanque se encuentran cuatro válvulas:

Válvula de entrada del GLP

Válvula de salida hacia la plataforma de envasado

Retorno: regula la presión de la bomba de envasado

Válvula de vapor: para el descargue de la cisterna

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: estos tanques poseen los siguientes equipos de medición:

Magnetel: proporciona una medida estimada (no real) del llenado del tanque.

Manómetro: mide la presión a la que se encuentra el tanque.

Termómetro: mide la temperatura a la que se encuentra el GLP.

Medidor de nivel: se utiliza un rotogage, el proceso consiste en tomar dos mediciones, una para cada lado del medidor y se promedian las dos lecturas.

Despacho de GLP:

Destino: usuarios de los establecimientos comerciales y residenciales de la ciudad de Cartagena.

Descripción de envasado: en la plataforma de envasado de cilindros se encuentran 4 básculas de envasado, cada una posee una tarjeta de control o tarjeta madre, un sistema de válvula solenoide la cual da paso al GLP desde la tubería hasta la manguera de llenado.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: cada báscula de envasado es alimentada y dirigida por un sistema global de control y medición (Troya).

Comentarios adicionales: durante la visita fueron suministrados por parte del personal encargado de la planta, 50 informes de ensayo de laboratorio en los que se especifica la composición y características del GLP.



Visita No 21: REFINERÍA Ecopetrol-BARRANCABERMEJA

Fecha Visita: 18/07/2012

Dirección/Ubicación: Barrancabermeja, Santander

Objetivo de la visita: Visita a la refinería

Responsable: Edison Henao

Gran comercializador de GLP

Despacho de GLP:

Destino: vicepresidencia de transporte Ecopetrol.

Método de transporte: ductos, carrotanques y barcos cisterna.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: en el laboratorio de pruebas de la refinería se hace un análisis de composición del GLP mediante cromatógrafo en el que se obtiene los porcentajes de metano, etano, etileno, propano, propileno, isobutano, n-butano, butilenos, isopentano, n-pentano y hexanos del lote de GLP analizado, adicionalmente se hace análisis para determinar la gravedad específica, la gravedad api, insaturados por cromatografía, contenido de azufre, contenido de agua libre, corrosión de tira de cobre, contenido de sulfuro de hidrógeno, mancha de aceite y material residual.

Cantidad: el sistema de medición de GLP comprende nueve corrientes. Cada corriente tiene asociado un medidor de flujo tipo Coriolis Marca Micro Motion y mediciones de Presión y Temperatura. Para efectos de calibración, el sistema cuenta con dos (2) Probadores bidireccionales. En el cuarto de control se cuenta con tres (3) computadores de flujo OMNI, los cuales se encargan de la compensación volumétrica y el manejo del lazo calibrador.

En la tabla se ve una descripción detallada de los medidores másicos presentes en la planta de producción.

Tabla 252. Medidores másicos en la refinería de Barrancabermeja

Sistema de medición	Tipo de medidores	Modelo
Entrega a poliductos	Másico FT-31608	DS600S166SU1
Recibo refinería	Másico FT-31601	DS600S166SU1
Recibo Nurc	Másico FT-31602	DS600S166SU1
Entrega a botes	Másico FT-31603	DS600S166SU1
Recibo de Payoa	Másico FT-31604	DS600S166SU1
Recibo de GLP centro	Másico FT-31605	DS600S166SU1
Recibo butanos de centro	Másico FT-31607	DS600S166SU1
Entregas de butanos a alquilación y Demex	Másico FT-31609	DS600S166SU1
Auxiliar para reemplazos	Másico FT-31606	DS600S166SU1

Comentarios adicionales: la refinería tiene capacidad de producción de 20.325 Barriles por día, adicionalmente se producen como productos industriales y residenciales bencina, combustóleo o fuel-oil, queroseno y aceite liviano de ciclo.



Visita No 22: INPROGAS-SAN GIL

Fecha Visita: 03/08/2012

Dirección/Ubicación: San Gil (Santander) cabecera municipal

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición en la planta de distribución de GLP por redes en el municipio de San Gil.

Responsable: Carlos Andrés Mesa Montoya

Comercialización minorista de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: la empresa NORGAS es la distribuidora de GLP para todos los tanques de INPROGAS.

Método de transporte: el llenado de los tanques es realizado por medio de carrotanques.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: durante el llenado de los tanques la cantidad es registrada únicamente por el medidor instalado en los carrotanques.

Comentarios adicionales: estando en el municipio se hace la toma de lectura en porcentaje al tanque estacionario y al tanque cisterna, luego se hace el descargue de acuerdo con lo programado, terminado el descargue se llenan un comprobante de entrega del producto (control), con copia al operador, conductor y al supervisor de transporte.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: La estación cuenta con dos tanques de almacenamiento de 1.000 gal para un total de 2.000 gal. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal; la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio ha sido establecida en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (esto además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: cada uno de los tanques ubicados en la estación cuenta con la siguiente instrumentación en general:

Presión: manómetro localizado en la parte superior del tanque con un rango de 0 a 300 psi.

Nivel: medidor de nivel tipo magnetel para cada tanque de 1.000 gal.

Temperatura: No cuentan con medidores de temperatura.

Comentarios adicionales: existe un sistema de regulación de presión a la salida de los tanques con sus respectivos manómetros. Se realiza una disminución de la presión mediante una válvula de estrangulamiento para garantizar la fase gaseosa del GLP durante la distribución.

Los medidores de los usuarios en el municipio son de marca YAZAKI y METRIX G1.6 (tipo diafragma) de acuerdo con la antigüedad de la instalación del usuario. Los medidores METRIX cumplen con la normatividad técnica colombiana (NTC 2718, 2826, 3950).

No se mide caudal a la salida de los tanques.



Visita No 23: NACIONAL DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS S.A.-SOCORRO

Fecha Visita: 03/08/2012

Dirección/Ubicación: Socorro (Santander) cabecera municipal

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición en la planta de distribución de GLP por redes en el municipio de Socorro.

Responsable: Carlos Andrés Mesa Montoya

Comercialización minorista de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: la empresa NORGAS es la distribuidora de GLP para todos los tanques de NSP.

Método de transporte: el llenado de los tanques es realizado por medio de carrotanques.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: durante el llenado de los tanques la cantidad es registrada únicamente por el medidor instalado en los carrotanques.

Comentarios adicionales: estando en el municipio se hace la toma de lectura en porcentaje al tanque estacionario y al tanque cisterna, luego se hace el descargue de acuerdo con lo programado, terminado el descargue se llenan un comprobante de entrega del producto (control), con copia al operador, conductor y al supervisor de transporte.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: la estación cuenta con dos tanques de almacenamiento de 1.000 galones para un total de 2.000 galones. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio ha sido establecida en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (esto además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración. La presión de operación mínima en la red de distribución es 21,3 psi.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: cada uno de los tanques ubicados en la estación cuenta con la siguiente instrumentación en general:

Presión: manómetro localizado en la parte superior del tanque con un rango de 0 a 300 psi.

Nivel: medidor de nivel tipo rotogage para cada tanque de 1.000 gal.

Temperatura: no cuentan con medidores de temperatura.

Comentarios adicionales: existe un sistema de regulación de presión a la salida de los tanques con sus respectivos manómetros. Se realiza una disminución de la presión mediante una válvula de estrangulamiento para garantizar la fase gaseosa del GLP durante la distribución.

Los medidores de los usuarios en el municipio son de GTEC (tipo diafragma).

No se mide caudal a la salida de los tanques.

En el sistema existe una trampa de condensados que permite eliminar los sólidos en suspensión y material suspendido, lo cual disminuye la posibilidad de obstrucciones en la línea.

A la salida de los tanques de almacenamiento la cantidad de GLP es registrada por medio de un medidor tipo diafragma (AMERICAN AL-425) con capacidad de 6 m³/h.



Visita No 24: INPROGAS-CHARALÁ

Fecha Visita: 03/08/2012

Dirección/Ubicación: Charalá (Santander) cabecera municipal

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición en la planta de distribución de GLP por redes en el municipio de Charalá.

Responsable: Carlos Andrés Mesa Montoya

Comercialización minorista de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: la empresa NORGAS es la distribuidora de GLP para todos los tanques de INPROGAS.

Método de transporte: el llenado de los tanques es realizado por medio de carrotanques.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: durante el llenado de los tanques la cantidad es registrada únicamente por el medidor instalado en los carrotanques.

Comentarios adicionales: estando en el municipio se hace la toma de lectura en porcentaje al tanque estacionario y al tanque cisterna, luego se hace el descargue de acuerdo con lo programado, terminado el descargue se llenan un comprobante de entrega del producto (control), con copia al operador, conductor y al supervisor de transporte.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: La estación cuenta con dos tanques de almacenamiento de 1.000 galones para un total de 2.000 galones. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio ha sido establecida en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (esto además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones, ninguno cuenta con un sistema de refrigeración. La presión de operación mínima en la red de distribución es 21,3 psi.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: cada uno de los tanques ubicados en la estación cuenta con la siguiente instrumentación en general:

Presión: manómetro localizado en la parte superior del tanque con un rango de 0 a 300 psi.

Nivel: medidor de nivel tipo magnetel para cada tanque de 1.000 galones.

Temperatura: No cuentan con medidores de temperatura.

Comentarios adicionales: existe un sistema de regulación de presión a la salida de los tanques con sus respectivos manómetros. Se realiza una disminución de la presión mediante una válvula de estrangulamiento para garantizar la fase gaseosa del GLP durante la distribución.

Los medidores de los usuarios en el municipio son de marca YAZAKI y METREX G1.6 (tipo diafragma) de acuerdo con la antigüedad de la instalación del usuario. Los medidores METREX cumplen con la normatividad técnica colombiana (NTC 2718, 2826, 3950).

No se mide caudal a la salida de los tanques.



Visita No 25: NORGAS-CHARALÁ

Fecha Visita: 03/08/2012

Dirección/Ubicación: Charalá (Santander) cabecera municipal

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición en la planta de distribución de GLP por redes en el municipio de Charalá.

Responsable: Carlos Andrés Mesa Montoya

Comercialización minorista de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: planta de NORGAS ubicada en el Municipio de Girón, Santander.

Método de transporte: el llenado de los tanques es realizado por medio de carrotanques.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta estación no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: durante el llenado de los tanques la cantidad es registrada únicamente por el medidor instalado en los carrotanques.

Comentarios adicionales: estando en el municipio se hace la toma de lectura en (%) al tanque estacionario y al tanque cisterna, luego se hace el descargue de acuerdo con lo programado, terminado el descargue se llenan un comprobante de entrega del producto (control), con copia al operador, conductor y al supervisor de transporte.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: esta estación cuenta con un tanque de capacidad nominal de 3.785 litros cada uno con presiones de operación nominales de 250 psi. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio ha sido establecida en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (esto además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración. La presión de operación mínima en la red de distribución es 21.3 psi.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: cada uno de los tanques ubicados en la estación cuenta con la siguiente instrumentación en general:

Presión: manómetro localizado en la parte superior del tanque con un rango de 0 a 300 psi.

Nivel: medidor de nivel tipo flotador.

Temperatura: No poseen medición de temperatura.

Flujo: existe un medidor de caudal tipo AL425 marca ELSTER a la salida del tanque. La medida de este medidor es posteriormente contrastada con la sumatoria de los registros de los medidores de los usuarios.

Comentarios adicionales: se visitaron 2 usuarios en este municipio. Los medidores de los usuarios son de marca YAZAKI y METREX G1.6 (tipo diafragma) de acuerdo con la antigüedad de la instalación del usuario. Los medidores METREX cumplen con la normatividad técnica colombiana (NTC 2718, 2826, 3950).



Visita No 26: NORGAS-GIRÓN

Fecha Visita: 02/08/2012

Dirección/Ubicación: km 2 vía a Chimitá, Girón (Santander)

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición en la planta de envasado de GLP del municipio de Girón.

Responsable: Carlos Andrés Mesa Montoya

Admisión de GLP:

Procedencia: el principal proveedor de la planta es Ecopetrol (Barrancabermeja y Cusiana).

Método de transporte: en esta empresa se abastecen de dos maneras:

A través de un propanoducto (4") el cual mide la entrada de GLP mediante un medidor másico tipo coriolis. La medición de este dispositivo es posteriormente comparada con la medición por el dispositivo tipo turbina localizado en Ecopetrol. Este proveedor entrega un *certificado de corridas de calibración* determinado mediante un *proover*. El certificado contiene, entre otros, datos como: M factor, K factor, gravedad específica y densidad. Ecopetrol no entrega un certificado de calidad pero en la página argumenta que cumple con la normatividad correspondiente (NTC 2303).

Mediante carros cisterna provenientes de Cusiana. El proveedor entrega un tiquete de despacho en el cual se encuentra registrada la cantidad en kg y gal, además del dato de gravedad específica (relevante para efectos de conversión masa-volumen). La cisterna es pesada a la llegada a la planta mediante una báscula perteneciente a un tercero (esto implica que la empresa NORGAS no posee una trazabilidad de este método).

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: Las cisternas poseen la siguiente instrumentación: medidor de nivel tipo *rotogage*, manómetro y termómetro; además de lo anterior poseen un medidor de flujo másico que registra la salida de GLP (con un error estimado de 2% o menos). Cuando existe un gran porcentaje de propano en fase gaseosa la medida se hace menos precisa debido a que este tipo de medidor no está diseñado para registrar fase de vapor. Las cisternas son tercerizadas y no se cuenta con trazabilidad sobre las mismas.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: el almacenamiento mayorista se realiza en dos tanques esféricos con capacidad nominal de 100.000 galones y el tanque de almacenamiento minorista que surte el sistema de envasado posee una capacidad nominal de 10.000 galones. De los tanques de almacenamiento mayorista el producto puede ser dirigido a tres lugares: *a)* trasiego para el almacenamiento minorista correspondiente a la planta de envasado, *b)* otras plantas de envasado (exclusivamente pertenecientes a la empresa NORGAS), y *c)* usuarios de tanques estacionarios (industriales, comerciales, domiciliarios y estaciones de distribución de GLP por redes). Durante estos tres tipos de direccionamiento existen dos maneras de controlar las cantidades, a saber:

Cuando se dirige el producto del almacenamiento mayorista hacia el almacenamiento minorista de la planta de envasado, la cantidad a la salida se realiza mediante un medidor de flujo másico (medida principal) y en el tanque minorista la cantidad es registrada mediante un medidor de nivel tipo *rotogage*, un medidor de presión (manómetro) y un medidor de temperatura (termómetro). Para este tanque se registra el contenido inicial y final. (esta medida se considera secundaria). El aforo de las cisternas (determinación de la capacidad) es realizado por parte de la empresa ATP GROUP. La corrección por presión y temperatura se realiza con base en la norma NFPA 59.

Cuando el producto se dirige a la cisterna para su transporte a otras plantas de envasado o usuarios de tanques estacionarios, la medición primaria corresponde a la registrada en el camión, de igual manera que en el caso anterior; la medición del dispositivo de flujo másico es considerada como secundaria.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: No se realiza ningún tipo de medición de calidad.

Cantidad: se encontró la siguiente instrumentación:

Tanques de almacenamiento mayorista y minorista: medidor de nivel tipo *rotogage*, manómetro (0 a 300 psi) y termómetro (-40 °C a 140 °C). Además de la instrumentación anterior se cuentan con medidores digitales de presión, temperatura y nivel (tipo radar) para sistemas de monitoreo tipo SCADA.



Tanque de recuperación (500 galones) y tanque de residuos no evaporables (2.000 galones): medidor de nivel tipo magnético, manómetro (0 a 300 psi) y termómetro (-40 °C a 140 °C). Estos tanque no poseen sistema de monitoreo tipo SCADA.

Comentarios adicionales

Despacho de GLP:

Destino: usuarios de los establecimientos comerciales y residenciales de la isla.

Descripción de envasado: en la plataforma de envasado de cilindros se encuentran 6 básculas de envasado, cada una posee una tarjeta de control o tarjeta madre, un sistema de válvula solenoide la cual da paso al GLP desde la tubería hasta la manguera de llenado.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: cada báscula de envasado es alimentada y dirigida por un sistema global de control y medición (Troya). Sobre los carro tanques se posee la siguiente información: cantidad: 1, capacidad: 4.000 galones, medidor de nivel tipo rotogage, manómetro, termómetro. Cuenta también con un medidor de flujo másico (1 ¼") y un medidor tipo RI 505, el cual realiza la corrección del medidor másico con respecto a la temperatura para la facturación.



Visita No 27: NORGAS-SAN GIL

Fecha Visita: 03/08/2012

Dirección/Ubicación: San Gil (Santander) cabecera municipal

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición de GLP en tanques estacionarios y sistemas de distribución de GLP por redes en el municipio de San Gil.

Responsable: Carlos Andrés Mesa Montoya

Comercialización minorista de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: planta de NORGAS ubicada en el Municipio de Girón, Santander.

Método de transporte: el llenado de los tanques es realizado por medio de carrotanques.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: En esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: Durante el llenado de los tanques la cantidad es registrada únicamente por el medidor instalado en los carrotanques.

Comentarios adicionales: estando en el municipio se hace la toma de lectura en (%) al tanque estacionario y al tanque cisterna, luego se hace el descargue de acuerdo con lo programado, terminado el descargue se llenan un comprobante de entrega del producto (control), con copia al operador, conductor y al supervisor de transporte.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: Cada tanque instalado en el domicilio de cada cliente tiene:

Capacidad nominal de 300 gal y presión nominal de 250 psi.

Capacidad nominal de 120 gal y presión nominal de 195 psi.

Capacidad nominal de 120 gal y presión nominal de 200 psi.

Capacidad nominal de 1.000 gal y presión nominal de 250 psi.

El último tanque cuenta con un medidor de flujo tipo AL425 a la salida del mismo y su medición en posteriormente contrastada con la sumatoria de la medición de todos los contadores conectados a la red correspondiente.

La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio ha sido establecida en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (esto además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración. La presión de operación mínima en la red de distribución es 21,3 psi.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: Cada uno de los tanques ubicados en la estación cuenta con la siguiente instrumentación en general:

Presión: dos de los tanques no poseen instrumentos medidores de presión y los restantes poseen un manómetro localizado en la parte superior del tanque con rangos de 0 a 300 psi y 0 a 400 psi.

Nivel: medidor de nivel tipo flotador.

Temperatura: No poseen medición de temperatura.

Los medidores de los usuarios son de tipo diafragma y son de dos marcas: *compañía de contadores* (ref. REMUS 3G 1.6) y METREX (de acuerdo con las NTC 2718, 2826, 3950).

Comentarios adicionales: en general no se mide caudal a la salida de los tanques.



Visita No 28: NORGAS-VILLA NUEVA

Fecha Visita: 03/08/2012

Dirección/Ubicación: Villa Nueva (Santander) cabecera municipal.

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición de GLP en el sistema de distribución por redes en el municipio de Villa Nueva.

Responsable: Carlos Andrés Mesa Montoya

Comercialización minorista de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: planta de NORGAS ubicada en el Municipio de Girón, Santander.

Método de transporte: el llenado de los tanques es realizado por medio de carrotanques.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: durante el llenado de los tanques la cantidad es registrada únicamente por el medidor instalado en los carrotanques.

Comentarios adicionales: estando en el municipio se hace la toma de lectura en (%) al tanque estacionario y al tanque cisterna, luego se hace el descargue de acuerdo con lo programado, terminado el descargue se llenan un comprobante de entrega del producto (control), con copia al operador, conductor y al supervisor de transporte.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: esta estación cuenta con dos tanques con capacidades de 2.000 galones cada uno con presiones de operación nominales de 250 psi. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio ha sido establecida en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (esto además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración. La presión de operación mínima en la red de distribución es 21.3 psi.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: cada uno de los tanques ubicados en la estación cuenta con la siguiente instrumentación en general:

Presión: manómetro localizado en la parte superior del tanque con un rango de 0 a 300 psi.

Nivel: medidor de nivel tipo flotador.

Temperatura: no poseen medición de temperatura.

Los medidores de los usuarios son de tipo diafragma de marca YAZAKI METER.

Comentarios adicionales: en general no se mide caudal a la salida de los tanques.



Visita No 29: PROVISERVICIOS-EL PLAYÓN

Fecha Visita: 31/07/2012

Dirección/Ubicación: El Playón (Santander), cabecera municipal

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición en la planta de distribución de GLP por redes en el municipio de El Playón.

Responsable: Carlos Andrés Mesa Montoya

Comercialización minorista de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: la empresa NORGAS es la distribuidora de GLP para todos los tanques de PROVISERVICIOS.

Método de transporte: el llenado de los tanques es realizado por medio de carrotanques.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: durante el llenado de los tanques la cantidad es registrada únicamente por el medidor instalado en los carrotanques.

Comentarios adicionales: estando en el municipio se hace la toma de lectura en (%) al tanque estacionario y al tanque cisterna, luego se hace el descargue de acuerdo con lo programado, terminado el descargue se llena un comprobante de entrega del producto (control), con copia al operador, conductor y al supervisor de transporte.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: la estación cuenta con dos tanques de almacenamiento de 2.000 galones y un tanque de 4.000 galones para un total de 8.000 galones. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio ha sido establecida en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (esto además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: cada uno de los tanques ubicados en la estación cuenta con la siguiente instrumentación en general:

Presión: manómetro localizado en la parte superior del tanque con un rango de 0 a 300 psi.

Nivel: medidor de nivel tipo *rotogage* para el tanque de 4.000 galones y medidores tipo *magnetel* para los tanques de 2.000 galones.

Temperatura: medidores de temperatura de tipo carátula marca *WIKA* con un rango entre -40 y 50 °C (-40 y 120 °F).

Comentarios adicionales: existe un sistema de regulación de presión a la salida de los tanques con sus respectivos manómetros. Se realiza una disminución de la presión mediante una válvula de estrangulamiento para garantizar la fase gaseosa del GLP durante la distribución.

Los medidores de los usuarios en el municipio son de marca METREX G1.6 (tipo diafragma). Estos medidores cumplen con la normatividad técnica colombiana (NTC 2718, 2826, 3950).

No se mide caudal a la salida de los tanques.

La configuración se realiza en paralelo para permitir las labores de mantenimiento.



Visita No 30: PROVISERVICIOS-MÁLAGA

Fecha Visita: 01/08/2012

Dirección/Ubicación: Málaga (Santander), cabecera municipal

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición en la planta de distribución de GLP por redes en el municipio Málaga.

Responsable: Carlos Andrés Mesa Montoya

Comercialización minorista de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: la empresa NORGAS es la distribuidora de GLP para todos los tanques de PROVISERVICIOS.

Método de transporte: el llenado de los tanques es realizado por medio de carrotanques.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: durante el llenado de los tanques la cantidad es registrada únicamente por el medidor instalado en los carrotanques.

Comentarios adicionales: estando en el municipio se hace la toma de lectura en (%) al tanque estacionario y al tanque cisterna, luego se hace el descargue de acuerdo con lo programado, terminado el descargue se llenan un comprobante de entrega del producto (control), con copia al operador, conductor y al supervisor de transporte.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: la estación cuenta con dos tanques de almacenamiento de 2.000 galones y un tanque de 4.000 galones para un total de 8.000 galones. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio ha sido establecida en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (esto además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: cada uno de los tanques ubicados en la estación cuenta con la siguiente instrumentación en general:

Presión: manómetro localizado en la parte superior del tanque con un rango de 0 a 300 psi.

Nivel: medidor de nivel tipo *rotogage* para el tanque de 4.000 gal y medidores tipo *magnetel* para los tanques de 2.000 gal.

Temperatura: medidores de temperatura de tipo carátula marca *WIKA* con un rango entre -40 y 50 °C (-40 y 120 °F).

Comentarios adicionales: existe un sistema de regulación de presión a la salida de los tanques con sus respectivos manómetros. Se realiza una disminución de la presión mediante una válvula de estrangulamiento para garantizar la fase gaseosa del GLP durante la distribución.

Los medidores de los usuarios en el municipio son de marca YAZAKI y METRIX G1.6 (tipo diafragma) de acuerdo con la antigüedad de la instalación del usuario. Los medidores METRIX cumplen con la normatividad técnica colombiana (NTC 2718, 2826, 3950).

No se mide caudal a la salida de los tanques.

La configuración se realiza en paralelo para permitir las labores de mantenimiento.



Visita No 31: PROVISERVICIOS-ZAPATOCA

Fecha Visita: 31/07/2012

Dirección/Ubicación: Zapatoca (Santander), cabecera municipal

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición en la planta de distribución de GLP por redes en el municipio de Zapatoca

Responsable: Carlos Andrés Mesa Montoya

Comercialización minorista de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: la empresa NORGAS es la distribuidora de GLP para todos los tanques de PROVISERVICIOS.

Método de transporte: el llenado de los tanques es realizado por medio de carrotanques.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: durante el llenado de los tanques la cantidad es registrada únicamente por el medidor instalado en los carrotanques.

Comentarios adicionales: estando en el municipio se hace la toma de lectura en (%) al tanque estacionario y al tanque cisterna, luego se hace el descargue de acuerdo con lo programado, terminado el descargue se llena un comprobante de entrega del producto (control), con copia al operador, conductor y al supervisor de transporte.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: Estas estaciones cuentan con una capacidad de almacenamiento total de 16.000 galones (8.000 galones en cada estación) para atender una demanda actual de 1672 usuarios. Cada estación cuenta con dos tanques de almacenamiento de 2.000 galones y un tanque de 4.000 galones para un total de 8.000 galones. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal y la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio ha sido establecida en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: cada uno de los tanques ubicados en las estaciones cuenta con la siguiente instrumentación en general:

Presión: manómetro localizado en la parte superior del tanque con un rango de 0 a 300 psi.

Nivel: Medidores de nivel tipo rotogage.

Temperatura: En la estación Gachaneque no fueron identificados medidores de temperatura de ningún tipo mientras que en la estación San Vicentico todos los tanques están equipados con termómetros de carátula marca WIKA con un rango entre -40 y 50 °C (-40 y 120°F).

Los medidores de los usuarios son marca METREX G1.6 (tipo diafragma) y cumplen con la normatividad técnica colombiana (NTC 2718, 2826, 3950).

Comentarios adicionales: existe un sistema de regulación de presión a la salida de los tanques con sus respectivos manómetros. Se realiza una disminución de la presión mediante una válvula de estrangulamiento para garantizar la fase gaseosa del GLP durante la distribución.

No se mide caudal a la salida de los tanques.

La configuración se realiza en paralelo para permitir las labores de mantenimiento.



Visita No 32: PROVISERVICIOS-RIO DE ORO

Fecha Visita: 31/07/2012

Dirección/Ubicación: Río de Oro (Cesar) cabecera municipal

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición en la planta de distribución de GLP por redes en el municipio de Río de Oro

Responsable: Carlos Andrés Mesa Montoya

Comercialización minorista de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: la empresa NORGAS es la distribuidora de GLP para todos los tanques de PROVISERVICIOS.

Método de transporte: el llenado de los tanques es realizado por medio de carrotanques.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: durante el llenado de los tanques la cantidad es registrada únicamente por el medidor instalado en los carrotanques.

Comentarios adicionales: estando en el municipio se hace la toma de lectura en (%) al tanque estacionario y al tanque cisterna, luego se hace el descargue de acuerdo con lo programado, terminado el descargue se llena un comprobante de entrega del producto (control), con copia al operador, conductor y al supervisor de transporte.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: Estas estaciones cuentan con una capacidad de almacenamiento total de 16.000 galones (8.000 galones en cada estación) para atender una demanda actual de 1.672 usuarios. Cada estación cuenta con dos tanques de almacenamiento de 2.000 galones y un tanque de 4.000 galones para un total de 8.000 galones. La capacidad máxima que puede almacenar cada tanque por regulaciones de seguridad es de 90% de la capacidad nominal; la capacidad mínima para garantizar la continuidad del servicio ha sido establecida en el plan de calidad interno como el 30% de la capacidad nominal (además de garantizar la presión mínima de operación de la red). Debido a que la capacidad de cada tanque no supera los 10.000 galones ninguno cuenta con un sistema de refrigeración.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: en esta planta no se hace control sobre las propiedades de la calidad.

Cantidad: cada uno de los tanques ubicados en las estaciones cuenta con la siguiente instrumentación en general:

Presión: manómetro localizado en la parte superior del tanque con un rango de 0 a 300 psi.

Nivel: medidores de nivel tipo rotogage.

Temperatura: en una estación no fueron identificados medidores de temperatura de ningún tipo mientras que en la otra todos los tanques están equipados con termómetros de carátula marca WIKA con un rango entre -40 y 50 °C (-40 y 120°F).

Los medidores de los usuarios son marca METREX G1.6 (tipo diafragma) y cumplen con la normatividad técnica colombiana (NTC 2718, 2826, 3950).

Comentarios adicionales: existe un sistema de regulación de presión a la salida de los tanques con sus respectivos manómetros. Se realiza una disminución de la presión mediante una válvula de estrangulamiento para garantizar la fase gaseosa del GLP durante la distribución.

No se mide caudal a la salida de los tanques.

La configuración se realiza en paralelo para permitir las labores de mantenimiento.



Visita No 33: ASOGAS/COLGAS-MOSQUERA

Fecha Visita: 05/07/2012

Dirección/Ubicación: kilómetro 7 vía a Mondoñedo

Objetivo de la visita: visita a la comercializadora mayorista y a la envasadora

Responsable: Pablo Correa

Comercialización mayorista

Admisión de GLP:

Procedencia: Ecopetrol terminal Mansilla.

Método de transporte: propanoducto y carros cisterna.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: se realizan mediciones de densidad.

Cantidad: en la planta se realiza el pesado de todos los vehículos que entran y salen de la planta. Con lo que tiene un control de producto de GLP que les llega por carro cisterna y del GLP que despachan por carrotanque a los minoristas. La balanza es de Prometálicos. Poseen dos sistemas para verificar el volumen entregado por la red. La primera verificación la realizan mediante un medidor de flujo instalado en la red. La segunda verificación la realizan determinando el cambio de volumen en los tanques de almacenamiento. Los resultados muestran diferencias menores al 1%.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: la planta de Mosquera posee un tanque patrón calibrado en planta con una capacidad de 497 galones, con lo que realizan verificación de medidores de carrotanque. El tanque de calibración se utiliza para calibrar el rotogage de los carros cisternas y los carros tanques. En el proceso de calibración, se abren todas las válvulas de los diferentes niveles. Se mide el nivel del carrotanque y se inicia el proceso de llenado del tanque de calibración hasta alcanzar el 10% del volumen total; esta medida se compara con la medida del carrotanque. Se cierra la válvula del 10% y se continúa llenando el tanque de calibración hasta el 38%, realizando de nuevo la comparación con la medición del carrotanque. Este proceso se repite en los diferentes niveles.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: se realizan mediciones de densidad.

Cantidad: tienen tanques estacionarios en los que miden presión, temperatura y gravedad específica; en esta planta corrigen por presión y temperatura. Reportan que generalmente la diferencia entre el volumen facturado por Ecopetrol y lo medido internamente es menor al 1%, diferencias mayores son reportadas al proveedor.

Densímetro:

Marca: Refinery Supply Company

Escala: 0,5-0,65 gravedades específicas

Manómetro: Bourdon Haenni, 0-300 psi, 2 psi/división

Termómetro: Refinery Supply Company, 0°F-120°F, 2 °F/división

Utilizado para la calibración de volumen

Red Ecopetrol:

Medidor másico por coriolis, mide masa o volumen

Marca: Actaris, modelo M200-0631W

Referencia: Neptune

Tipo de transmisión: por computador

Manómetro: Bourdon Haennin, 0-600 psi, 5 psi/división

Termómetro: Ashcroft, 0-200 °F, 2 °F/división

Despacho de GLP:

Destino: municipios circunvecinos

Método de transporte: la empresa transporta hacia la distribuidora mediante ductos y para la distribución hacia empresas externas se utilizan carrotanques.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: se realizan mediciones de densidad.

Cantidad: los carrotanques poseen las siguientes características:



Rotogage Ecii, 2%/división
Flujo de masa por coriolis Actaris Modelo RML 2000
Caudal máximo: 310 L/min (82 gal/min)
Caudal mínimo: 30 L/min (8 gal/min)
Lecturas: por puerto serial o infrarrojo
Manómetro: Wirar, 0-300 psi, 5 psi/división
Termómetro: Tren, -20 °C a 120 °C, 1 °C/división

Comentarios adicionales: los carros cisternas y los carrotanques son calibrados cada 6 meses.

Distribución de GLP

Admisión de GLP:

Procedencia: distribuidora mayorista.
Método de transporte: ductos.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: poseen un medidor de flujo másico por coriolis con su respectivo sistema de transmisión de datos.

Comentarios adicionales: cuentan con monitoreo en línea de las balanzas del sistema de envasado.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: la planta de envasado cuenta con un tanque con capacidad 9.000 galones.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad:

Rotogage Ecii, 2%/división
Flujo de masa por coriolis Actaris Modelo RML 2000
Caudal máximo: 310 L/min (82 gal/min)
Caudal mínimo: 30 L/min (8 gal/min)
Lecturas: por puerto serial o infrarrojo
Manómetro: Wirar, 0-300 psi, 5 psi/división
Termómetro: Tren, -20 °C a 120 °C, 1 °C/división

Despacho de GLP:

Destino: envasado y tanques estacionarios.

Descripción de envasado: los cilindros debidamente rotulados son llenados mediante un sistema TROYA que emplea básculas (Prometálicos), las básculas poseen un indicador electrónico con resolución de 0,1 kg (tipo TRO-YMB-01).

Método de transporte: la empresa realiza la distribución a granel mediante carrotanques. Estos poseen un rotogage para medición de nivel, un termómetro, un manómetro y un medidor másico.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad.

Cantidad: para el envasado se posee básculas electrónicas (Prometálicos), manómetros y un display electrónico. Cada carrotanque posee un rotogage para medición de nivel, un termómetro y un manómetro.



Visita No 34: NORGAS-CÚCUTA

Fecha Visita: 06/08/2012

Dirección/Ubicación: Av 7 20 N-55 Av. Aeropuerto Zona Industrial, Cúcuta

Objetivo de la visita: revisión de los sistemas de medición de los usuarios de GLP por tanques estacionarios en la ciudad de Cúcuta

Responsable: Pablo Correa

Admisión de GLP:

Procedencia: sede NORGAS.

Método de transporte: carrotanques-planta móvil

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se realizan mediciones de calidad

Cantidad: medidor másico tipo coriolis ubicado en la parte trasera de la planta móvil.

Almacenamiento de GLP:

Descripción tanques de almacenamiento: en la ciudad de Cúcuta se visitaron 13 tanques estacionaron. Estos tanques constan de una válvula reguladora que a la vez sirve como válvula de llenado, un medidor de presión y en algunos casos una válvula de paso. Los tanques tenían medidores de nivel y de presión. En cuanto al tiempo del último mantenimiento, estos eran en promedio de dos meses.

Instrumentos de medición presentes:

Calidad: no se encontraron elementos para medida de calidad.

Cantidad: Se encontraron cinco manómetros, con una escala de 0 a 300 psi (0 a 27,43 kg/cm²) y ocho manómetros con una escala de 0-10 kg/cm², adicionalmente se encontraron ocho medidores de nivel porcentual (magnetel).



Visita No 35: REFINERÍA Ecopetrol-CARTAGENA

Fecha Visita: 25/07/2012

Dirección/Ubicación: zona industrial Mamonal, Cartagena

Objetivo de la visita: visita a la refinería

Responsable: Álvaro Orozco y Pablo Correa

Descripción General

La refinería de Cartagena recibe propano y butano natural proveniente de los campos de producción del Magdalena medio pertenecientes a Ecopetrol o en asociación con otras entidades. Adicionalmente se produce propano en unidades de ruptura catalítica y n-butano generado en unidades de alquilación y en el proceso de refinación de fondos. La mezcla de estos dos productos, junto con el propano recibido de los campos de producción en las balsas de almacenamiento de la Estación de GLP, es el producto obtenido para la entrega a la Vicepresidencia de Transporte para distribuirlos de acuerdo con las ventas realizadas por la Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo en el país.

Gran comercializador de GLP

Despacho de GLP:

Destino: vicepresidencia de transporte Ecopetrol.

Método de transporte: ductos, carrotanques y barcos cisterna.

Instrumento de medición presentes:

Calidad: en el laboratorio de pruebas de la refinería se hace un análisis de composición del GLP mediante cromatógrafo en el que se obtiene los porcentajes de metano, etano, etileno, propano, propileno, isobutano, n-butano, butilenos, isopentano, n-pentano y hexanos del lote de GLP analizado, adicionalmente se hace análisis para determinar la gravedad específica, la gravedad api, insaturados por cromatografía, contenido de azufre, contenido de agua libre, corrosión de tira de cobre, contenido de sulfuro de hidrógeno, mancha de aceite y material residual.

No se utiliza el calorímetro, debido a que el poder calorífico se calcula con base en la cromatografía composicional de los hidrocarburos presentes. La norma aplicada en este procedimiento es la ASTM D2598.

En la refinería de Cartagena no se odoriza el GLP, ya que el contenido de etil y metil mercaptano cumpliría con el mínimo requerido por la norma.

La cromatografía de gases se realiza, aplicando la norma NTC 2518 (ASTM D2163).

Cantidad: El sistema de medición de ventas locales GLP, consta de 4 líneas de medición, manejadas por 1 computador de flujo OMNI 1. Actualmente el computador de flujo OMNI 2 se encuentra fuera de servicio. El computador OMNI 1 administra los medidores tipo Turbina: FQE-3, FQE-13, FQE-14 y FQE-18.

Las turbinas son marca COX de 1 ½" y con un rango teórico de operación de 840-8400 GPH, rango de temperatura (TT) 70-130°F y rango de presión (PT) 0-300 psi. Se encuentran conectadas al OMNI 1, para atender las ventas a clientes locales.

Cada brazo de medición consta de: un medidor de flujo, transmisor de temperatura y presión, filtro, válvula doble sello y purga, válvula de control.

Todo el sistema de medición cuenta adicionalmente con un probador compacto común, móvil, de 12", para realizar las corridas de calibración y un computador de flujo modelo 6000-2D-2S-A1-4E REV. 20.70

El sistema de medición para ventas locales de GLP está conformado por 4 brazos de medición (03, 13, 14 y 18). Cada uno de estos es controlado, operado y supervisado a través de un sistema de control, el cual está conformado por los siguientes componentes:

Sistema SCADA – Supervisión y administración de la información.



Controlador Lógico Programable – Control de unidades de bombeo, válvulas de control y válvulas motorizadas.

Computador de flujo – Control y liquidación de despachos, teniendo en cuenta las compensaciones por presión temperatura y densidad establecidas en el MPMS y en el MMH de Ecopetrol S.A.

Equipos de campo – Transmisión de información de las variables de campo.

El sistema de medición ventas locales de GLP, cuenta con 4 medidores de flujo del mismo tipo cuyo código son los siguientes: FQE03; FQE13; FQE14, FQE18.

Las calibraciones y verificaciones se realizan de acuerdo al manual de medición de Ecopetrol y las normas API MPMS vigentes. El cálculo del CTL Y CPL lo realiza el computador de flujo OMNI 6000 de manera automática mediante modelos matemáticos.

El sistema de medición ventas locales de GLP cuenta con 4 transmisores de presión del mismo tipo cuyos códigos son los siguientes: GI2P-PT-03, GI2P-PT-13, GI2P-PT-14, GI2P-PT-18.

El sistema de medición ventas locales de GLP cuenta con 4 transmisores de temperatura del mismo tipo cuyos códigos son los siguientes: GI2P-TT-03, GI2P-TT-13, GI2P-TT-14, GI2P-TT-18.

Comentarios adicionales: el laboratorio de la Refinería de Cartagena es un laboratorio tipo industrial, certificado bajo la norma ISO17025 hasta el 2015, norma la cual acredita la realización de ensayos.

Monitoreo de variables: El Computador de Flujo -modelo OMNI 6000-se comunica con el PLC vía Modbus RTU; éste tiene módulos de entradas y salidas analógicas de 4-20 mA, a las cuales se conectan los diferentes instrumentos de campo.

El PLC -Allen-Bradley- se comunica por medio de un enlace Modbus con el computador de flujo (OMNI). Este lee y escribe los registros del computador de flujo para enviar órdenes a los actuadores o recibir el estado de la instrumentación de campo. El sistema supervisor interactúa con el PLC por medio de un enlace Ethernet. Este equipo, se encarga tanto de la visualización de las variables de campo (presión, temperatura, flujo y densidad), como del monitoreo del estado de las válvulas motorizadas, válvulas de control y de las unidades de bombeo. Tanto los estados con los valores de las diferentes variables de campo se almacenan en una base de datos, con una permanencia de 12 meses.

El mantenimiento preventivo del sistema supervisor y PLC están cobijado por el contrato de soporte de mantenimiento con la firma Rockwell Colombia S.A. Se realiza con una frecuencia de una vez cada 6 meses. Las actividades incluyen: inspección física del sistema, elaboración de copias de respaldo, mantenimiento preventivo de las aplicaciones, revisión y actualización de las hojas de vida de las aplicaciones, elaboración y actualización de los procedimientos de mantenimiento preventivo y elaboración de informe para Ecopetrol.

El Computador de Flujo OMNI se atiende a través del contrato de soporte de los sistemas de telemetría con la compañía Equipos y Controles Industriales S.A. El mantenimiento preventivo la frecuencia es de cada seis meses. El mantenimiento incluye calibración de entradas y salidas de las tarjetas combo de los OMNI's, revisión, configuración y revisión de reportes.

Cálculo de pérdidas: Los desvíos de propano y butano hacia la TEA (Sistema de evacuación) se miden a través de un medidor de gases con código GZ-FI-1202, este medidor es un Panametric GF868 de la marca General Electric, con sensores ultrasónico que funcionan con el principio de tiempo de tránsito, utiliza dos transmisores: uno de temperatura y uno de presión aguas abajo del sensor para la compensación; los rangos de presión son 0 a 20 psi y de temperatura 60 a 200 °F el cual contabiliza el total de gases combustionado. Las cantidades desviadas a TEA se almacenan en un archivo de Excel el cual recibe información de PI Processbook.



Anexo F. Material Magnético Soporte.

- a) Soporte Magnético, que evidencia los detalles de inversión por agente.
- b) Soporte Magnético, presentación de la socialización de resultados.