

**Сәулет, қала құрылысы және құрылыс
саласындағы мемлекеттік нормативтері
ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ ЕРЕЖЕЛЕР ЖИНАҒЫ**

**Государственные нормативы в области
архитектуры, градостроительства и строительства
СВОД ПРАВИЛ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

ГАЗ ТАРАТУ ЖҮЙЕЛЕРІ

ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ

ҚР ЕЖ 4.03-101-2013*

СП РК 4.03-101-2013*

**Ресми басылым
Издание официальное**

**Қазақстан Республикасы Өнеркәсіп және құрылыс министрлігі
Құрылыс және тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері
комитеті**

**Комитет по делам строительства и жилищно-коммунального
хозяйства Министерства промышленности и строительства
Республики Казахстан**

Астана 2025

АЛҒЫ СӨЗ

- 1 ӘЗІРЛЕГЕН:** «ҚазҚСҒЗИ» АҚ, «ЗЦ АТСЭ» ЖШС
- 2 ҰСЫНҒАН:** Қазақстан Республикасы Ұлттық экономика министрлігінің Құрылыс, тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері және жер ресурстарын басқару комитетінің Техникалық реттеу және нормалау басқармасы
- 3 БЕКІТІЛГЕН ЖӘНЕ КОЛДАНЫСҚА ЕНГІЗІЛГЕН:** Қазақстан Республикасы Ұлттық экономика министрлігінің Құрылыс, тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері және жер ресурстарын басқару комитетінің 2014 жылғы 29-желтоқсандағы № 156-НҚ бұйрығымен 2015 жылғы 1-шілдеден бастап

Осы мемлекеттік нормативті Қазақстан Республикасының сәулет, қала құрылысы және құрылыс істері жөніндегі Уәкілетті мемлекеттік органның рұқсатынсыз ресми басылым ретінде толық немесе ішінара қайта басуға, көбейтуге және таратуға болмайды

Қазақстан Республикасы Ұлттық экономика министрлігі Құрылыс және тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері комитетінің техникалық және лингвистикалық тексеру жүргізу тапсырмасына (2016 жылғы 7 қарашадағы № 38-02-5-1542 хаты) сәйкес құжат мәтіні өзгертілді

Қазақстан Республикасы Ұлттық экономика министрлігі Құрылыс, тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері және жер ресурстары комитетінің 2016 жылғы 1 мамырдағы №64-НҚ, Қазақстан Республикасы Инвестициялар және даму министрлігі Құрылыс және тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері комитетінің 2017 жылғы 25 желтоқсандағы №319-НҚ, 2018 жылғы 1 тамыздағы №171-НҚ, Қазақстан Республикасы Индустрия және инфрақұрылымдық даму министрлігі Құрылыс және тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері комитетінің 2019 жылғы 1 сәуірдегі №46-НҚ және 2021 жылғы 12 тамыздағы №120-НҚ, Қазақстан Республикасы Өнеркәсіп және құрылыс министрлігі Құрылыс және тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері комитетінің 2025 жылғы 20 маусымдағы №96-НҚ бұйрықтарына сәйкес өзгертулер мен толықтырулар енгізілді

ПРЕДИСЛОВИЕ

- 1 РАЗРАБОТАН:** АО «КазНИИСА», ТОО «ЗЦ АТСЭ»
- 2 ПРЕДСТАВЛЕН:** Управлением технического регулирования и нормирования Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан
- 3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ:** Приказом Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства Национальной экономики Республики Казахстан от 29 декабря 2014 № 156-НҚ с 1 июля 2015 года

Настоящий государственный норматив не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Уполномоченного государственного органа по делам архитектуры, градостроительства и строительства Республики Казахстан

Текст документа откорректирован в соответствии с поручением Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства национальной экономики Республики Казахстан (письмо № 38-02-5-1542 от 7 ноября 2016 года) по технической и лингвистической проверке

Внесены изменения и дополнения в соответствии с приказами Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 1 мая 2016 года №64-НҚ, Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 25 декабря 2017 года №319-НҚ, 1 августа 2018 года №171-НҚ, Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан от 1 апреля 2019 года №46-НҚ и от 12 августа 2021 года №120-НҚ, Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства промышленности и строительства Республики Казахстан от 20 июня 2025 года №96-НҚ.

МАЗМҰНЫ

КІРІСПЕ	V
1 ҚОЛДАНУ САЛАСЫ.....	1
2 НОРМАТИВТІ СІЛТЕМЕЛЕР.....	1
3 ТЕРМИНДЕР МЕН АНЫҚТАМАЛАР.....	4
4 ГАЗРЕТТЕГІШ ЖҮЙЕСІНІҢ ОҢТАЙЛЫ ШЕШІМІ	6
4.1 Газреттегіш жүйелерді таңдау.....	6
4.2 Газ тұтыну нормалары	7
4.3 Газдың есепті шығындарын анықтау	8
4.4 Газ құбыры диаметрін және жіберілетін қысым шығынын есептеу	12
4.5 Газ үлестіру процессорын басқарудың автоматтандырылған жүйелері.....	17
5 СЫРТҚЫ ГАЗ ҚҰБЫРЛАРЫ.....	17
5.1 Жалпы ережелер	17
5.2 Жерүсті газ құбырлары	19
5.3 Жерасты газ құбырлары.....	22
5.4 Газ құбырларының табиғи және жасанды кедергілермен қиылысуы	24
5.5 Газ құбырларында сөндіру құрылғыларын орнату	27
5.6 Газ құбырларындағы құрылыстар	28
5.7 Газ құбырларын механикалық бүлінуден қорғау	32
5.8 Ерекше жағдайдағы газ құбырларына қосымша талаптар	33
6 ГАЗРЕТТЕУ ОРЫНДАРЫ ЖӘНЕ ҚОНДЫРҒЫЛАРЫ	36
6.1 ГРО, ГРОБ, ШРО және ГРҚ орналастыру	36
6.2 ГРО, ГРОБ, ШРО және ГРҚ жабдықтары.....	38
6.3 ГРО, ГРОБ, ШРО және ГРҚ жабдықтарын таңдау	40
6.4 Қысым реттеушіні таңдау	40
6.5 Сүзгіш таңдау.....	42
6.6 СІҚ – сақтандырғыш ілмек қақпақшасын таңдау	43
6.7 СТҚ – сақтандырғыш тастау қақпақшасын таңдау.....	43
6.8 ШРО – шкафты реттеу орындарын іріктеу	44
7 ІШКІ ГАЗ ҚҰБЫРЛАРЫ	44
7.1 Жалпы ережелер	44
7.2 Тұрғын үйлердің газ пайдаланатын жабдықтары	48
7.3 Қоғамдық, әкімшілік және тұрмыстық ғимараттардың газ пайдаланатын жабдықтары	50
7.4 Өндірістік ғимараттар мен қазандықтардың газ пайдаланатын жабдықтары	50
7.5 Инфрақызыл сәулелену жанарғылары	52
7.6 Есептегіштерді орналастыру	53
8 ІЛМЕКТІ ТЕМІР АРҚАУ.....	54
9 СЫҒЫЛҒАН КӨМІРСУТЕКТІ ГАЗДЫҢ РЕЗЕРВУАРЛЫҚ ЖӘНЕ БАЛЛОНДЫҚ ҚОНДЫРҒЫЛАРЫ.....	59
9.1 Резервуарлық қондырғылар.....	59
9.2 Баллондық топтық және дербес қондырғылар	66

10 ГАЗ ТОЛТЫРУ БЕКЕТТЕРІ, СЫҒЫЛҒАН КӨМІРСУТЕКТІ ГАЗДАРДЫҢ ГАЗ ТОЛТЫРУ БЕКЕТТЕРІ.....	67
10.1 Жалпы ережелер.....	67
10.2 ГТБ және ГТО ғимараттары мен құрылыстарын орналастыру және аумағын жоспарлау	67
10.3 СКГ арналған резервуарлар	70
10.4 СКГ объектілерін жабдықтау.....	73
10.5 Аралық баллон қоймалары.....	77
10.6 Авто газ толтыру бекеттері	77
11 ЖҰМЫС САПАСЫН БАҚЫЛАУ	78
11.1 Сырттай тексеріс және өлшеулер	78
11.2 Механикалық сынау.....	78
11.3 Физикалық тәсілдермен бақылау.....	81
11.4 Газ құбырларын сынау.....	84
А қосымшасы (ақпараттық)Коммуналды-тұрмыстық қажеттілікке газ шығыны нормалары.....	89
Б қосымшасы (ақпараттық) Жер үсті газ құбырларынан (жердегі топырақ үймесі жоқ) ғимараттар мен құрылыстарға дейінгі минималды қашықтық	91
В қосымшасы (ақпараттық) Жер асты газ құбырларынан (жердегі топырақ үймесі жоқ) ғимараттар мен құрылыстарға дейінгі минималды қашықтық	94
Г қосымшасы (ақпараттық) Ішкі газ құбырларына рұқсатты шектеу типтік шешімдері	98
Д қосымшасы (ақпараттық) Ғимаратты қауіпсіз газдандырудың негізгі белсенді шаралары.....	100
Е қосымшасы (ақпараттық)Түтіндік және желдеткіш арналар	102
Ж қосымшасы (ақпараттық) Дәнекерлі жалғасқан жерлердің сыртқы түрін бақылау үлгілерін рәсімдеу және бекіту тәртібі	107
И қосымшасы (ақпараттық) Үйкелме ұшқын қауіпсіздігін қамтамасыз ету бойынша еден материалына қойылатын талаптар	108
КІТАПНАМА	109

КІРІСПЕ

Аталмыш ережелер жинағы нормативті–техникалық базаны құрылымдық реформалау шеңберінде жасалған талаптарын орындауды кең шеңберде қамтамасыз етуге мүмкіндік беретін, ресми мойындалған ретінде қажетті толықтығымен тәжірибе жүзінде өзін ақтаған ұсынылатын параметрлер ретінде қолданылатын оңтайлы шешімдердің көрсеткіштерінен, ережелері мен нұсқауларынан тұрады, соның ішінде:

аталмыш ережелер жинағының негізгі ерекшеліктері қауіпсіздік талаптарын қамтамасыз ету;

газреттеу, газ тұтыну желілерін, сығылған көмірсутекті газ объектілерінің пайдалану сипаттарын регламенттеу жолымен құрылыс өнімдерін тұтынушылардың мүдделері мен заңмен қорғалатын құқықтарын қорғау;

тозған газреттеу, газ тұтыну желілерін және сығылған көмірсутекті газ объектілерін қалпына келтіру және жаңасын салу үшін жабдықтарды және жаңа материалдарды, ең алдымен полимерлі, сонымен қатар заманауи тиімді технологияларды қолдану мүмкіндіктерін кеңейту болып табылады.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ ЕРЕЖЕЛЕР ЖИНАҒЫ
СВОД ПРАВИЛ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ГАЗ ТАРАТУ ЖҮЙЕЛЕРІ

ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ

Енгізілген күні -2015-07-01

1 ҚОЛДАНУ САЛАСЫ

Осы ережелер жинағының ережелері: табиғи газ және сығылған көмірсутекті газ (СКГ) тасымалданатын, газреттеу желілерін, СКГ объектілерін- газ толтыру бекеттері ГТБ, газ толтыру орындары ГТО, регазификаттау бекеттері (РБ), авто газ құю бекеттері (АГҚБ), аралық баллон қоймалары (АБҚ), резервуарлық және баллондық қондырғылар] жобалау, салу, күрделі жөндеу, қайта құру, кеңейту, қайта жабдықтау, сақтау және жою кезінде қолданылады.

***2 НОРМАТИВТІ СІЛТЕМЕЛЕР**

(Өзгерт.ред. – ҚТҮКШІК 20.06.2025 ж. №96-НҚ бұйрық)

Осы Ережелер жинағын қолдану үшін мынадай сілтемелік нормативтік құжаттар қажет:

Қазақстан Республикасы Энергетика министрлігінің 2015 жылғы 20 наурыздағы №230 бұйрығымен бекітілген Электр қондырғыларын орнату қағидалары.

ҚР ҚН 1.02-03-2022 Құрылыстың жобалау-сметалық құжаттамасын әзірлеу, келісу, бекіту тәртібі мен құрамы.

ҚР ҚН 2.03-01-2011 Аймақтарда және отырмалы топырақтарда орналасқан ғимараттар мен имараттар.

ҚР ҚН 3.01-01-2011 Өнеркәсіптік кәсіпорындардың бас жоспарлары.

ҚР ҚН 3.01-01-2013 Қала құрылысы. Қалалық және ауылдық елді мекендерді жоспарлау және құрылысын салу.

ҚР ҚН 3.02-07-2014 Қоғамдық ғимараттар мен имараттар.

ҚР ҚН 3.02-27-2013 Өндірістік ғимараттар.

ҚР ҚН 3.02-28-2011 Өнеркәсіптік кәсіпорындар имараттары.

ҚР ҚН 3.02-36-2012 Едендер.

ҚР ҚН 3.03-12-2013 Көпірлер және құбырлар.

ҚР ҚН 3.03-22-2013 Өнеркәсіптік көлік.

ҚР ҚН 3.05-01-2013 Магистралдық құбыр жолдары.

ҚР ҚН 4.01-01-2011 Ғимараттар мен имараттардың ішкі су құбыры және кәрізі.

ҚР ҚН 4.02-01-2011 Ауаны жылыту, желдету және кондиционерлеу.

ҚР ҚН 4.02-05-2013 Қазандық құрылғылары.

ҚР ҚН 5.01-02-2013 Ғимараттар мен имараттардың іргелері.

Ресми басылым

ҚР ЕЖ 4.03-101-2013*

ҚР ҚНжЕ 2.02-05-2009* Ғимараттар мен құрылыстардың өрт қауіпсіздігі.

ҚР ҚНжЕ 5.02-02-2010 Тас және шегенделген тас конструкциялар.

МҚН 4.02-04-2004 Жылу желілері.

МҚН 4.03-01-2003 Газ тарату жүйелері.

ҚР ЕЖ 2.03-30-2017* Сейсмикалық аудандарындағы құрылыстар.

ҚР ЕЖ 2.03-101-2012 Қазбалы аймақтарда және отырмалы топырақтарда орналасқан ғимараттар мен имараттар.

ҚР ЕЖ 2.04-01-2017 Құрылыс климатологиясы.

ҚР ЕЖ 2.04-103-2013 Ғимараттар мен имараттарды найзағайдан қорғау құрылғысы.

ҚР ЕЖ 3.01-101-2013 Қала құрылысы. Қалалық және ауылдық елді мекендерді жоспарлау және құрылысын салу.

ҚР ЕЖ 3.02-107-2014 Қоғамдық ғимараттар мен имараттар.

ҚР ЕЖ 3.02-127-2013 Өндірістік ғимараттар.

ҚР ЕЖ 3.02-128-2012 Өнеркәсіптік кәсіпорындардың имараттары.

ҚР ЕЖ 3.02-136-2012 Едендер.

ҚР ЕЖ 3.03-112-2013 Көпірлер және құбырлар.

ҚР ЕЖ 3.03-122-2013 Өнеркәсіптік көлік.

ҚР ЕЖ 3.05-101-2013 Магистралдық құбыр жолдары.

ҚР ЕЖ 4.01-101-2012 Ғимараттар мен имараттардың ішкі су құбыры және кәрізі.

ҚР ЕЖ 4.02-101-2012 Ауаны жылыту, желдету және кондиционерлеу.

ҚР ЕЖ 4.02-105-2013 Қазандық құрылғылары.

ҚР ЕЖ 5.01-102-2013 Ғимараттар мен имараттардың іргелері.

ҚР СТ 4008-2025 Мұнай және газ өнеркәсібі. Құбырлар. Болат құбырлардың интерференциялық механикалық қосылысы. Жалпы талаптар.

ҚР СТ ISO 17640-2013 Бұзылмайтын дәнекерлеу қосылыстарын бақылау. Ультрадыбыстық бақылау. Дыбыс деңгейлері және бағалау әдістері.

ҚР СТ МЕМСТ Р 50838-2011 Газ құбырларына арналған полиэтиленнен жасалған құбырлар. Техникалық шарттар.

ҚР СТ МЕМСТ Р 51387-2008 Энергия үнемдеу. Нормативтік-әдістемелік қамтамасыз ету. Негізгі ережелер.

ҚР СТ 2939-2016 Ажыратылмайтын қосылыс «Полиэтилен-болат» Техникалық шарттар.

ҚР СТ МЕМСТ Р 50670-2008. Өнеркәсіптік газды пайдаланатын жабдық. Ауа жылытқыштар. Жалпы техникалық талаптар.

ҚР СТ ИСО 21329-2007 Мұнай және газ өнеркәсібі. Құбыр арқылы тасымалдау жүйелері. Механикалық қосқыштарды сынау процедуралары.

ҚР СТ МЕМСТ Р 52760-2010 Құбыр арматурасы. Таңбалауға және айрықша бояуға қойылатын талаптар.

МЕМСТ 2.601-2019 КҚБЖ. Пайдалану құжаттары.

МЕМСТ 12.1.005-88 ЕҚСЖ. Жұмыс аймағының ауасына қойылатын жалпы санитариялық-гигиеналық талаптар.

МЕМСТ 12.4.059-89 ЕҚСЖ. Құрылыс. Сақтандырғыш мүліктік қоршаулар. Жалпы техникалық шарттар.

МЕМСТ 21.610-85 (СТ СЭВ 5047-85) ҚЖҚЖ Газбен жабдықтау. Сыртқы газ құбырлары. Жұмыс сызбалары.

МЕМСТ 380-2005 Қарапайым сапалы көміртекті болат. Маркалары.

МЕМСТ 481-80* Паронит және одан жасалатын төсемелер. Техникалық шарттар.

МЕМСТ 1173-2006 Фольга, таспалар, табақтар және мыс плиталар. Техникалық шарттар.

МЕМСТ 1050-2013 Қоспаланған конструкциялық сапалы және арнайы болаттан жасалған металл өнімдері. Жалпы техникалық шарттар.

МЕМСТ 1215-79 Шөміш шойыннан құймалар. Жалпы техникалық шарттар.

МЕМСТ 1412-85 (СТ СЭВ 4560-84) Құймаларға арналған табақшалы графиті бар шойын. Маркалар.

МЕМСТ 1583-93 Алюминий құю қорытпалары. Техникалық шарттар.

МЕМСТ 3845-2017 Металл құбырлар. Ішкі гидростатикалық қысымды сынау әдісі.

МЕМСТ 4543-2016 Мемлекетаралық стандарт. Қоспаланған конструкциялық болаттан жасалған металл өнімдері. Техникалық шарттар.

МЕМСТ 5520-2017 Қысыммен жұмыс істейтін қазандықтар мен ыдыстарға арналған көміртекті төмен қоспаланған және қоспаланған болаттан жасалған қалың табақты илемдеу. Техникалық шарттар.

МЕМСТ 6996-66 Дәнекерленген қосылыстар. Механикалық қасиеттерді анықтау әдістері.

МЕМСТ 7293-85 Құймаға арналған шар тәрізді графиті бар шойын. Маркалары.

МЕМСТ 7338-90 Резеңке және резеңке маталы тақтайшалар. Техникалық шарттар.

МЕМСТ 8568-77 Ромбты және жасымықты кедір-бұдырлы болат табақтар. Техникалық шарттар.

МЕМСТ 9238-2022 Жолтабаны 1520 (1524) мм темір жол құрылыстарының және жылжымалы құрамының жақындау габариттері.

МЕМСТ 9544-2015 Құбыржол тиектік арматурасы. Бекітпелердің саңылаусыздығының нормалары.

МЕМСТ 13726-2023 Алюминий және алюминий қорытпалары таспалары. Техникалық шарттар.

МЕМСТ 13996-2019 Қыш тақтайшалар. Жалпы техникалық шарттар.

МЕМСТ 15150-69 Машиналар, құралдар және басқа да техникалық бұйымдар. Әр түрлі климаттық аудандарда жасау. Санаттары, пайдалану шарттары, қоршаған ортаның климаттық факторы ықпалында сақтау және тасымалдау.

МЕМСТ 15527-2004 Қысыммен өңделетін мыс-мырыш қорытпалары (латундер). Маркалары.

МЕМСТ 16037-80* Болат құбырлардың болат қосылыстарының тігістері. Негізгі типтері және конструкциялық элементтері.

МЕМСТ 16337-77 Жоғары қысымды полиэтилен. Техникалық шарттар.

МЕМСТ 16338-85 Төменгі қысымды полиэтилен. Техникалық шарттар.

МЕМСТ 16569-86 Тұрмыстық жылыту пештеріне арналған газдық жанарғы құрылғылары. Техникалық шарттар.

МЕМСТ 17711-93 Құймалы мыс-мырыш қорытпалары (латундер). Маркалары.

ҚР ЕЖ 4.03-101-2013*

МЕМСТ 19281-2014 Беріктігі жоғары болаттан жасалған илек. Жалпы техникалық шарттар.

МЕМСТ 20448-2018 Коммуналды-тұрмыстық тұтынуға арналған сұйытылған отындық көмірсутекті газдар. Техникалық шарттар.

МЕМСТ 21105-87 Бұзылмайтын бақылау. Магнитті ұнтақ әдісі.

МЕМСТ 21204-97 Өнеркәсіптік газ жанарғылары. Жалпы техникалық талаптар.

МЕМСТ 21488-97 Алюминий және алюминий қорытпаларынан жасалған сығымдалған шыбықтар. Техникалық шарттар.

МЕМСТ 25696-83 Мемлекетаралық стандарт. Инфрақызыл сәулеленудің газ жанарғылары. Жалпы техникалық талаптар және қабылдау.

МЕМСТ 28394-89 Құймаларға арналған вермикулярлы графиті бар шойын. Маркалар.

МЕМСТ 28830-90 = ISO 5187-85 Дәнекерленген қосылыстар. Созылу және ұзақ беріктікке сынау әдістері.

МЕМСТ 31848-2012 Өнеркәсіптік газ пайдалану жабдықтары. Ауажылытқыштар. Жалпы техникалық талаптар.

МЕМСТ ISO 3183-2015 Мұнай және газ өнеркәсібі құбырларына арналған болат құбырлар. Жалпы техникалық шарттар.

МЕМСТ ISO 10893-12-2017 Жіксіз және дәнекерленген болат құбырлар. 12-бөлім. Бүкіл шеңбер бойынша қабырға қалыңдығын автоматтандырылған бақылаудың ультрадыбыстық әдісі.

МЕМСТ IEC 60034-5-2011 Айналмалы электр машиналары. 5-бөлім. Айналмалы электр машиналарының қабықшаларымен қамтамасыз етілетін қорғаныс дәрежелерінің жіктелуі (IP коды).

Ескертпе - Осы мемлекеттік нормативті пайдаланған кезде «Қазақстан Республикасының аумағында қолданылатын сәулет, қала құрылысы және құрылыс саласындағы нормативтік құқықтық актілер мен нормативтік техникалық құжаттар тізбесі», «ҚР Ұлттық стандарттары мен ұлттық техникалық-экономикалық ақпарат жіктеуіштерінің каталогы» және «Мемлекетаралық стандарттар каталогы» ақпараттық каталогтары бойынша жыл сайын жасалатын анықтамалық құжаттардың қолданылуын ағымдағы жылғы жағдай бойынша және ай сайын шығарылатын тиісті ақпараттық бюллетеньдерге - ағымдағы жылы жарияланған стандарттардың журналдары мен ақпараттық көрсеткіштері бойынша тексерген орынды. Егер сілтемелік құжат ауыстырылған (өзгертілген) болса, онда осы нормативті пайдаланған кезде ауыстырылған (өзгертілген) стандартты басшылыққа алған жөн, егер сілтемелік құжат ауыстырусыз жойылған болса, онда оған сілтеме берілген ереже осы сілтемені қозғамайтын бөлігінде қолданылады.

3 ТЕРМИНДЕР МЕН АНЫҚТАМАЛАР

Осы нормативті құжатта құрылыс нормаларында ҚР ҚН 4.03-01 келтірілген терминдер мен анықтамалар, сондай-ақ тиісті анықтамалары бар терминдер қолданылады.

3.1 Газреттегіш жүйе: Магистральді газ құбырынан газ тұтынушы жүйелерге дейін тауарлы газды тасымалдау үшін арналған, газ құбырларынан (линиядағы бөлімдер) және солармен түйіндескен объектілерден тұратын технологиялық өзара байланысты құрылымдардың кешені.

3.2 Газреттегіш желі: Сыртқы газ құбырларының өндіру көзінен бастап тұтынушыға жеткенге дейінгі жүйесі және олардағы құрылымдар мен техникалық қондырғылар.

3.3 Газреттегіш көздер: Газбен қамту жүйесінің газ реттеу жүйесіне газ беруге арналған (мысалы, газреттегіш бекет - ГРБ) газбен қамту жүйесінің элементі.

3.4 Сыртқы газ құбыры: Ғимараттан тыс, ғимарат сыртқы құрылымының шегіне дейін тартылған газреттеу немесе газ тұтыну желісінің жерасты және (немесе) жерүсті газ құбыры.

3.5 Ішкі газ құбыры: Ғимараттың сыртқы құрылымынан ғимарат ішінде орналасқан газ пайдалану құрылғысына қосылғанға дейін тартылған газ құбыры.

3.6 Газпайдалану құрылғысы: Отын ретінде газды пайдаланатын құрылғылар.

3.7 Газ жабдығы: Газ құбырларының құрамдас элементтері ретінде қолданылатын толығымен зауытта дайындалған техникалық бұйымдар (компенсаторлар, конденсат жинақтаушылар, құбыр жолы ілгекті темір арқауы және т.б.)

3.8 Газбен қамтамасыз етілетін объектілердің қорғалатын аймағы: Қолданудың қауіпсіз жағдайларын қамтамасыз ету және олардың зақымдану мүмкіндігін шектеу мақсатында газбен қамтамасыз ету жүйелерінің объектілерінің айналасында орнатылатын, пайдаланудың ерекше жағдайлары бар аумақ.

3.9 Тауарлы газ: Қазақстан Республикасының мемлекеттік стандарттарының және техникалық регламенттердің талаптарының сапалы және сандық мазмұнының компоненттері бойынша жауап беретін және шикі газды қайта өңдеу өнімі болып табылатын, газ тәрізді жағдайдағы, метанның басымдылығы бар көмірсутектердің көп құрамдас қоспалары.

3.10 Жер асты газ құбыры: Жер беті деңгейінен төмен тартылған немесе топырақ үйілген жер астында тартылған сыртқы газ құбыры.

3.11 Жерүсті газ құбыры: Жер бетінде немесе топырақ үйілмеген жер бетінде тартылған сыртқы газ құбыры.

3.12 Суасты газ құбыры: Қиылысатын су бөгеттерінің түбі деңгейінен төмен тартылған сыртқы газ құбыры.

3.13 Жеке баллонды қондырғы: Газды газреттеу желісіне беруге арналған СКГ екіден көп емес баллоннан, газ құбырынан, техникалық қондырғылардан тұратын технологиялық құрылғы.

3.14 Газ құбырын тартудың қысылған жағдайлары: Газ құбырын тартудың нормативті құжатта регламенттелген ара қашықтықты сақтау мүмкін болмайтын жағдайлары.

3.15 Газ шығыны қауіпсіздігі қақпақшасы (контроллер): Газ шығыны белгілі мәннен асып кеткенде газ құбырындағы газ ағысын автоматты тоқтататын құрылғы.

4 ГАЗРЕТТЕГІШ ЖҮЙЕСІНІҢ ОҢТАЙЛЫ ШЕШІМІ

4.1 Газреттегіш жүйелерді таңдау

4.1.1 Газ үлестіру жүйелерінің жобасын әзірлеуді, магистралды газ құбырына, газ үлестіру жүйесіне немесе осындай объектіні қолданатын ұйыммен немесе газификацияның аумақтық сызбаларымен бекітілгеніне сәйкес бюджеттік бағдарламалардың әкімшісімен берілетін топтық суқоймалық орнатылуларға қосылуға техникалық жағдайлардың негізінде енгізу қажет.

4.1.2 Жобалық құжаттаманың құрамы, жасау, келісу, бекіту тәртібін ҚР ҚН 1.02-03 сәйкес қарастыру керек.

4.1.3 Газреттеу жүйелері жіктеледі:

- газдың түрі бойынша (табиғи, бағыттас және СКГ);
- газ қысымын реттеу сатыларының саны бойынша (бір- және көп сатылы);
- құрылу қағидасы бойынша (сақиналы, тұйықталған, аралас).
- газ құбырының орналасу орыны бойынша: сыртқы және ішкі, жер асты (су асты), жер үсті (су үсті);
- газбен қамтамасыз ету жүйесінде тағайындау бойынша: (үлестіруші, қыстырмалы, үрлемелі, қашыртқы, импульсті, және де ауыл аралық);
- құбыр материалдары бойынша: металлдық (болатты, мысты және т.б.) және металлдық емес (полиэтиленді және т.б.).

4.1.4 Газды тарату жүйесін таңдауды елді мекендердің газ тұтыну тығыздығына, құрылымына және көлеміне, тұрғын үй және өндірістік аймақтардың, газбен қамту жүйелерінің орналасуына (қолданыстағы және жобаланған магистралдық газ құбырларының, газреттеу бекетінің (ГРБ), газтолтыру бекеттерінің (ГТБ) орналасуы мен қуаты және т.б.) тәуелді жүргізу керек.

Жобада қандай да бір газ реттеу жүйесін таңдау техникалық-экономикалық негізделген болуы керек.

4.1.5 Реттеудің бір- немесе көпсатылы жүйесін пайдаланғанда тұтынушыларға газ бір немесе бірнеше қысым санатындағы реттеу газ құбырларына сәйкес беріледі.

Әдетте, ірі және орташа елді мекендер үшін көпсатылы газреттеу жүйелерін қарастырады.

Шағын қалалар мен жеке тұрғын ықшам аудандары үшін, сонымен қатар, ауылдар үшін тиімді газ реттеу жүйесі ретінде тұтынушының немесе тұтынушылар тобының орташа қысымды ШРО жүйелері ұсынылады.

Төмен қысымды бір сатылы газреттеу жүйелері материалды шығындары көп болғандықтан газбен қамту көздеріне жақын орналасқан шағын құрылысы бар елді мекендерде ғана тиімді болып табылады.

Тарату газ құбырларында қысым шамасына және климаттық жағдайларға тәуелді ГРО, ГРОБ жергілікті жылыту құралдарымен бірге қолдану ұсынылады.

4.1.6 Газреттеу жүйесіне енетін әр түрлі қысым санатындағы газ құбырлары арасында газ реттеу орындары (қондырғылары) болуы керек.

4.1.7 Газреттеу жүйелерін салу негіздері елді мекен құрылысының тығыздығы мен жоспарлану сипатына тәуелді таңдалады. Газреттеу құбырларының барлық іріктеу нүктелерінде бір қалыпты қысым режимін қамтамасыз ететін және газбен қамту жүйесі тиімділігін арттыратын аралас немесе сақиналы газреттеу жүйелері тиімді болып табылады.

4.1.8 СКГ газбен қамтуда резервуарлы қондырғылар немесе регазификацияландыру бекеттері негізіндегі газреттеу жүйелері ұсынылады.

СКГ қондырғылы топтық және жеке баллондарды пайдаланатын газреттеу жүйелерін резервуарлы қондырғыларды пайдалану техникалық тұрғыда мүмкін болмағанда немесе экономикалық тиімсіз болғанда ғана қолдану ұсынылады.

4.2 Газ тұтыну нормалары

4.2.1 Елді мекендерді газбен қамту мәселелерін шешу кезінде газды пайдалану келесілерге қарастырылады:

- халықтың жеке-тұрмыстық қажеттіліктері: тағамды, ыстық суды, жеке тұрғын жайларды (жеке тұрғын үйлерді, пәтерлерді, бөлмелерді) жылытуды дайындау, ал ауылдық елді мекендер үшін үй жағдайында жануарларға азық дайындау және су жылыту үшін;

- тұрғын үй және басқа да қоғамдық ғимараттарды ыстық сумен қамтамасыз ету, жылыту және желдету үшін;

- өндірістік және коммуналды –тұрмыстық тұтынушылардың қажеттіліктері және жылыту үшін қарастырылады.

4.2.2 Әрбір тұтынушы санаты үшін жылдық газ шығынын газ тұтынушылар – объектілерінің даму болашағын ескере отырып, есепті кезең соңында анықтау қажет.

Есепті кезең ұзақтығы газ тұтынушылар – объектілерін дамыту келешекті жоспары негізінде белгіленеді.

Халықтың тұрмыстық мүдделеріне газды тұтыну көлемін анықтау кезінде ұжымдық (жалпы үйлік) есептеу құрылғыларымен газды тұтыну көлемін өлшеу нәтижесінде алынған мәліметтердің болуы кезінде ұқсастық әдістер немесе есептік әдіс қолданылады. Егер де, ұжымдық (жалпы үйлік) есептеу құрылғыларымен газды тұтыну көлемін өлшеу нәтижелері болмаса.

4.2.3 Тұрғылықты халықтың (жылытуды есептемей), халыққа тұрмыстық қызмет көрсету кәсіпорындарының, қоғамдық тамақтану, нан және кондитерлік бұйымдар өндіру кәсіпорындары, сонымен қатар денсаулық сақтау ұйымдарының жылдық газ шығынын А қосымшада берілген жылу шығынына нормалары бойынша анықтау ұсынылады.

А қосымшасында көрсетілмеген тұтынушылар үшін газ шығыны нормасын басқа отын түрі шығыны нормалары бойынша немесе пайдаланылатын отынды ПӘК ескере отырып газдық отынға ауыстыру шығындары бойынша анықталады.

4.2.4 Қалалардың және басқа да елді мекендердің бас жоспарлары жобаларын жасау кезінде іріленген газ тұтыну көрсеткіштерін қолдануға болады, газдың жану жылуы 34 МДж/м^3 (8000 ккал/м^3) болғанда 1 адам тұтынатын $\text{м}^3/\text{жыл}$ газ:

- орталықтанған ыстық сумен қамту бар болған жағдайда - 120;

ҚР ЕЖ 4.03-101-2013*

- ыстық сумен газдық су жылытқыштардан қамту кезінде - 300;
- ыстық сумен қамту түрлері болмаған жағдайда - 180 (ауылдық елді мекенде 220).

4.2.5 Сауда кәсіпорындарының, өндірістік емес сипаттағы тұрмыстық қызмет көрсету орындарының қажеттіліктеріне жұмсалған жылдық газ шығынын тұрғын үйлер қосынды жылу шығынының 5% мөлшерінде қабылдау керек.

4.2.6 Өндірістік және ауыл шаруашылық кәсіпорындарының қажеттіліктеріне жұмсалған газ шығынын осы кәсіпорындардың отын (жылу) шығыны технологиялық нормалары жылу тұтыну (газдық отынға ауысу кезінде ПӘК өзгерісін ескере отырып) мәліметтері бойынша анықтайды.

*4.2.7 Жылыту, желдету және ыстық сумен жабдықтаудың қажеттіліктеріне жұмсалатын жылудың жылдық және есептік сағаттық шығындарын ҚР ЕЖ 4.01-101, ҚР ЕЖ 4.02-101, МҚН 4.02-02 нұсқауларына сәйкес анықтайды (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

4.2.8 Жануарларға азық дайындау және су жылыту үшін жылдық жылу шығынын 1 кесте бойынша анықтау ұсынылады.

1 кесте – Жануарларға азық дайындау және су жылытуға жұмсалатын жылдық жылу шығыны

Жұмсалатын газ тағайындалуы	Көрсеткіш	Бір жануар қажеттілігіне жылу шығыны нормасы, МДж (мың.ккал)
Жануарларға ірі азықтар мен тамыр-түйнек жемістерді демдеуді ескере отырып азық дайындау	Жылқы Сиыр Шошқа	1700 (400) 4200 (1000) 8400 (2000)
Ішуге және санитарлық мақсаттарға су жылыту	1 жануарға	420(100)

4.3 Газдың есепті шығындарын анықтау

4.3.1 Қалалардың және өзге елді мекендердің газбен жабдықтау жүйесі газдың максимал сағаттық шығынына есептелуі тиіс.

4.3.2 Газдың 0 °С температурадағы және 0,1 МПа (760 мм сын.бағ) қысымдағы шаруашылық-тұрмыстық және өндірістік қажеттіліктерге жұмсалатын максималды сағаттық шығынын Q_d^h , м³/сағ келесі формула бойынша есептейді

$$Q_d^h = K_{max}^h Q_y, \quad (1)$$

мұнда K_{max}^h - сағаттық максимум коэффициенті (жылдық шығыннан максималды сағаттық газ шығынына ауысу коэффициенті);

Q_y - жылдық газ шығыны, м³/жыл.

Газдың сағаттық шығыны максимумы коэффициентін бір көзден қамтылатын әр ерекше газбен қамту аймағы бойынша саралап қабылдау керек.

Шаруашылық-тұрмыстық қажеттіліктерге газбен қамтылатын халық санына тәуелді сағаттық газ шығыны максимумы коэффициенті 2 кестеде; моншалар, кір жуатын орындар, қоғамдық тамақтану орындары және нан және кондитерлік бұйымдарды өндіру кәсіпорындары бойынша 3 кестеде берілген.

2 кесте – Халық санына тәуелді сағаттық газ шығыны максимумы коэффициенті мәндері

Газбен қамтылатын тұрғындар саны, мың адам	Сағаттық газ шығыны максимумы коэффициенті (жылытусыз) K_{max}^h
1	1/1800
2	1/2000
3	1/2050
5	1/2100
10	1/2200
20	1/2300
30	1/2400
40	1/2500
50	1/2600
100	1/2800
300	1/3000
500	1/3300
750	1/3500
1000	1/3700
2000 и более	1/4700

3 кесте – Қоғамдық тамақтану орындары, моншалар мен кір жуатын орындар үшін сағаттық газ шығыны максимумы коэффициенті мәндері

Кәсіпорын	Сағаттық газ шығыны максимумы коэффициенті (жылытусыз) K_{max}^h
Моншалар	1/2700
Кір жуатын орындар	1/2900
Қоғамдық тамақтану орындары	1/2000
Нан және кондитерлік бұйымдар кәсіпорны	1/6000
Ескертпе - Моншалар мен кір жуатын орындар үшін сағаттық газ шығыны максимумы коэффициенті мәндері жылыту мен желдетуге жұмсалатын газ шығынын ескере отырып берілді.	

4.3.3 Өндірістің әр түрлі салалары мен өндірістік сипаттағы тұрмыстық қызмет көрсету кәсіпорындарындағы (4 кестеде берілген кәсіпорындардан басқа) есепті сағаттық газ шығынын жылу тұтыну (газдық отынға ауысуда ПӘК ескере отырып) мәліметтері бойынша немесе 4 кестеде берілген өндіріс салалары бойынша сағаттық максимум коэффициентін ескере отырып жылдық газ шығынынан (1) формула бойынша анықтайды.

**4 кесте -Өнеркәсіптік салалардағы газ шығыны сағаттық максимумы
коэффициенті мәндері**

Өнеркәсіп саласы	Сағаттық газ шығыны максимумы коэффициенті (жылытусыз) K_{max}^h		
	Тұтас кәсіпорын бойынша	Қазандықтар бойынша	Өндірістік пештер бойынша
Қара металлургия	1/6100	1/5200	1/7500
Кеме жасау	1/3200	1/3100	1/3400
Резина-асбестті	1/5200	1/5200	-
Химия	1/5900	1/5600	1/7300
Құрылыс материалдары	1/5900	1/5500	1/6200
Радиоөнеркәсіп	1/3600	1/3300	1/5500
Электртехникалық	1/3800	1/3600	1/5500
Түсті металлургия	1/3800	1/3100	1/5400
Станок жасау және аспаптық	1/2700	1/2900	1/2600
Машина жасау	1/2700	1/2600	1/3200
Текстильдік	1/4500	1/4500	-
Целлюлозды-қағаз	1/6100	1/6100	-
Ағаш өңдеу	1/5400	1/5400	-
Тағамдық	1/5700	1/5900	1/4500
Сыра қайнату	1/5400	1/5200	1/6900
Шарап жасау	1/5700	1/5700	-
Аяқ киім	1/3500	1/3500	-
Фарфорфаянстық	1/5200	1/3900	1/6500
Тері-галантереялық	1/4800	1/4800	-
Баспа	1/4000	1/3900	1/4200
Тігін	1/4900	1/4900	-
Ұн тарту –жарма	1/3500	1/3600	1/3200
Темекі	1/3850	1/3500	-

4.3.4 Жекелеген тұрғын үйлер және қоғамдық ғимараттар үшін газдың есепті сағаттық шығынын Q_d^h , м³/сағ газ құралдарының бірлік газ шығындарының қосындысы бойынша олардың әрекетінің бір мезгілдігі коэффициентін ескере отырып, келесі формула бойынша анықтайды

$$Q_d^h = \sum_{i=1}^m K_{sim} q_{nom} n_i, \quad (2)$$

мұнда $Q_d^h = \sum_{i=1}^m$ - K_{sim} , q_{nom} және n_i - i дейін m шамалардың көбейтіндісі

қосындысы;

K_{sim} - 5 кесте бойынша алынатын тұрғын үйлер үшін бір мезгілділік коэффициенті;

q_{nom} - құралдың төлқұжаттық мәліметі немесе техникалық сипаттамасы бойынша алынатын құрал немесе құралдар топтарының бірлік газ шығыны, $m^3 / сағ$;

n_i - бір типті құрал немесе құралдар тобы саны;

m - құрал немесе құралдар тобы типтерінің саны.

5 кесте– Тұрғын үйлерде газ қондырғысының орнатылуына тәуелді K_{sim} бір мезгілділік коэффициентінің мәні

Пәтерлер саны	Тұрғын үйлерде газ қондырғысының орнатылуына тәуелді K_{sim} бір мезгілділік коэффициентінің мәні			
	4- кәмпіректі пеш	2-кәмпіректі пеш	4- кәмпіректі пеш және газдық ағынды су жылытқыш	2-кәмпіректі пеш және газдық ағынды су жылытқыш
1	1	1	0,700	0,750
2	0,650	0,840	0,560	0,640
3	0,450	0,730	0,480	0,520
4	0,350	0,590	0,430	0,390
5	0,290	0,480	0,400	0,375
6	0,280	0,410	0,392	0,360
7	0,280	0,360	0,370	0,345
8	0,265	0,320	0,360	0,335
9	0,258	0,289	0,345	0,320
10	0,254	0,263	0,340	0,315
15	0,240	0,242	0,300	0,275
20	0,235	0,230	0,280	0,260
30	0,231	0,218	0,250	0,235
40	0,227	0,213	0,230	0,205
50	0,223	0,210	0,215	0,193
60	0,220	0,207	0,203	0,186
70	0,217	0,205	0,195	0,180
80	0,214	0,204	0,192	0,175
90	0,212	0,203	0,187	0,171
100	0,210	0,202	0,185	0,163
400	0,180	0,170	0,150	0,135
1 Ескертпе - Бірнеше бір типті газ құрылғылары орнатылатын пәтерлер үшін бір мезгілділік коэффициентін осындай газ құрылғылар бар пәтерлердің осындай саны үшін де қабылдау керек. 2 Ескертпе - Сыйымдылықты су жылытқыштар, жылу қазандықтары немесе жылу пештері үшін бір мезгілділік коэффициенті мәнін пәтер санына тәуелсіз 0,85 тең деп алу керек.				

4.4 Газ құбыры диаметрін және жіберілетін қысым шығынын есептеу

4.4.1 Газ құбыларының жіберу қабілетін ГРО және газреттеу қондырғыларының (ГРҚ) тұрақты жұмысын және газ қысымының мүмкін болатын ауқымындағы тұтынушы жанарғыларының жұмысын қамтамасыз ететін жүйені пайдаланудың тиімді және үнемді шарты болып табылатын максималды жіберуге болатын газ қысымы жоғалуы жағдайында қабылдануы мүмкін.

4.4.2 Газ құбырларының есепті ішкі диаметрлері газды максималды тұтыну сағаттарындағы барлық тұтынушыларды үздіксіз газбен қамтуды қамтамасыз ету жағдайынан анықталады.

4.4.3 Газ құбыры диаметрін есептеуді желі үлескілері аралығындағы есепті қысым жоғалуын оңтайлы таратумен компьютерде жүргізу керек.

Есепті компьютерде жүргізу мүмкін болмағанда немесе тиімсіз болғанда (сәйкес бағдарламаның болмауы, газ құбырларының жеке үлескілері және т.б.) гидравликалық есепті төменде берілген формулалармен жүргізу керек. Арнайы құрастырылған номограмма пайдалануға да болады.

4.4.4 Жоғары және орташа қысымды газ құбырларындағы қысымның есепті жоғалуы газ құбыры үшін қабылданған қысым санаты шегінде қабылданады.

4.4.5 Газ құбырларындағы газ қысымының қосынды есепті шығындары (газбен қамту көзінен ең алыс құралға дейін) 180 даПа аспайтын шамада қабылданады, оның ішінде тарау газ құбырларында 120 даПа, ішкі және енгізу газ құбырларында – 60 даПа.

4.4.6 Өндірістік, ауыл шаруашылық және тұрмыстық кәсіпорындар үшін барлық қысымдағы газ құбырларын жобалағанда газдың есепті қысым шығынының мәні орнатылатын газ қондырғысының, қауіпсіздік автоматикасы құралдарының және жылулық агрегаттардың технологиялық режимін реттеу автоматикасы техникалық сипаттамаларын ескере отырып, қосылу нүктесіндегі газ қысымына тәуелді алынады.

4.4.7 Газ желісі үлескісіндегі қысымның төмендеуін анықтауға болады:

- орташа және жоғары қысымды желілер үшін келесі

$$P_H^2 - P_K^2 = \frac{P_0}{81\pi^2} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} P_0 l = 1,2687 \cdot 10^{-4} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} P_0 l, \quad (3)$$

мұнда P_H - газ құбыры басындағы абсолютті қысым, МПа;

P_K - газ құбыры соңындағы абсолютті қысым, МПа;

$P_0 = 0,101325$ МПа;

λ - гидравликалық үйкеліс коэффициенті;

l - диаметрі тұрақты газ құбырының есепті ұзындығы, м;

d - газ құбырының ішкі диаметрі, см;

P_0 - қалыпты жағдайдағы газ тығыздығы, кг/м³;

Q_0 - қалыпты жағдайдағы газ шығыны, м³/ч;

- төмен қысымды желілер үшін келесі формула бойынша:

$$P_{\text{н}} - P_{\text{к}} = \frac{10^6}{162\pi^2} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l = 626,1 \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l, \quad (4)$$

мұнда $P_{\text{н}}$ - газ құбыры басындағы қысым, Па;

$P_{\text{к}}$ - газ құбыры соңындағы қысым, Па;

$\lambda, l, d, \rho_0, Q_0$ - (3) формуладағы белгіленулер.

4.4.8 Гидравликалық үйкеліс коэффициенті λ Рейнольдс санымен сипатталатын газдың газ құбырымен қозғалысы режиміне тәуелді анықталады.

$$Re = \frac{Q_0}{9\pi d v} = 0,0354 \frac{Q_0}{d v}, \quad (5)$$

мұнда v - газдың кинематикалық тұтқырлығы коэффициенті, $\text{м}^2/\text{с}$, қалыпты жағдайда;

Q_0, d - (3) формуладағы белгілеулер, және газ құбырының ішкі қабырғасының (6) шарт бойынша анықталатын гидравликалық тегістігі,

$$Re = \left(\frac{n}{d} \right) < 23, \quad (6)$$

мұнда Re - Рейнольдс саны;

- құбыр қабырғасының ішкі бетінің балама абсолютті бұдырлығы, жаңа болат құбырларда – 0,01 см, пайдаланылған болат құбырларда – 0,1 см, пайдалану уақытына тәуелсіз полиэтилен құбырларда – 0,0007 см тең;

d - (3) формуладағыдай белгілену.

Re мәніне тәуелді гидравликалық үйкеліс коэффициенті λ анықталады:

- газ қозғалысының ламинарлы режимі үшін $Re \leq 2000$

$$\lambda = \frac{64}{Re}; \quad (7)$$

- газ қозғалысының кризистік режимі үшін $Re = 2000-4000$

$$\lambda = 0,0025 Re^{0,333}; \quad (8)$$

- $Re > 4000$ болғанда – (6) шарттың орындалуына тәуелді;

- гидравликалық тегіс қабырға үшін (6) теңсіздік орындалады);

- $4000 < Re < 100000$ болғанда келесі формула бойынша

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}; \quad (9)$$

- $Re > 100000$ болғанда

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \lg Re - 1,64)^2}; \quad (10)$$

- бұдырлы қабырғалар үшін $Re > 4000$ болғанда ((6) теңсіздік орындалмайды:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\varepsilon}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (11)$$

мұнда ε - (6) формуладағыдай белгілену;

d - (3) формуладағыдай белгілену.

4.4.9 Газдың жол шығыны төмен қысымды сыртқы таратушы газ құбыры үлескілерінде газдың есепті шығынын транзиттік және 0,5 аталмыш үлескідегі газ шығыны қосындысы түрінде анықтау қажет.

4.4.10 Қысымның жергілікті кедергілерде (иін, ұшайыр, ілмекті темір арқау және т.б.) төмендеуі газ құбыры ұзындығын 5-10% арттыру жолымен есептеу керек.

4.4.11 Сыртқы жер үсті және ішкі газ құбырлары үшін газ құбырының есепті ұзындығын (12) формула бойынша анықтайды

$$l = l_1 + \frac{d}{100\lambda} \sum \xi, \quad (12)$$

мұнда l_1 - газ құбырының нақты ұзындығы, м;

$\sum \xi$ - газ құбыры жергілікті кедергісі үлескілерінің коэффициенттерінің қосындысы; d - (3) формуладағыдай белгілену;

- гидравликалық үйкеліс коэффициенті, ағыс режиміне және газ құбыры қабырғасының гидравликалық тегістігіне тәуелді (7)-(11) формулалар бойынша анықталады.

4.4.12 СКГ газбен қамту уақытша болған жағдайда (табиғи газбен қамтуға ауысу) газ құбырлары болашақты табиғи газды пайдалану мүмкіндігі шарттарына байланысты жобаланады.

Бұл жағдайда газ мөлшері СКГ есепті шығынына (жану жылуы бойынша) балама ретінде анықталады.

4.4.13 СКГ сұйық фазасында құбыр жолдарында қысымның төмендеуі (13) формула бойынша анықталады.

$$H = 50 \frac{\lambda V^2 \rho}{d}, \quad (13)$$

мұнда λ - гидравликалық үйкеліс коэффициенті ;

- сығылған газ қозғалысының орташа жылдамдығы, м/с.

Кавитацияға қарсы қорды есептей отырып, сұйық фазаның қозғалыс жылдамдығы анықталады: сорғыш құбыр жолдарында – 1,2 м/с артық емес, қысымды құбыр жолдарында – 3 м/с артық емес.

Гидравликалық үйкеліс коэффициенті λ (11) формула бойынша анықталады.

4.4.14 СКГ бу фазасы газ құбыры диаметрін есептеу сәйкес қысымдағы табиғи газ газ құбырларын есептеу бойынша нұсқауларға сәйкес жүргізіледі.

4.4.15 Тұрғын үйлерге арналған төмен қысымды ішкі газ құбырларын есептегенде жергілікті кедергідегі газ қысымы шығынын, % мөлшерде анықтау қажет:

- ғимаратқа ену газ құбырларында:

Тіреушеге дейін - 25 жолақты шығын;

Тіреуде - 20 " "

- пәтерішілік керуде:

Керу ұзындығы 1 - 2 м - 450 жолақты шығын

" " " 3 - 4 - 300 " "

" " " 5 - 7 - 120 " "

" " " 8 - 12 - 50 " "

4.4.16 Төмен қысымды газ құбырларын есептегенде (14) формула бойынша анықталатын H_g , лаПа гидростатикалық тегеурін ескеріледі

$$H_g = \pm \lg h(\rho_a - \rho_0), \quad (14)$$

мұнда g - еркін түсу үдеуі 9,81 м/с²;

h - газ құбырының бастапқы және соңғы үлескілерінің абсолютті белгілерінің айырымы, м;

ρ_a - 0 °С температура және 0,10132 МПа қысымдағы ауа тығыздығы, кг/м³ ;

ρ_0 - (3) формуладағыдай белгілену.

4.4.17 Газ құбырының сақиналы желілерін есептеу есепті сақиналардың түйіндік нүктелеріндегі газ қысымын үйлестірумен орындау керек. Сақинадағы қысым шығынын 10% дейін үйлестірмеуге болады.

4.4.18 Газ қозғалысы тудыратын шу деңгейін ескере отырып, жер беті және ішкі газ құбырларын гидравликалық есептеуде газ қозғалысы жылдамдығын төмен қысымды газ құбырлары үшін 7 м/с артық емес, орташа қысымды газ құбырлары үшін 15 м/с артық емес және жоғары қысымды газ құбырлары үшін 25 м/с артық емес қабылдау керек.

4.4.19 Газ құбырларының (5)-(14) формулалар бойынша гидравликалық есептеу кезінде, сонымен қатар осы формулалар негізінде құралған электронды-есептегіш

ҚР ЕЖ 4.03-101-2013*

машиналарға арналған әр түрлі әдістермен және бағдарламалармен есептеуде газ құбырларының есепті ішкі диаметрін алдын ала (15) формула бойынша анықтап алу керек

$$d_p = m^1 \sqrt[3]{\frac{ABP_0 Q_0^m}{\Delta P_{уд}}}, \quad (15)$$

мұнда d_p - есепті диаметр, см;

A, B, m, m^1 - желі санатына (қысым бойынша) және газ құбыры материалына тәуелді 6 және 7 кестелер бойынша анықталатын коэффициенттер;

Q_0 - қалыпты жағдайдағы есепті газ шығыны, м³/сағ

$\Delta P_{уд}$ - (16) формула бойынша анықталатын меншікті газ шығыны (Па/м – төмен қысым желілері үшін, МПа/м – орташа және жоғары қысым желілері)

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1L}, \quad (16)$$

$\Delta P_{доп}$ - жіберуге болатын қысым шығыны (Па - төмен қысым желілері үшін, МПа/м - орташа және жоғары қысым желілері);

- ең алыс нүктеге дейінгі қашықтық, м.

6 кесте – Газ құбыры материалына және желі санатына (қысым бойынша) тәуелді коэффициент мәндері

Желі санаты	A
Төмен қысымды желі	$10^6 / (162\pi^2) = 626$
Орташа және жоғары қысымды желі	$P_0 / (P_m 162\pi^2), P_0 = 0,101325$ МПа, P_m - желідегі орташа газ қысымы (абсолютті), МПа.

7 кесте – газ құбыры материалына тәуелді коэффициенттер мәні

Материал	B	m	m^1
Болат	0,022	2	5
Полиэтилен	$0,3164 (9\pi\nu)^{0,25} = 0,0446$, ν - қалыпты жағдайдағы газдағы газдың кинематикалық тұтқырлығы, м ² /с	1,75	4,75

4.4.20 Газ құбырының ішкі диаметрі құбыр жолдарының ішкі диаметрінің стандартты қатарынан қабылданады: жақын үлкен – болат газ құбырлары үшін және

жақын кіші - политиленді құбырлар үшін. Болатты газ құбырларын таңдау үшін, сондай-ақ, [7] келтірілген мәліметтерді қолдану ұсынылады.

4.5 Газ үлестіру процессорын басқарудың автоматтандырылған жүйелері

4.5.1 Газды үлестірудің технологиялық үдерістерін басқарудың автоматтандырылған жүйелерінің (ГҮТҮБ АЖ) негізгі элементтері газды үлестірудің жүйелерін құруда (ГҮТҮБ АЖ төменгі деңгейі) және орталықтандырылған диспетчерлік пункттердегі (ОДП) (ГҮТҮБ АЖ жоғарғы деңгейі) және сыртқы желілердегі бақыланатын пункттер (БП) болып табылатын орталықтандырылған құрылымы болады.

ГҮТҮБ АЖ жоғарғы деңгейі, өзара жергілікті есептегіш желілерімен (ЖЕЖ) байланысты, бір немесе бірнеше автоматтандырылған жұмыс орындары (АЖО) түрінде ОДП үлестіріледі.

Көп салалы ГҮТҮБ АЖ құру қажеттілігі кезінде БП жұмысын реттейтін басқарудың аралық пункттерін (БАП) қарастырылады. БАП жұмысы ОДП реттеледі. БАПтың БП біреуімен үйлесімділігіне жол беріледі.

4.5.2 ГҮТҮБ АЖ келесі газ реттеуші құрылымдарды (ГРҚ) қамтиды:

ГРС - қалалық (аумақтық) газ үлестіру жүйесі бар байланыстырушы магистралды газ құбырлары (осы магистралды газ құбырларын пайдаланатын ұйымдармен тиісті келіскен жағдайда);

ГРП - жоғарғы және орта қысымды желілерде газдың қысқартылған қысымдарын қамтамасыз ететін;

ГРП - 1000 м³/сағ жоғары сағаттық газ тұтынумен төменгі қысымды тұйықтау желілерін қоректендіретін (қалыпты жағдай кезінде);

ГРП 1000 м³/сағ жоғары есептік шығыны бар тұтынушылар (қалыпты жағдай кезінде) – газбен қамтамасыз етудің ерекше режимдері немесе резервті жанармай шаруашылығы бар;

ГРП - төмен қысымды сақиналы желілерді қоректендіретін;

ГРП - алыстағы елді мекендерде орналасқан.

ГҮТҮБ АЖ қамтылған тұтынушылардың саны, әдеттегідей, тұтынудың маусымдық тербелістерін есепке ала отырып қаламен (аумақпен) тұтынылатын кем дегенде 80% газ көлемін тұтынуды қамтамасыз етуі тиіс.

5 СЫРТҚЫ ГАЗ ҚҰБЫРЛАРЫ

5.1 Жалпы ережелер

*5.1.1 Осы бөлімнің ережелері газ құбырларын газды тарату көздерінен газ тұтынушыларына дейін жобалауға қолданылады. Сыртқы газ құбырларын орналастыруды жобалау кезінде ҚР ЕЖ 3.01-101 және ҚР ҚН 3.01-01 ережелерін басшылыққа алу керек.

Сыртқы газ құбырларын ғимараттарға, құрылыстарға және инженерлік-техникалық қамтамасыз ету желілеріне қатысты Б және В қосымшаларына сәйкес орналастыру керек (Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық).

*5.1.2 Жерасты газ құбырларын жобалау кезінде полиэтилен құбырларын қарастыру ұсынылады. Полиэтилен түрі мен беріктік қорының есептік коэффициенттерін ҚР СТ МЕМСТ Р 50838 сәйкес қабылдау ұсынылады.

Полиэтилендік газ құбырларын жобалау кезінде полиэтилен құбырлары мен болат құбырлар қосылған жерлерде «Азаматтық қорғау туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес қауіпті өндірістік объектілерде техникалық құрылғыларды қолдануға рұқсат бере отырып, ҚР СТ 2939 сәйкес ажыратылмайтын қосылыстар (полиэтилен-болат) жалғау бөлшектерін қолдану ұсынылады.

Газды тарату жүйелерін жобалау кезінде қоныстардың жоспарлануын, құрылыстың тығыздығы мен қабаттылығын, тұтынылатын газдың көлемін, газ тұтынатын қондырғылардың болуы мен сипаттамасын, құбырлардың, жабдықтардың құнын, құрылыс пен пайдалануды ескеру керек (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 25.12.2017 ж. №319-НҚ және 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрықтар*).

5.1.3 Газ құбырлары жолын таңдау газ құбырларын қауіпсіз және тиімді пайдалану, экономикалық құрылысты қамтамасыз ету, елді мекеннің, кәсіпорынның және басқа да объектінің даму болашағын және табиғат жағдайларының болжамды өзгерісін ескеру керек.

5.1.4 Газ құбырлары құрылысына арналған жер телімдерін келісу және ұсынуды (жалға беру, кесіп беру) жергілікті өзін-өзі басқару органдары өз өкілеттіліктері шегінде Қазақстан Республикасы Жер Кодексінің негізгі ережелерін, қала құрылысы негіздері туралы заңды және жерді және табиғатты пайдалану, жобалау және құрылысты реттейтін нормативті құқықтық актілерді басшылыққа ала отырып жүзеге асырады.

5.1.5 Сыртқы газ құбырлары жобаларын МЕМСТ 21.610 қарастырылған топографиялық жоспарлар мен масштабтарда орындау қажет. Елді мекендер арасынан тартылатын газ құбырлары жобаларын жол өсі бұйымға бекітілген жағдайда 1:5000 масштабта орындауға болады.

Бойлық кескіндер жер бедері күрделі жерлерге және жаңа технологиялар қолданылған техникалық күрделі объектілер үшін құрастырылады.

Жер бедері бір қалыпты және топырағы бір текті жерде тартылатын газ құбыры үлескілері үшін, газ құбырының табиғи және жасанды кедергілермен, әр түрлі құрылыстар және коммуникациялармен қиылысқан үлескілерінен басқа жағдайда бойлық кескін құрастырмауға болады. Мұндай үлескілер үшін коммуникациямен қиылысқан жерлерде нобайын сызу ұсынылады.

5.1.6 Ескілік мерзімі 2 жылдан артық топографиялық, гидрологиялық және геологиялық материалдарды пайдалану мүмкіндігі аймақтық архитектура органдарымен бекітілуі керек.

*5.1.7 Елді мекендер аумағында газ құбырларын ҚР ҚН 3.01-01 және ҚР ЕЖ 3.01-101 талаптарына сәйкес негізінен жерасты төсеу қарастырылады.

Жерүсті газ құбырын төсеу құрылыс ауданының қалыптасқан сәулет-жоспарлық, топырақ және басқа да жағдайларын ескере отырып құрастыратын, жобалаушы ұйым жасайтын техникалық негіздемемен жүзеге асырылады. Көшелерде газ тарату құбырларын төсеуді, мүмкіндігінше жетілдірілген жол төсемдерінің астына газ құбырларын төсеуді болдырмай, бөлу жолақтарында қарастыру ұсынылады.

Өндірістік кәсіпорындар аумағында ҚР ҚН 3.01-01 талаптарына сәйкес құбыр төсеудің жерасты немесе жерүсті әдістері қарастырылады.

Кәсіпорындар, ұйымдар және т.б. аумақтары арқылы газ тарату құбырларын транзиттік төсеу (өзге төсеу мүмкіндігі болмаған жағдайда) бұл аумақта осы газ құбырын пайдаланатын кәсіпорын өкілдерінің тұрақты қол жеткізуін қамтамасыз ету шартымен 0,6 МПа дейінгі қысымды газ құбырлары үшін қарастыруға болады (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

5.1.8 Газ құбырларын ғимаратқа енгізуді жобалауды ғимараттың түр өзгеруі жағдайында газ құбырының еркін жылжытуды қамтамасыз етуді және (немесе) ғимараттың сыртқы қабырғалары немесе түпнегіздері арқылы өтетін жерлерде құтыны өңдеу және өлшеу немесе сыртқы газ құбырында компенсатор есебінен (негізінен П-, Г- немесе Z-тәрізді, сифонды және т.б.) ескере отырып жүргізу керек.

Енгізу құрылымы құбырларды механикалық зақымдардан қорғауды (құты, қорғаныш қабықша және т.б.) қарастыруы тиіс.

5.1.9 Газ үлестіру желілері үшін келесі қорғалатын аймақтарда орнатылады:

а) сыртқы газ құбырлары жолдары бойы - газ құбырының әр жағынан 2 метр ара-қашықтықта өтетін қалыпты сызықтармен шектелетін аумақ түрінде;

б) газ құбырының жолдарын белгілеу үшін мысты құбырды қолдану кезінде полиэтиленді құбырлардан жер асты газ құбырларының жол бойы - қарама-қарсы жақтан-2 метр және құбыр тарапынан газ құбырынан 3 м ара-қашықтықта өтетін қалыпты сызықтармен шектелетін аумақ түрінде;

в) бөлек тұрған газ реттеуіш құбырлардың айналасында – осы объектілердің шекараларынан 10 метр ара-қашықтықта өткізілген шектелген тұйық сызықты аумақ түрінде. Ғимараттарға қоса құрылған газ реттеуіш пункттері үшін, қорғалу аумағы регламенттелмейді;

г) кеме жүзетін және балқытпалы өзендер, көлдер, су қоймалары, каналдар арқылы газ құбырларының су асты бойы – газ құбырының әр жағынан 100 м тұрған жарыспа беттері арасында бекітілген су бетінен түбіне дейін су ауқымының телімі түрінде;

д) ормандар және ағашты түпті өсімдіктер бойынша өтетін ауыл аралық газ құбырларының жолдары бойы, - газ құбырының әр жағынан 3 метр бойынша 6 метр жалпақтықтағы орман жолдары түрінде. Газ құбырының жер үсті телімдері үшін ағаштардан құбырға дейін газ құбырының пайдалануының барлық мерзімдері ішінде ағаш биіктігінен кем болмауы тиіс.

5.1.10 Газ құбырларының қорғалатын аумақтарын анықтау кезінде ара-қашықтықты есептеу газ құбырларының өсінен жүргізіледі – бір жіпті газ құбырлары үшін және көп жіптілер үшін – газ құбырларының шеткі жіптерінің өсінен.

5.2 Жерүсті газ құбырлары

5.2.1 Газ құбырларын жер үстінен тартуға рұқсат етіледі: табиғи және жасанды кедергілерден өту үлескілерінде; орамдар мен тұрғын үй аулаларының ішіндегі ғимарат қабырғалары бойымен; жер астымен тарту кезінде газ құбырларында кернеу әсерінен

жарықшақ түзілуі, ор пайда болу мүмкіндігі болатын, ау қазбалары, карстер, көшкіндер бар тастақты және аудандарда орналасқан елді мекен аралық газ құбырларында.

5.2.2 Жерүсті газ құбырын жобалағанда газ құбырын автокөлік соғуынан қорғайтын техникалық шешімдерді қарастыру керек.

5.2.3 Газ құбырын ғимарат қабырғаларымен қасбеттің сәулет элементтерін бұзбастан, газ құбырларын тексеру және жөндеу мүмкіндігін қамтамасыз ететін және олардың механикалық бүліну мүмкіндігін болдырмайтын биіктікте тарту ұсынылады.

5.2.4 Газ құбырларының есік және терезе ойықтарынан көлденең ара қашықтығын 0,5 м кем алмау керек. Жоғары қысымды газ құбырларын саңылаусыз қабырғаларға (немесе қабырға бөліктеріне) салуды қарастыру керек. Аталған газ құбырларын ойықтар астынан 5 м артық қашықтықта тарту ұсынылады.

5.2.5 Ойықтар мен балкондар астындағы 3 м аз қашықтықта орналасқан газ құбырларында сөндіру құрылғыларын орналастыруға болмады.

*5.2.6 Тіректерде салынған жерүсті газ құбырларынан бастап ғимараттар мен құрылыстарға дейінгі жарықтағы көлденең арақашықтықты ҚР ЕЖ 3.01-101, Электр қондырғыларын орнату қағидалары талаптарына сәйкес қабылдау керек (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

5.2.7 Газ құбырларының ара қашықтығы реттелмеген ғимараттар маңайындағы тіреулер арқылы тарту кезінде тіреу мен газ құбыры терезелер мен есіктерді ашуға кедергі келтірмеуі тиіс.

5.2.8 Тіреулерге тартылатын газ құбырларының жер бетінен құбыр түбіне (немесе оқшаулауға) дейінгі биіктігі кем болмауы керек:

- а) аймақтың көлік өтпейтін, адамдар жүретін бөлігінде - 2,2 м;
- б) автокөлік жолдарымен қиылысатын жерлерде (жүру бөлігі жабынының жоғары бетінен) - 5 м;
- в) МЕМСТ 9238 сәйкес ішкі темір жолмен жалпы желі жолдарымен қиылысатын жерлерде;
- г) трамвай жолдарымен қиылысатын жерлерде - 7,1 м рельс басынан;
- д) троллейбустың байланыс желілерімен қиылысатын жерлерде (жүру бөлігі жабынының жоғары бетінен) - 7,3 м.

Автокөліктердің реттелмеген жолдарында (үй иеліктерінің ішкі кіре беріс жолдары) жер үсті газ құбырларын тарту биіктігін қысқартуға жол беріледі, алайда 3,5 м артық емес. Бұл жағдайда газ құбырында көлік өлшемдерін шектейтін танымдық белгілер орнату керек.

Көлік және адамдар жүрмейтін бос аймақта газ құбырларын жер бетінен құбырдың түбіне дейін 0,35 м (құбыр топтарының ені 1,5 м дейін) кем емес биіктікте және 0,5 м (құбыр топтарының ені 1,5 м артық) кем емес биіктікте тарту керек.

5.2.9 Ғимарат дарбазаларының және галереяларының астында төмен қысымды газ құбырларын, негізделген жағдайда – орташа қысымды газ құбырларын тартуға рұқсат етіледі. Дарбаза (галерея) шегіндегі газ құбырларында жапсарсыз құбырлар пайдалану және барлық дәнекерлеу жіктерін тексеру, дарбаза шегінен тыс жерде бір жіктен физикалық бақылау тәсілімен тексеруді қарастыру керек.

Дарбаза (галерея) шегінде сөндіруші құрылғыларды орнатуға рұқсат етілмейді.

5.2.10 Газ құбырларының тіреулері арасындағы қашықтықты газ құбырларының тұрақтылығы мен беріктігін анықтау есептеулері негізінде қабылдау керек.

5.2.11 Газ құбырындағы кернеуің температуралық және басқа да әсерден жылжуы мен төмендеуін азайту мақсатында аралық тіреулерден(жылжымалы, иілгіш, қатынамалы) басқа газ құбырларының жылжымайтын тіреулері және олардың аралықтарына компенсаторлар орнату (линзалы, сиффонды), сонымен қатар жол бағытын өзгерту есебінен өздігінен компенсациялануды қарастыру керек.

5.2.12 Жер үсті газ құбырлары мен инженерлік коммуникациялар құбыр жолдарын бірге тарту кезінде ара қашықтығын монтаждауға тексеру және мүмкін болатын жөндеу шарттарына қатысты қабылдау қажет.

Ұсынылатын минималды қашықтық 8 кестеде берілген.

8 кесте – Инженерлік коммуникациялар құбыржолдарына дейінгі минималды қашықтық

Газ құбырының шартты диаметрі, мм	Диаметрі мм инженерлік коммуникация құбыр жолдарына дейінгі минималды қашықтық, мм		
	300 дейін	300 – 600 аралығында	600 жоғары
300 дейін	100	150	150
300 - 600 аралығында	150	150	200
600 жоғары	150	200	300

5.2.13 Газ құбырларын басқа инженерлік коммуникациялардың құбыр жолдары мен газ құбырларына (күшті сұйықтықтар тасымалдайтын құбырлардан басқа) инженерлік коммуникацияға иелік ететін ұйыммен келісе отырып, бекітуге болады.

5.2.14 Газ құбырларын күшті сұйықтықтар тасымалдайтын құбыр жолдарымен бірге тартқанда газ құбырын жоғарырақ және 25 см кем емес қашықтықта тарту керек. Күшті сұйықтығы бар құбыр жолдарында ажыратқыш қосылыстар, арқаулар болған жағдайда және газ құбырларын олармен бірдей биіктікте тартқанда күшті сұйықтықтың газ құбырына түсуінің алдын алатын қорғаныстық экрандар орнату қажет болады.

5.2.15 Табиғи және жасанды кедергілермен қиылысатын жерлерде 0,6 Мпа дейінгі қысымды газ құбырын мүдделі ұйымдармен келісілген шешім жағдайында (жобаны жасаушы немесе көпір иесі) жанбайтын көлік және жаяу жүргінші көпірлеріне тартуға болады.

Газ құбырларын көпірмен тарту кезінде оларды тексеру мен жөндеуге еркін қол жетімділік қамтамасыз етілуі тиіс.

Көпір бойымен тартылатын газ құбырлары жапсарсыз құбырларынан жасалып, көпір құлылымында газ жинақталу мүмкіндігін болдырмайтындай орналасуы керек.

5.2.16 Жер үсті газ құбырларын ауа электроберу желілері бойымен тарту кезінде, сондай – ақ олармен қиылысу кезінде және газ құбырларын электр шоғырсымдарымен және сымдарымен бірге тартқанда [2] норма талаптарын басшылыққа алу керек.

5.2.17 Газ құбырларына құбырларға қызмет көрсетуге арналған (күштік, дабылдық, диспетчерлік, тиекті басқару) шоғырсымдарын бекітуге болады. Бұл жағдайда шоғырсымдар қаптамаға оралып (түтік, қорап), газ құбырынан 0,5 м кем емес қашықтықта тартылуы керек.

5.3 Жерасты газ құбырлары

*5.3.1 Жерасты газ құбырларынан ғимараттар мен құрылыстарға дейінгі көлденең бойынша ең төменгі арақашықтық ҚР ЕЖ 3.01-101 талаптарына сәйкес қабылданады (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

Газ құбыры мен құдықтардың сыртқы қабырғалары немесе басқа да жер асты инженерлік желісі камераларына дейінгі қашықтық газ құбырларын тығыздалған жағдайларда газ құбыры мен құдықтардың сыртқы қабырғалары немесе басқа да жер асты инженерлік желісі камераларына дейінгі қашықтық аталмыш коммуникация үшін нормативті қашықтықтан кем болмайтын жағдайда 0,3 мм кем қабылданбауы тиіс.

5.3.2 Бір ор бойымен екі немесе одан артық болат және полиэтилен құбырларын бірдей немесе әр түрлі деңгейлерде (сатыларда) тартуға болады. Бұл жағдайда жобаланатын газ құбырын қолданыстағы жоғары қысымды (0,6 МПа - 1,2 МПа) газ құбырлары жанынан тартқанда құбырлар арасындағы қашықтық диаметрі 300 мм дейін және 0,4 м артық емес, 300 мм артық – 0,5 м артық емес болат құбырлар және диаметрі 0,1 м кем емес полиэтилен газ құбырларын құрылыс-монтаждау және жөндеу жұмыстарын жүргізу мүмкіндігіне байланысты қабылдау керек. Газ құбырларын қатар тартқанда олардың арасындағы ара қашықтықты диаметрі үлкен құбыр үшін қабылдау керек.

Аралас газ құбырларын 0,4 м тереңдікке тартқанда көрсетілген қашықтықтарды ор құламасы ылдильғын ескеріп арттыру қажет, алайда шама газ құбырларын тарту айырымынан кем болмауы тиіс.

5.3.3 Қақталмаған газ газ құбырын тартқанда конденсат жинақтағыштарды орнатуды қарастыру керек.

Қақталмаған газ тасымалдайтын газ құбырларын тарту топырақтың маусымдық қату аймағынан төмен конденсат жинақтаушы еңкіштігі 0,2% кем емес жағдайда жүзеге асырылады.

Қақталмаған газ құбырларын ғимараттарға немесе құрылыстарға енгізу тарату газ құбыры бағытына көлбеу болуы керек. Егер аймақтың жер бедері жағдайына байланысты қажетті еңкіштік жасалмайтын болса, газ құбырын ең төменгі нүктеге конденсат жинақтағыш орнату арқылы кескінге бұра отырып тарту керек.

5.3.4 СКГ бу фазасындағы газ құбырларын тарту кезінде қосымша 10 бөлім ережелерін ескеру қажет.

5.3.5 Құты ішінде тартылатын газ құбырларында жапсарлы қосылыстар саны минималды болуы керек.

5.3.6 Газ құбырларының құрғататын құбырлармен қиылысқан жерінде соңғысының керттіктері мен жіктерін екі жағынан 2 м қашықтықта саңылаусыздандыруды қарастырады.

5.3.7 Жерасты газ құбырының тарту тереңдігін ҚР ҚН 4.03-01 талаптарына сәйкес қабылдайды.

Газ құбырларын егістік және суамалы жерлерге тартқанда тарту тереңдігін газ құбыры жоғарғы бөлігінен 1,0 м кем емес шамада қабылдау керек.

Жемірілуге ұшырағын және көшкінді үлескілерде газ құбырларын 0,5 м төмен тарту қарастырылады:

- көшкінді үлескілер үшін – жылжу айнасынан;
- жемірілуге ұшыраған үлескілер үшін – болжамды шайылу шегінен.

5.3.8 Газ құбырларын тастақты, қиыршық тасты – шөгінді жынысты, ұсақталған тасты топырақтарға жоғарыда аталған топырақтарды қосып (15% жоғары) тартқанда ордың ені бойымен газ құбыры астына қалыңдығы 10 см ісінбейтін, иірімсіз, орнықсыз топырақтан немесе құмнан негіздеме салу және осындай топырақты құбырдың жоғары жағынан 20 см биіктікке себу қарастырылады.

5.3.9 Салмақ түсу қабілеті 0,025 Мпа кем емес топырақтарда (сырғымалы немесе азды топырақтар және т.б.), сонымен қатар құрылыс қоқысы мен қарашірік бар (құрамы 10-15% артық) топырақтарда ор түбін бетонды, залалсыздандырылған ағаш бөренелермен, қадаулы құрылғылармен күшейту, ұсақталған немесе қиыршық таспен тығыздау немесе басқа да тәсілдермен күшейту қарастырылады.

5.3.10 Газ құбырларын еңкіштігі 20% жоғары жерден тартқанда жобада ордың шайылуының алдын алу шаралары қарастырылады: жемірілуге қарсы экран құрылғылары және табиғи (мысалы, сазды), сонымен қатар жасанды материалдардан (бетондау, тығынды қоршау және т.б.) тосқауыл қою, таулы жыралар және басқа да беттік суларды газ құбыры жолынан бұруға арналған шаралар.

Қорғаныс тәсілін таңдау әрбір нақты жағдай үшін жергілікті жердің инженерлі-геологиялық, топографиялық және гидрогеологиялық жағдайларынан анықталады.

5.3.11 Газ құбырының қорғалатын аймағы маңында газ құбырын қауіпсіз пайдалануға әсер ететін өсімдік жамылғысы бар аңғарлар мен орлар, карстар және т.б. болған жағдайда олардың дамуының алдын алу шараларын қарастыру керек.

5.3.12 Жол бұрылыстары бұрышында, диаметр өзгертін жерлерде, газ құбырына тиесілі темір арқау орнатылатын немесе құрылыстарда, сонымен қатар, жолдың тік сызықты үлескілерінде (200-500 м сайын) айырым белгілері орнатылады (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 05.03.2016 ж. №64-НҚ бұйрық*).

Айырым белгілеріне газ құбырының тартылу тереңдігі, қысымы, диаметрі, құбыр материалы, газ құбырынан ара қашықтығы және басқа да мәліметтер жазылады.

Айырым белгілері темірбетонды бағаналарға немесе биіктігі 1,5 м кем емес металл қадаларға немесе басқа да тұрақты нысаналарға орнатылады.

Газ құбырлары құрғақ аңғарлы және ағаш ағызатын су кедергілері арқылы өтетін жерлерінде ішкі су көлігі Жарғысы талаптарына сәйкес дабыл белгілерін орнату қарастырылады. Су асты өтпесі шегінде кедегі ені 75 м дейін болғанда бір жағасынан, ені үлкен болғанда екі жағасынан тұрақты қадалар орнату қарастырылады.

Газ құбырларының жер асты трассаларын салу, реконструкциялау және жөндеу, монтаж жұмыстары және құбырларды ауыстыру кезінде жер асты коммуникацияларының немесе олардың сипаттамалық нүктелері үстінде орналасатын, байлау ақпаратын

есептеуге мүмкіндік беретін, сондай-ақ жеке сәйкестендіру нөмірі бар зияткерлік (RFID) электронды маркерлерді орната отырып жүргізуге ұсынылады. Трасса іздеу жабдығының көмегімен маркерлерді сәйкестендіру кезінде оларды ГЛОНАСС немесе GPS көмегімен ГАЖ-ге байлауды жүзеге асыру ұсынылады

5.4 Газ құбырларының табиғи және жасанды кедергілермен қиылысуы

5.4.1 Газ құбырларының су кедергілері арқылы өтуін пайдаланылатын және құрылысы жобаланатын көпірлер, гидротехникалық құрылыстар, аталмыш аудандағы келешекті жұмыстар және су қоймасының экологиясы шарттарын ескере отырып, гидрологиялық, инженерлі-геологиялық, топографиялық ізденістер мәліметтері негізінде қарастырады.

5.4.2 Су кедергілері арқылы өту орнын атқарушы биліктің сәйкес жергілікті органдарымен және басқа да мүдделі ұйымдармен келісу керек.

5.4.3 Өзендер арқылы жер асты өтпелерінің тік сызықты тұрақты жайпауыт шайылмайтын жағасы бар үлескілердегі жақтаулары жайылманың минималды ені бойынша таңдалады. Су асты өтпесі жақтауын динамикалық ағын өсіне перпендикуляр түрде, тастақты құмнан түзілген үлескілерден айналып өтуін қарастыру керек. Өтпелерді қайраңдарға орнатуға болмайды.

5.4.4 Өзендер мен каналдар арқылы өтетін орынды (ағын бойынша) көпірлерден, айлақтардан, су вокзалдарынан гидротехникалық құрылыстардан және су бөгеттерінен төмен таңдау керек.

5.4.5 Су бөгеті ені бойынша белгіленген 75 м және одан артық көкжиекте су асты өтпелерін екі тізбекте қарастыру керек. Екінші тізбек:

- су асты өтпесін сөндіргенде тұтынушыларды газбен үздіксіз қамту қамтамасыз етілген жағдайда сақиналы газ құбырларын;
- су асты өтпесін жөндеу кезеңінде тұтынушылар отынның басқа түріне көше алатын жағдайда тұтынушыларға тұйықталған газ құбырларын;
- еңкішті-бағытталған бұрғылау әдісімен немесе қабылданған шешімнің басқа негіздемесімен тарту қарастырылмайды.

Газ құбыры әр тізбегінің диаметрі құбырдың 0,75 газдың есепті шығыны бойынша жіберу қабілетін қамтамасыз ету жағдайынан таңдалуы керек.

5.4.6 Тұтынушыларды газбен қамтуға арналған, газ беруде үзіліс жасамайтын немесе жайылма ені 10% қамтылатын ЖСК бойынша 500 м аспайтын және тасқын сулардың басу ұзақтығы 20 күннен аспайтын су асты газ құбырларының және тау өзендері мен түбі мен жағасы тұрақсыз су кедергілерінде екінші тізбек тарту ұсынылады.

5.4.7 Су кедергілері қиылысында су асты газ құбырлары тізбектері арасындағы қашықтық инженерлі-геологиялық және гидрогеологиялық ізденістерден және су асты орларын салу бойынша жұмыс өндірісі шарттарына, оларға газ құбырларын тарту мүмкіндігіне және қатар тартылған құбырдағы апат кезінде газ құбырының сақталуына байланысты, алайда аталмыш бөлімде берілген қашықтықтардан кем емес тағайындалады

Арнасы мен жағалары шайылмайтын, кеме жүрмейтін өзендердің де жайылмалы өтпе үлескілерінде, сондай-ақ су кедергілерінің елді мекен шегінде қиылысуында газ құбырлары тізбегін бір орға тартуға рұқсат етіледі.

Газ құбырлары арасындағы қашықтықты бір орға салу кезінде 15 м.

5.4.8 Су асты өтпелеріне газ құбырларын тарту қиылысатын су кедергілері түбіне тереңдету арқылы қарастырылады. Тереңдету шамасы ҚР ҚН 4.03-01 талаптарына сәйкес арна түрөзгерісі мүмкіндігін және 25 жыл ішіндегі арна үлескілеріндегі түбін тереңдету жұмыстарын(түбін тереңдету, кеңейту, арнаны қайта қалыптастыру, жағаларды шайылуы және т.б.) ескере отырып қабылданады.

Кеме жүрмейтін және сал ағызылмайтын су кедергілері арқылы су асты өтпелерінде және тастақты топырақтарда газ құбырларын тарту тереңдігін кемітуге рұқсат етіледі, алайда барлық жағдайда газ құбырын пайдаланудың есепті мерзімінде газ құбырының жоғарғы бөлігі су қоймасы түбінің мүмкін шайылу белгісінен төмен болмауы тиіс.

*5.4.9 Суасты өтпелерін және суға қаныққан топырақтарда тартылатын газ құбырларын жобалау кезінде газ құбырын балласттау қажеттігі мен жағдайдың (қалқып шығуға қарсы) тұрақтылығын есептеу жүргізіледі (ҚР ЕЖ 3.05-101) *(Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық)*.

Газ құбырлары 2% қамтылған (су кедергілері) ЖСК (жоғарғы сулар көкжиегі) шегінде және максималды ТСД (топырақ сулары деңгейіне) қалқып шығуға есептеледі (сумен қаныққа топырақтарда).

Тегеурінді су болған жағдайда газ құбыры тартылатын ор тереңдігі ор түбінің сумен бұзылуын болдырмауды ескере отырып тағайындалады.

Топырақтан түзілген сұйық иілгіш күйге ауыса алатын үлескілерде газ құбырын жобалағанда итеріп шығаратын күшті анықтағанда судың көлемді салмағы орнына инженерлік-геологиялық мәліметтер бойынша сұйытылған топырақтың көлемдік салмағын ал керек.

5.4.10 Жобада су асты өтпесін тартатын жерлерде арна жағалауларын бекіту және және ордың беттік сулармен шайылуының алдын алу бойынша (таспен қалау, шымдау, жыралар мен бөгеттер салу) шешімдер қарастырылады.

5.4.11 Кеме жүретін және сал ағызылатын су кедергілерінің екі жағалауында белгіленген үлгідегі айырым белгілерін орнату керек. Су өтпесі шегінде тұрақты қадалар орнату: белгіленген көкжиекте кедергі ені 75 м дейін болғанла - бір жағада, ені үлкен болғанда екі жағада орнату қажет.

5.4.12 Батпақ арқылы газ құбырларын жүргізу тәсілін таңдау сенімділікті және қауіпсіздікті, қызмет көрсету ыңғайлығын және экономикалық түсінікті қамтамасыз етуге негізделген.

I түрдегі батпақтарда (үлестік қысымы 0,02-0,03 МПа батпақ техникасының жұмысына және бірнеше рет жылжуына немесе 0,02 МПа дейінгі кеннің бетіндегі үлесті қысымды азайтуды қамтамасыз ететін қалқандардың, тақтатастардың және жолдардың көмегімен кәдімгі техника жұмысына жол беретін тұтастай батпақ топырақтарымен толтырылған), сондай-ақ II түрдегі батпақтарда (0,01 МПа дейінгі кеннің бетіндегі үлесті қысымды азайтуды қамтамасыз ететін қалқандар, тақтатастар және жолдар бойынша ғана құрылыс техникасының жұмысына және жылжуына жол беретін тұтастай батпақ

топырақтарымен толтырылған) газ құбырын (жер асты, жер үсті немесе жер бетіндегі) жүргізудің кез келген тәсілдерін қолдануға болады.

III түрдегі батпақтарда (понтондарда арнайы техниканың ғана немесе қалқымалы құралдары бар қарапайым техниканың ғана жұмысына жол берілетін батпақ топырағының қалқымалы қабаты бар жайылған батпақ топырағымен және сумен толтырылған) жер үсті төсемесі анағұрлым орынды. Минералды топыраққа газ құбырының терең орналасу және I-II үлгідегі батпақтар үшін баласты орналастыру жағдайларында жер асты төсемесіне рұқсат беріледі.

Жер үсті төсемесін мына жағдайларда көздеуге ұсынылады:

- батпақ өзен алқаптарына жанаспайды;
- батпақтардың бойлық және көлденең еңісі 10% аспайды;
- батпақ құрғауға жатпайды;
- көлденең және тік жазықтықтағы газ құбырын табиғи майыстырумен салу мүмкіндігі бар.

Жер үсті төсемі кезінде газ құбырының қоршауын кемінде 1:1,25 құламалары бар топырақпен және жергілікті немесе газ құбыры астынан әкелінген топырақ қабатымен тығыздалған екі қабатты бұта төсенішін орналастыру бойынша орындауға болады.

Жер асты төсемесі кезінде мына ережелерді басшылыққа алу ұсынылады:

- траншея еңістері I түрдегі батпақтар үшін кемінде 1:0,75 және 1:1, II түрдегі батпақтар үшін - сәйкесінше тығыздау және тығыз емес батпақ топырағының консистенциясы үшін 1:1 және 1:1,25 болып қабылданады;
- газ құбыры көлденең және тік жазықтықтарда табиғи майысудың көмегімен жүргізіледі;
- газ құбырын балластау бұранда түріндегі анкерлермен немесе газ құбырының барлық ұзындығы бойынша бөлінген жүктермен жүзеге асырылады.

5.4.13 Газ құбырларының I-III санатты темір жолдармен және трамвай және автокөлік жолдарымен қиылысуын 90° градус бұрышпен қарастыру керек. Тығыздалған жағдайларда қиылысу бұрышын 60° азайтуға болады.

5.4.14 Газ құбырының темір жолмен және автокөлік жолдарымен трамвай жолдарымен қиылысуын жерасты (жер асты төсеммен) немесе жерүсті (тіреулер мен эстакадаларда) қарастырады. Бұл жағдайда қиылысатын жолға иелік ететін кәсіпорынның техникалық шарттарында келісілген жолдың даму болашағын ескеру керек.

5.4.15 Темір жолдардың жасанды құрылыстарында және көпір астыларында себу денесінде газ құбырын тартуға (су өткізу, су бұру, құрғату құбырлары және т.б.) рұқсат етілмейді.

5.4.16 Газ құбырлары биіктігі 6 м артық себу үлескісінде және қия қабақты үлескілерде (еңкіштігі 20% артық) темір жолдармен жер астында қиылысқанда жобада жер төсемесінің тұрақтылығын қамтамасыз ету бойынша қосымша шаралар қарастырылады.

5.4.17 Жер үсті газ құбырлары өтпелерінің ортақ желі темір жолдары арқылы жақындау өлшемдері МЕМСТ 9238 сәйкес өндіріс жұмыстарында жер төсемесі тұтастығының сақталуын ескере отырып қабылданады.

5.5 Газ құбырларында сөндіру құрылғыларын орнату

*5.5.1 Сыртқы газ құбырларындағы сөндіргіш қондырғылар мынадай орналастырылады:

а) жер асты-топырақта (құдықсыз орнату) немесе техникалық қажеттілік болған жағдайда осы нормативтік құжаттың 5.6-тармағының талаптарына сәйкес құдықтарда;

б) жер бетінде - арнайы жабдықталған аудандарда (жерасты газ құбырлары үшін), ғимарат қабырғаларында және тіреуге тартылатын жерүсті газ құбырларында.

Полиэтилен шүмектер мен зауыт өндірісінің алынбайтын полиэтилен ұштары бар ысырмалар жер астына орнатылып, басқару түйіні төсеме астына немесе техникалық қажеттілік болған жағдайда осы нормативтік құжаттың 5.6-тармағының талаптарына сәйкес құдықтарға шығарылады (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 25.12.2017 ж. №319-НҚ бұйрық*).

5.5.2 Сөндіргіш құрылғыларды орнатуды оларды монтаждау мен қайта монтаждау мүмкіндігін қамтамасыз етуді ескеріп қарастырады. Осы мақсатпен сөндіргіш құрылғыларды құдықта шартты диаметрі 100 мм аз газ құбырларында орнатқанда П-тәрізді компенсаторлар, бұдан үлкен диаметрде – линзалы немесе сифонды компенсаторлар пайдалану басымдыққа ие болады.

Құбырда болат ернемекті арқау орнату кезінде газ құбырларында компенсациялы қондырғы орнына қисық ернемекті қойғы қолданылады.

Арқауды және газ құбырына ажыратылмайтын қосылыс түрінде жасалған арқауды жер үстіне орнатқанда компенсациялы құрылғыларды және қисық қойғыны орнатпауға болады.

5.5.3 Тарату газ құбырларының тармақтарындағы сөндіргіш қондырғы орнатпауға болады, әдетте тұтынушы аумағынан тыс тарату газ құбырынан 100 м қашықтықта және құрылыс жолағына 2 м жақын емес жерде орнату қажет емес.

5.5.4 Сөндіру құрылғылары қызмет көрсетуге қол жетімді жерлерде орнатылу керек.

Қатар газ құбырларына орнатылатын сөндіргіш құрылғыларды бір –біріне қатысты монтаждау және қызмет көрсетуге қолайлы қашықтыққа ауыстыру ұсынылады.

2,2 м аса биіктікке орнатылатын сөндіргіш құрылғылар үшін (олардың басқару органдары) жобада оларға қызмет көрсету (баспалдақтар, жанбайтын материалдардан жасалған аудандар және т.б.) қолайлылығын қамтамасыз ететін шешімдер қарастырылады.

5.5.5 Электржетегі бар темір арқауды жер бетіне орнатқанда оны атмосфералық ылғалдан қорғау үшін аспа қарастырылуы қажет.

*5.5.6 ҚР ҚН 3.03-12 және ҚР ЕЖ 3.03-112 талаптарына сәйкес ажырату құрылғылары, әдетте, оларды үлкен (ұзындығы 100 м жоғары немесе аралығы 60 м жоғары) және орташа (ұзындығы 25 м жоғары 100 м дейін) автомобиль, қалалық және жаяу жүргіншілер көпірлерімен көпірдің екі жағынан төсеген кезде 0,6 МПа дейінгі қысымды газ құбырларында қарастыру керек. Көпірдің ұзындығын жағалау тіректерінің (салынатын қалқандардың) ұштары арасында анықтайды, сондай-ақ көпірдің ұзындығына өтпелі тақталардың ұзындығы енгізілмейді.

Ажырату құрылғыларын орналастыру, әдетте, жарықта көпір сағасынан 15 м кем емес қашықтықта қарастыру керек (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

5.5.7 Газ құбырларының ГРО ғимараттарына енетін және шығатын орындарда сөндіргіш құрылғыларды орнату ГРО 5 м кем және 100 м артық емес қашықтықта қарастырылады.

Қойылған, орнатылған және шкафты ГРО алдына сөндіргіш құрылғы орнату қызмет көрсетуге қолайлы орында ГРО 5 м қашықтықта жүргізілуі керек.

5.5.8 Газ құбырлары электрберу желілерімен қиылысқанда сөндіргіш құрылғыны ЭБЖ қорғаныс аймағынан тыс орнату керек, мұндай аймаққа жер мен кеңістіктің өзара қатар түзулер арқылы өтетін тік жазықтықтармен жалғасқан шеткі сымдардан ЭБЖ кернеу шамасына тәуелді, оның ішінде: кернеуі 1 кВ желі үшін – 2 м; 1-20 кВ - 10 м; 35 кВ – 15м; 110 кВ – 20 м; 150 -220 кВ – 25 м; 330, 400 және 500 кВ – 50 м; 750 кВ – 40 м; 800 кВ (тұрақты ток) – 30 м.

5.5.9 Сақиналанған газ құбырларында сөндіргіш құрылғыларды екі жағаға, тұйықталған газ құбырларында – бір жағада өтпеге дейін (газ жүрісі бойымен) орнатады.

5.5.10 Сөндіргіш құралдарды батырылатын үлескілерге орнату қажет болған жағдайда батыру ұзақтығы аз болғанда (20 күнге дейін және болмашы тереңдікте (0,5 м дейін) орнату биіктігі болжанатын батыру белгісінен 0,5 м жоғары болады. Бұл жағдайда су көтерілген кезде (жүзу құралдары, топырақты себінді) қызметкерлердің сөндіру құрылғыларына қолжетімділігін қамтамасыз ету шараларын қарастыру керек.

5.5.11 Темір және автокөлік жолдары арқылы өтпелерде сөндіргіш құрылғыларды орнату қарастырылған:

- тұйықталған газ құбырларында - өтпеден 1000 м дейін (газ жүрісі бойымен);
- сақиналы газ құбырларында –өтпенің екі жағынан 1000 м дейінгі қашықтықта орнату керек.

5.6 Газ құбырларындағы құрылыстар

5.6.1 Сөндіргіш құрылғыларды газ құбырларында орнатуға арналған құдықтар жанбайтын материалдардан (бетон, темірбетон, кірпіш, тас және т.б.) жасалуы тиіс.

Сақина құрылғысын беттік немесе жер асты суларының өту мүмкіндігінен қорғау үшін гидрооқшаулау құрылғысын орнату керек.

Қызметкерлердің түсу мүмкіндігін қамтамасыз ету мақсатында құдықтарда металл құрсаулар орнатылады.

Газ құбыры құдық қабырғасымен өтетін жерлерде құдықтан 2 см шығып тұратын құтылар қарастырылады. Құты диаметрі құрылыс-монтаж жұмыстарын, оның ішінде оны саңылаусыздандыруды қамтамасыз ету шарттарынан қабылданады.

5.6.2 Бақылау құбырларын, бақылау-өлшеу орындарының жалғасқан жерлерін, конденсат жинақтағыштарды, газ ілмешектерін, арқауларды механикалық бұзылудан қорғау үшін бетонды немесе темір бетонды жастықшаларға олардың тұрақтылығын қамтамасыз ететін төсемелер орнату керек.

5.6.3 Газ құбырын жолдардың жетілдірілген жол төсемесі бар бөліктерінен тартқанда құдық немесе төсеме қақпағы жол төсемесі белгісіне сәйкес болуы керек, көлік және адамдар өтпейтін жерлерде жер бетінен 0,5 м жоғары болуы керек.

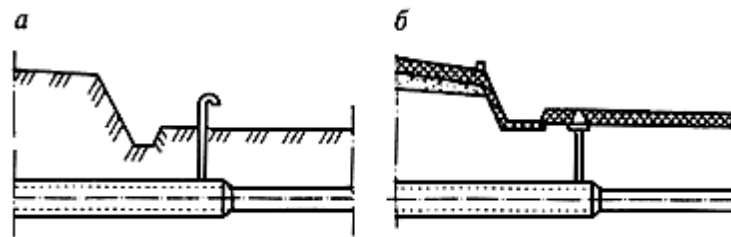
Жетілдірілген жол жабыны болмаған жағдайда құдық және төсеме беттік сулардың топыраққа өтуін болдырмайтын айналасына ені 0,7 м, еңкіштігі 5% көпіршелер орнату қажет.

Газ құбырында бақылау трубкасы жер асты газ құбырындағы қосылулардың өте жауапты орындарда және газ құбырының тексеруге қиын жерлерінде, газ ағып кеткен жерді, тез табу үшін арналған. Бақылау трубкасының бос жағы жер бетінде қорғайтын құрылымның (төсемнің) астына шығарылады.

Бақылау трубкасы 32 мм диаметрден кем емес құбырдан жасалады, төменгі шеті газ құбырындағы қорапқа жалғасады.

Бақылау құбырын жер бетіне шығарғанда, оның ұшы жер деңгейінен жоғары 180° майыстырылуы керек.

Бақылау құбырын орнату нұсқалары 1 суретте берілген.

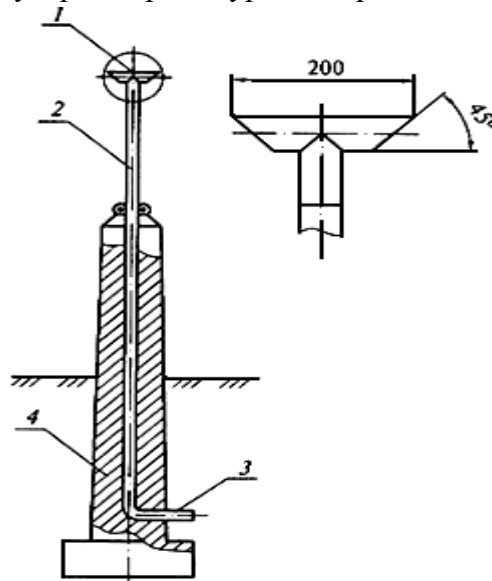


а – жер бетінде; б – төсеме астында

1 сурет- Бақылау құбырларын орнату

5.6.4 *Тарту шырағдандары* темір және тас жол арқылы газ газ құбырларының өтпелерінде орнатылады. Қорғаныс қаптамасының *тарту шырағданының* құрылғысы газ құбырын пайдалану процесінде апаттық жағдайларда атмосфераға газды бұру үшін көзделеді. Қаптамалардан сынамаларды таңдау үшін іргетасқа немесе өзге тіреуге орнатылған болат құбырларынан дайындалған тарту шырағданы көзделеді.

Тарту шырағданын орнату нұсқалары 2 суретте берілген.



1 - басы; 2 – тарту құбыры; 3 – бұру құбыры; 4 - түпнегіз

2 сурет - Тартқыш шам

5.6.5 Газ құбырларына арналған құтылар газ құбырларын сыртқы жүктемелерден, жер асты құрылыстарымен және коммуникацияларымен қиылысқан жерлерде бұзылудан қорғайды және жөндеу мен алмастыру үшін, ағу жағдайында газды табу және бұру үшін қолданылады. Құтының құрамдас бөліктерінің қосылыстары оның саңылаусыздығы мен тік сызықтылығын қамтамасыз етуі тиіс.

Құтылар беріктік, ұзақ мерзімге жарамдылық және тиімділік талаптарына жауап беретін материалдардан (болат, асбестцемент, полиэтилен және т.б.) дайындалады. Сондай-ақ, газ құбырының жылу желісі арналарымен қиылысқан жерлерінде, жалпы желідегі темір жолдар арқылы өтпелерінде металл құтылар қолдануы керек.

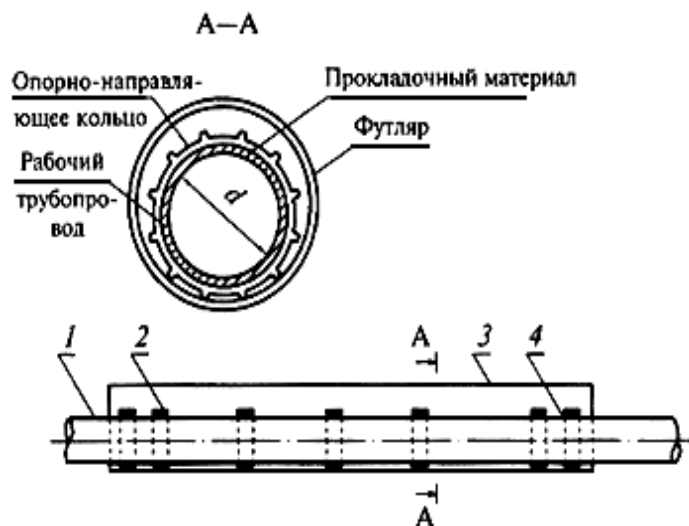
Құты ішіне тартылатын газ құбырлары үшін газ құбыры мен оның құтыда түйінді сүйрету кезінде сақталуын қамтамасыз тіреулер (болат газ құбырлары үшін - диэлектрлік) қарастырылуы керек. Тіреулер аралығы газ құбырларының беріктігі мен тұрақтылығын анықтау кезінде есептеледі.

Бірнеше газ құбырларын олардың бір-біріне қатысты еркін жылжуын және олардың беттерінің (оқшаулау) сақталуын қамтамасыз ету жағдайында бір құтыға орналастыруға болады, яғни газ құбырлары бір-бірімен жанаспауы керек.

Тіреулер сырғымалы немесе дөңгелекті болуы мүмкін.

Дөңгелекті тіреулерді газ құбыры түйіндерін ұзындығы 60 м құтыға орнату кезінде қолданылады.

Тіреу құрылымы нұсқалары 3 суретте берілген.

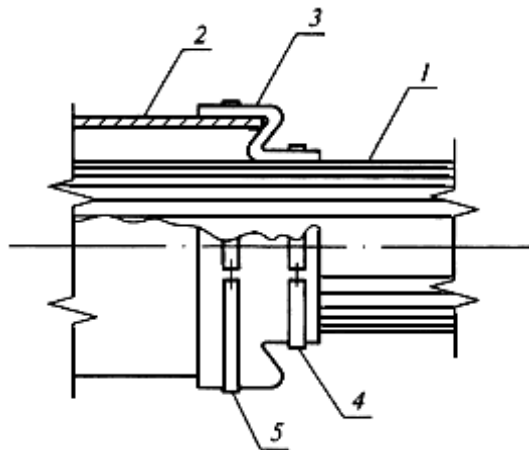


1 - газқұбыры; 2 – тіреу-бағыттау сақинасы; 3 - құты; 4 - төсеме материал

3 сурет - Құтыдағы газ құбырын тарту

Құты диаметрі құрылыс-монтаж жұмыстары шарттарына және ерекше төсеу жағдайында жүктемемен орын ауыстыру мүмкіндігіне байланысты таңдалады.

Құты ұштарының диэлектрлік, су өткізгіш созылмалы материалдан (көбікті полимер материалдар, пенополиуретан, битум, термошөгінді қабықшалар, талшық) тығыздағышы болуы тиіс (4 сурет).



1 – құбыр төсемесі; 2 – қорғаныш құты; 3 – резеңке манжет; 4 – кіші қамыт; 5 – үлкен қамыт

4 кесте – Құты ұшындағы созылмалы тығыздағыш

Тығыздағыш құрылымы топырақтың әсерінен және жер асты суларының енуінен, сонымен қатар газ құбырының қысым мен температура өзгерісінен құты ішінде тұтастығын бұзбай құбырдың жылжуын қамтамасыз етуі керек.

Полиэтилен газ құбырларына көбікті полиуретан қолдану («Макрофлекс», «Пенофлекс» типі) ұсынылады.

5.6.6 Жер асты сулары деңгейі жоғары жерлерде (жайылмалық, батпақтық) және құбыр жолының су асты өтпелері үлескілерінде газ құбырларын балласттау үшін (қалқып шығуды болдырмау) жүктемелер қарастыру керек.

Су асты өтпелерінің арналық және теңіздік үлескілерінде сақиналы (шойын, темір бетон және т.б.) жүктемелер немесе тұтас жабындар (моноқұймалы, армирлі бетонды және т.б.), жайылмалық және батпақты үлескілерде және жер асты сулары деңгейі жоғары жерлерде – ершікті, белдік және топсалы жүктемелер (шойын, темір бетон, тоқылмаған синтетикалық материалдар және т.б.) және анкерлік құрылғылар қолдану ұсынылады.

Болат газ құбырының оқшаулануын немесе полиэтилен газ құбырының бетінің шойын, темірбетон жүктемелерден бұзылудан сақтандыру үшін қорғаныш жабындар (ағаш жақтаулармен құрсаулау, резиналы, бризольді және гидрооқшаулағыш кілемшелер және т.б.) қарастыру керек.

5.6.7 Газ құбырларының тіреулері, эстакадалары, аспалы және шпренгельді өтпелері жанбайтын құрылымдардан жасалады.

5.6.8 Конденсат жинақтағышты құбыр жолының сәйкес төмен нүктелеріне, топырақтың маусымдық қату аймағынан төмен газ құбырының конденсат жинақтағышқа 3+ еңкіштікпен орнату қажет болады.

Конденсат жинақтағыштарды орнату қажеттілігі газреттеу жүйелерін жобалауда техникалық шарттарда келісілуі керек.

Конденсат жинақтағыштың диаметрін, мм (17) формула бойынша анықтау ұсынылады

$$D_{min} = 0,0255\sqrt[3]{Q_p^2}, \quad (17)$$

мұнда Q_p - газ құбырындағы газдың есепті шығыны, м³/сағ.

5.6.9 Компенсаторлар газ құбырларына құбырда температуралық, топырақтық әсер нәтижесінде туындайтын кернеуді төмендету және арқауды монтаждау қолайлы болуы үшін орнатылады.

Газ құбырларына тығыздамалық компенсаторлар орнатуға болмайды.

Газ құбырларын жобалауда және салуда құбырлардың тік және көлденең бағытта өзгеруі есебінен және негізделген жағдайларда жылжымайтын тіреу орнату есебінен табиғи өздігінен конденсациялануын пайдаланған дұрыс.

5.7 Газ құбырларын механикалық бүлінуден қорғау

5.7.1 Газ құбырларын топырақ жағдайларына, құрылыс маусымына, жергілікті жер ерекшеліктеріне (карьерлардың болуы, көлік желісімен қамтылу және т.б.) тәуелді механикалық бұзылудан қорғау құрылымын жобада көрсетеді.

5.7.2 Газ құбырын тастақты, жартылай тастақты және тоң топыраққа тартатын құбыр жолы үлескілерінде ордың түбін негіздің шығып тұрған бөліктерінен 10 см кем емес қалыңдықта сазды немесе құмды топырақ себу арқылы тегістеу қажет.

5.7.3 Астарлаушы қабат ретінде аталған топырақтарды тұтас себудің орнына әр түрлі созылмалы материалдар (резинаматалы төсеніштер), «тастақты бет» типті орама материалдар және геокездемеілік материалдардан жасалған, бірнеше қабатталған тығыздағыштар қолдануға болады.

Бұл жағдайларда жұмыс сызбаларында астарлаушы құрылымдардың параметрлері, оның ішінде өлшемдері көрсетілуі керек.

5.7.4 Газ құбырын тартқаннан кейін зақымдалудан қорғауды жоғарғы құбырдың бетіне 20 см кем емес құмды немесе сазды топырақ себу арқылы жүзеге асырады. Сеппенің қалыңдығына 10 см қосуға болады, бірақ қалыңдығын азайтуға жол берілмейді.

5.7.5 Төсеніш немесе сеппе үшін қолданылатын топырақ құрамында көлденең өлшемдері 50 мм артық тоң кесектер, шағыл тас және қиыршық тас болмауы керек.

5.7.6 Қыс мезгілінде сеппе дайындау үшін үйіндінің қатпаған топырағын қолданып, оны орға роторлы ор көмгіштер арқылы беруге болады.

Осы мақсатта алдын ала құм елекпен өңдеу арқылы сұрыпталған жергілікті топырақ (оның ішінде үйіндіден) қолдануға болады.

5.7.7 Сеппе қолданғанда диаметрі 500 мм артық құбырлардың сопақтануын болдырмау үшін ор қабырғасы мен газ құбыры арасындағы қуыстарды тығыз және толық толтыру қажет. Осы мақсатты жүзеге асыру үшін қажет жағдайда механикалық, электрлі және пневматикалық нығыздағыштарды пайдаланып нығыздауға болады. Жекелеген жағдайларда қуыстардағы топырақты су құю арқылы толтырады.

5.7.8 Бойлық еңкіштіктер бойында топырақтың қорғаныш қабатының жер асты суларының ағысымен ағып кетуін болдырмау үшін орға көлденең әлсіз құрғатылатын топырақтан (мысалы, саз) бөгет қоюға болады.

5.7.9 Сазды немесе құмды топырақпен себудің орнына механикалық қорғаныс құралы ретінде созылмалы және ұзақ мерзімге жарамды жоғары беріктік және қорғаныштық қасиеттерге ие орама материалдар пайдалануға болады.

Мұндай материалдарды пайдаланғанда газ құбыры мен ор қабырғасы арасындағы қуыс ірі кесекті қоспалары жоқ топырақпен (қабаттап тығыздау арқылы) тығыздауға болады.

5.7.10 Даналы балласттау жүктемелері немесе анкерлік құрылғылардың күштік белдемдері орнатылған жерлерде газ құбырын зақымдалудан қорғау аталған бұйымдарды қолданудың техникалық шарттары талаптарына сәйкес жүргізіледі.

5.7.11 Газ құбырының оқшаулағыш қабатын механикалық зақымдалудан қорғау үшін жарамдылық мерзімі газ құбырының жарамдылық мерзіміне сәйкес келетін көбікті полимер материалдар қолдану арқылы жүзеге асырылады.

Ор түбіндегі көбікті полимер материал қабаты қалыңдығы 200-250 мм болуы тиіс. Газ құбыры тартылғаннан кейін КППМ тығыздалады, осының есебінен қабат қалыңдығы 100-150 мм кемиді.

Тартылған газ құбыры үстіне қорғаныш қабат қалыптастырғанда оның қалыңдығы 300-400 мм аралығында болады; сеппе топырағы салмағы әсерінен бұл шама 200-250 мм дейін азаяды.

5.8 Ерекше жағдайдағы газ құбырларына қосымша талаптар

5.8.1 Әзірленетін аймақтар

*5.8.1.1 Тау-кен жұмыстары жүргізілген, жүргізілетін немесе көзделетін пайдалы қазбалар кен орындарының үстінен орналастырылатын газбен жабдықтау жүйелерін жобалау кезінде МҚН 4.03-01, ҚР ЕЖ 2.03-101 талаптарын, сондай-ақ [2] ережелерін басшылыққа алу керек (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

5.8.1.2 Әзірленетін немесе карсталған аймақтарда газ құбырын тарту жобасында тау-кен – геологиялық негіздеме болуы керек.

5.8.1.3 Пайдалы қазбалардың шөгу аймақтарына орналастырылатын газреттеу объектілері жобасын құрастырғанда газ құбырының болжамды пайдалану мерзіміндегі тау-кен жұмыстарының даму бағдарламасын ескеру керек.

5.8.1.4 Газбен қамтуда технологиялық немесе басқа да себептермен үзілістің болуы мүмкін емес тұтынушыларда газбен қамту кезінде осы тұтынушыларға газдың әзірленуі әр түрлі уақытта басталатын, газ құбырының сақиналануы міндетті болатын екі газ құбырынан беріледі.

5.8.1.5 Әзірленетін және карсталған аймақтарда тарту жобаланатын газ құбырларының беріктігі мен тұрақтылығы:

- топырақтағы газ құбыры жылжуын арттыру;
- газ құбырына түр өзгерістік ықпалды азайту есебінен жүзеге асырылады.

Газ құбырының топырақтағы жылжуын және топырақтың газ құбырына түз өзгерістік әсерін азайту үшін: конденсаторлар қолдану, арнайы текшелерге арнайы топырақпен қысылудан сақтандыратын компенсаторлар орнату, құбыр тартқаннан кейін орды аз қысатын материалдармен толтыру қарастырылады.

Сеппе үшін аз қысатын материал ретінде құм, құмды топырақ немесе бөлшектері аз тіркесетін топырақ пайдалану ұсынылады.

Газ құбырын қорғау аймағының ұзындығы жылжу ойысы шегінен әр жаққа 150d арттырылған жылжу ойысы ұзындығымен анықталады.

Газ құбырлары тау-кен жұмыстарын жүргізу шарттары бойынша өңдеу жұмыстары тоқталылатын тектоникалық бұзылған жерлермен қиылысқан үлекілерде, шахталық өріс шегінде компенсаторлар орнату қарастырылады.

5.8.1.6 Газ құбырларын тарту кезінде әзірленетін және карсталған аймақтарда ғимараттарға енетін жерлер ҚР ҚН 4.03-01 және (2) талаптарына сәйкес болуы керек.

5.8.1.7 Егер есептеулер нәтижесі бойынша жер асты газ құбырларындағы кернеу беріктік талаптарына сай болмаса, ал газ құбырлары кернеуін жер асты компенсаторларын орнату арқылы азайту айтарлықтай шығын әкелетін болса, газ құбырларын жер үстінен тарту ұсынылады.

Сонымен қатар, газ құбырларының өзендер, темір жол және автокөлік жолдары арқылы өтпелері және тау-кен – геологиялық негіздеме мәліметтері бойынша жарықшақтар мен ойықтар түзілуі мүмкін жерлерде газ құбырларын жер бетімен жүргізу керек.

Газ құбырлары тіреулерінің биіктік бойынша реттелетін көлденең тосқауылдары болуы керек.

5.8.1.8 Әзірленетін және карсталған аймақтар шегіндегі газ құбырларында бақылау құбырларын орнату қажет болады. Бақылау құбырларын бұрылу бұрыштарында (иілгіш бұрылыстардан басқа) және желінің тармақталған жерлерінде орнатады.

Механикалық зақымдалудан сақтау үшін бақылау құбырларын жергілікті жағдайларға тәуелді төсеме астына немесе басқа қорғаныштық құрылғыға орнатады.

5.8.1.9 Газ құбырлары басқа жер асты коммуникацияларымен қиылысқан жерлерде, арналар мен коллекторларда тығыздағыш құралдар (сазды экрандар, газ құбырлары құтылары және т.б.) және бақылау құбырларын орнату қарастырылады.

5.8.1.10 Газ құбырына электрохимиялық қорғаныс элементтерін бекіту олардың жер бетіндегі түрі өзгеріс үдерісінде сақталуын қамтамасыз етуі тиіс.

5.8.2 Сейсмикалық аудандар

*5.8.2.1 Жерүсті газ құбырлары үшін сейсмикалылығы 6 балдан жоғары және жерасты газ құбырлары үшін сейсмикалылығы 8 балдан жоғары аудандарда төсеуге арналған сыртқы газ құбырларын жобалау кезінде ҚР ҚН 4.03-01, ҚР ЕЖ 2.03-30, [2] талаптарын басшылыққа алу керек (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

*5.8.2.2. Газ құбыры трассасының сейсмикалығын анықтау сейсмикалық шағын аудандастыру негізінде немесе ҚР ЕЖ 2.03-30 келтірілген нұсқауларға сәйкес жүргізіледі (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

5.8.2.2 Шығу қысымы 0,6 Мпа жоғары ГРО үшін және үздіксіз технологиялық үдерістері бар кәсіпорындар үшін сөндіргіш құрылғы орнатылған сыртқы айналмалы газ құбырлары қарастырылады.

5.8.2.3 Ілмекті арқауды (сөндіргіш құрылғы) орналастыру ҚР ҚН 4.03-01 талаптарына сай қарастырылады.

5.8.2.4 Газ құбыры сейсмикалық қасиеттері бір-бірінен күрт ажыратылатын топырағы бар жолдармен қиылысқанда газ құбырларын ірі қиыршықты құммен, құмды топырақпен және т.б. жабу керек. Газ құбырының топырақты негіздемесі тығыздалуы керек.

5.8.2.5 Сейсмикалылығы 8 және 9 балл аудандарға тартылатын жерүсті газ құбырларында табиғи және жасанды кедергімен қиылысар жерлерде, газ құбырлары түпнегізге орнатылған қондырғыларға жалғасқан тұста (СКГ резервуарлары, компенсаторлар, сорғыштар және т.б.) және ғимаратқа енетін жерлерде компенсациялаушы құрылғылар орнату керек.

5.8.2.6 Газ құбыры жолы белсенді тектоникалық омырылумен қиылысқан жерлерінде жер үсті төсемесін қолдану ұсынылады.

5.8.2.7 Газ құбырларының өзендер, темір жолдар және ойыстар арқылы өтпелері жер бетілік төсемелі болуы тиіс.

5.8.2.8 Жерүсті газ құбырларының тіреулерінің құрылымы газ құбырларының жер сілкіну кезінде туындайтын жылжуын қамтамасыз етуі керек.

5.8.2.9 Газ құбырын ғимаратқа енгізу өлшемдері газ құбыры диаметрінен 200 мм артық аспауы тиісті ойықтар арқылы жүзеге асырылады. Құбыр мен ойыс аралығындағы созылмалы су өткізбейтін өңдеу газ құбыры мен ғимараттың өзара жылжуына кедергі келтірмеуі тиісті.

5.8.2.10 Жерасты газ құбырларының тұйықталған жерлері, бұрылу бұрыштарында (серпімді иілгіш бұрыштардан басқа), жер асты инженерлік коммуникацияларымен қиылысатын жерлерде, ғимаратқа енетін жерлерінде, арналар мен коллекторларда бақылау құбырлары орнатылады.

5.8.3 Топырағы ісінетін, иірімді , шөгетін және сусымалы аудандар

*5.8.3.1 Топырағы сусымалы, ісінетін, шөгетін және иірімді аудандарда жерасты газ құбырларын жобалау кезінде МҚН 4.03-01, ҚР ЕЖ 5.01-102, ҚР ЕЖ 2.03-101 және [2] талаптарын басшылыққа алу керек (*Өзгертілді. – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

5.8.3.2 Шөгетін, ісінетін және сусымалы топырақты аудандарға арналған газ құбырларын осы топырақтар қасиеттерін ескере отырып, негіз түр өзгерісін кеміту шараларын қарастырып, аудандардың ғимараттар салу негіздемесі ретінде пайдалану тәжірибесін ескерек отырып жобалайды, мысалы топырақтың тығыздануы, химиялық беку, су қорғаныштық және құрылымдық шаралар.

5.8.3.3 Құбыр жолы бойымен иірімділік дәрежесі бірдей болғанда газ құбырын тарту тереңдігі құбырдың жоғарғы бөлігіне дейін қабылданады:

- орташа иірімді немесе күшті иірімді топырақтарда 0,8 қатудың нормативті тереңдігінен кем емес;

- шамадан тыс иірімді топырақтарда 0,9 нормативті қату тереңдігінен кем емес, алайда ҚР ҚНЖЕ 4.03-01 талаптарында анықталатын шамадан аз емес.

5.8.3.4 Иірімделік деңгейі біркелкі емес (топырақ құрамының күрт өзгеруі жер асты сулары деңгейінің өзгерісі, газ құбырының жолдың жүру бөлігінен газонға шығуы және т.б.) топырақта газ құбырын тарту тереңдігі 0,9 қатудың нормативті тереңдігінен және ҚР ҚН 4.03-01 талаптарымен анақталатын шамадан аз болмауы керек.

5.8.3.5 Әлсіз иірімді және әлсіз ісінетін және I типті шөгетін топырақтарда газ құбырын тарту ҚР ҚН 4.03-01 «Жерасты газ құбырлары» тарауы талаптарына сәйкес қарастырылады.

5.8.3.6 Газ құбырларын иірімді, ісінетін және шөгетін топырақтарға тартаумен байланысты қосымша кернеу шамасы «Газ құбырларының беріктік пен тұрақтылығын есептеу» тарауы талаптарымен анықталады.

5.8.3.7 Тік газ құбырлары мен құтыларын (ГРО және ғимараттарға ену, конденсат жинақтағыштар және гидроілемектер және т.б.) жемірілуге қарсы полимерлі материалдармен оқшаулау қарастырылады.

5.8.3.8 Жер асты резервуарлары бар СКГ резервуарлы қондырғылары үшін орташа және күшті иірімді топырақтарда сұйық және бу фазаларындағы газ құбырлары резервуарларын жер астынан тарту қарастырылады.

5.8.3.9 Иірімді топырақтарда құдықтарды жобалағанда оларды аязды иірім күштерінен (куыстардың қиыршық тасты, қиыршық тасты-құмды толуы, қабырғаларының сыртқы жағының гидрооқшаулағыш немесе қатпайтын жабындармен жағылуы, мысалы темірлену және т.б.) қорғау шаралары қарастырылады. Құдық жабындары үстінен қуыс шегінен кем дегенде 0,5 м шығып тұратын асфальтті көпірше орнатылады.

6 ГАЗРЕТТЕУ ОРЫНДАРЫ ЖӘНЕ ҚОНДЫРҒЫЛАРЫ

Газ қысымын төмендету және оны белгілі деңгейде ұстап тұру үшін газбен қамту жүйелерінде газ реттеу орындары (ГРО, ГРОБ, ШРО) және газ реттеу қондырғылары қарастырылауы керек.

Газ қысымы бойынша ГРО, ГРОБ (блоқты газ реттеу орны) жіктеледі:

- кіру қысымы 0,6 Мпа дейін;
- кіру қысымы 0,6 МПа - 1,2 Мпа аралығында.

Газ қысымы бойынша ШРО (шкафты реттеу орны) жіктеледі:

- кіру қысымы 0,3 Мпа дейін ;
- газдың кіру қысымы. 0,3 МПа - 0,6 Мпа аралығында;
- газдың кіру қысымы 0,6 МПа - 1,2 Мпа аралығында .

6.1 ГРО, ГРОБ, ШРО және ГРҚ орналастыру

6.1.1 Жеке тұрған ГРО, ГРОБ және ШРО орналастырғанда оларды көлік жүрісінен, стихиялық апаттардан, дауылдардан зақымдануын ескереді. ГРО, ГРОБ және ШРО қорғаныш аймағында биіктігі 1,6 м металл тор қоршаулар орнату ұсынылады.

6.1.2 Жеке тұрған, қосарлана салынған ГРО орналастырғанда көлікке, оның ішінде апаттық және өрт көліктеріне арналған қатты жабыны бар бос кіру жолдарын қамтамасыз етеді.

6.1.3 Жеке тұрған ГРО және ГРОБ ғимараттар жанына, әсіресе көпқабатты ғимараттар жанына орналастырғанда желдеткіш орнату кезінде жел ықпалы аймағын ескереді.

6.1.4 ГРҚ ғимараттарын желдету негізгі өндіріс талаптарына сәйкес болуы керек.

6.1.5 Газ қысымы 0,6-1,2 МПа ШРО ғимараттардың сыртқы қабырғасына орнатуға жол берілмейді.

Газдың кіру қысымы 0,6 МПа дейін ШРО С0 класының отқа тұрақтылығы бойынша III дәрежесінен төмен емес газданатын өндірістік ғимараттар қабырғасына, қазандық ғимаратына, өндірістік бағыттағы қоғамдық және тұрмыстық ғимараттарға, сондай-ақ қолданыстағы ГРО қабырғасына орнатуға болады.

6.1.6 ГРҚ табиғи және /немесе жасанды жарығы бар, қызметкерлерге еркін қолжетімді жерлерге орналастырады. ГРҚ және шығу қоршаулары арасындағы негізгі жол 1 м кем болмауы керек.

Өндірістік кәсіпорындарда жеке газ қызметі болған жағдайда газды басқа жеке тұрған ғимараттарға бір ғимаратта орналасқан бірдей қысымды ГРҚ беруге болады.

ГРҚ еден деңгейінен 1,5 м жоғары орналасқан аудандарға орналастырғанда екі жағынан жеке басқыштар болуын қамтамасыз етеді.

6.1.7 ГРО ғимараттарына орнатылатын құрылғылар жөндеу және қызмет көрсету үшін қол жетімді болуы тиіс. Құрылғылар мен басқа заттар арасындағы негізгі жолдардың ені 0,8 м кем , ал құрылғылардың параллель қатары арасында 0,4 м кем болмауы керек.

*6.1.8 А санатты ғимараттарда [3] едендер ұшқынсыз болуы керек, терезелер мен есіктердің конструкциялары ұшқынның пайда болуын болдырмауы керек.

ГРО үй-жайларын бөліп тұратын қабырғаларды I-типтік өртке қарсы, газ өткізбейтіндей етіп қарастыру қажет және олар іргетасқа бекітілуі керек. Қабырғалардың жалғасқан жапсарларының тігістері және ГРО-ның барлық үй-жайларының іргетастары байланады.

Қосалқы үй-жайлар технологиялық үй-жайлармен байланысты емес ғимараттан сыртқа шығатын дербес шығу есіктермен жабдықталады.

ГРО және ГРОБ есіктері өртке қауіпсіз және сыртқа ашылатын болады.

ГРО қатар салынатын ғимарат қабырғаларына (ГРО жанасатын жерінде) және бөлетін аралық қабырғаларға желдеткіш және түтін арналарын орнатуға болмайды.

Редуцирлеу тораптары орналасқан қысым реттегіштері бар үй-жайлар, жеке тұрған, кіріктірілген және жанаса салынған ГРО және ГРОБ А санатты ғимараттар [3] үшін ҚР ЕЖ 3.02-128 және ҚР ҚНЖЕ 2.02-05 талаптарына сәйкес болуы керек (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

6.1.9 ГРО құрылғыларының жартысын сыртқа шығарғанда ол биіктігі ГРО 2 м кем емес қоршауда орналасуы керек.

*6.1.10 ГРО және ГРОБ үй-жайларын жылыту қажеттілігі және жылу тасымалдағыш түрі ҚР ЕЖ 4.02-101 талаптарына сәйкес климаттық орындауды ескере отырып және МЕМСТ 15150 бойынша қолданылатын бұйымдар мен жабдықтар санаттарымен анықталады.

ГРП және ГРПБ-ның жергілікті жылуын газдық су жылытқыштардан орнату кезінде жылыту қондырғысына редукциялау торабы негізгі технологиялық үй-жайларда орналастырылады (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

6.1.11 ГРО жылыту құрылғылары орналасқан реттеу залы бар аралас ғимаратқа орналастырғанда коммуникацияның залдан өту кертiгi құбыр өткiзiлгенде газ ауа қоспасының технологиялық ғимараттан ғимаратқа өтуiн болдырмау үшiн тығыздалуы керек.

6.2 ГРО, ГРОБ, ШРО және ГРҚ жабдықтары

6.2.1 ГРО, ГРҚ, ГРОБ және ШРО жабдықтарына мыналар жатады:

- iлмектi арқау;
- қысым реттегiштер;
- сақтандырғыш-iлмектi қақпақшалар (бұдан әрi - СИҚ);
- сақтандырғыш тастау қақпақшалары (далее - СТҚ);
- газ шығынын есептеу құралдары;
- БӨҚ құралдары.

6.2.2 Iлмектi арқау осы нормативтiң 8 тарауы талаптарына сай таңдалады

6.2.3 Реттеу құрылғылары ретiнде :

- бiр ершiктi қақпағы бар газ реттеуiштер;
- екi ершiктi реттеу қақпақтары;
- электронды реттегiшi және орындау механизмi бар айналмалы iлмектер

қолданылады.

6.2.4 Газ қысымы шектен тыс артқанда немесе кемiгенде газды тұтынушыларға берудi тоқтату үшiн төменде аталған талаптарға жауап беретiн реттеушi ретiнде әр түрлi құрылымды СИҚ (тұтқалы, серiппелi, соляноидты жетегi бар және т.б.) қолданылады:

- СИҚ қысым 0,002 - 0,75 аралығында жоғарылағанда жұмыс жасау ауқымымен және қысым 0,0003 - 0,03 аралығында азайғанда 0,05; 0,3; 0,6; 1,2; 1,6 қатары бойынша кiру қысымын, МПа есептейдi;

- СИҚ құрылымы қызметкерлердiң қатысуынсыз iлмектi органның өздiгiнен ашылуын болдырмайтындай болуы керек;

- СИҚ iлмектi органының саңылаусыздығы МЕМСТ 9544 бойынша «А» класына сәйкес болуы керек;

- жұмыс iстеу дәлдiгi ГРО орнатылатын СИҚ қысымды бақылау шамалары үшiн $\pm 5\%$ және ШРО, ГРҚ орнатылатын СИҚ үшiн $\pm 10\%$ құрауы тиiс.

6.2.5 Қысым белгiленген шамадан қысқа уақытқа артқан жағдайда реттеушi газды босатуы үшiн қабықшалы немесе серiппелi сақтандыру тастау қақпақшалары қолданылуы керек (СТҚ).

6.2.6 Серiппелi СТҚ мәжбүрлi ашу құрылғысымен жабдықталуы керек. Жiберу қабiлетi $100 \text{ м}^3/\text{сағ}$ дейiн екi сатылы реттеушiмен жабдықталған ШРО СИҚ жабдықтамауға болады.

6.2.7 СТҚ белгiленген максималды жұмыс қысымы 15% артқанда ашылуын қамтамасыз етуi тиiс.

6.2.8 СТК 0,001-1,6 қатар бойынша жұмыс қысымы, МПа және 0,001-1,6 қатар бойынша жұмыс ауқымы, МПа есептелуі керек.

6.2.9 Газды СТК ШРО жіберетін, тіреуге орнатылатын құбыр жолдарын жер деңгейінен 4 м кем емес биіктікке, ал ШРО ғимарат қабырғасына орнатылғанда ғимарат жақтауы немесе ернеуінен 1 м жоғары шығару керек.

6.2.10 Жіберу қабілеті $400 \text{ м}^3/\text{сағ}$ ШРО үшін газ құбырын СТК енгізуді шкафтың артқы қабырғасынан қарастыру қажет.

6.2.11 Телефонды байланыс болған жағдайда телефон аппаратын реттеу ғимаратынан тыс немесе ғимарат сыртынан арнайы жәшікте орнатады. Телефон аппаратын реттеу ғимаратында жарылыстан қорғалған түрде орнатуға жол беріледі.

6.2.12 Газды механикалық қоспалар мен шаңнан тазарту үшін зауытта дайындалған сүзгіштер орнатылады, олардың төлқұжаттарында әр түрлі жұмыс қысымдарында және сүзгіштегі қысым шығынындағы өткізу қабілеті көрсетілуі керек.

6.2.13 Сүзуші материалдар талап етілгендей тазартуды қамтамасыз етіп, олармен химиялық қосылыс түзбеуі және газдың тұрақты әсерінен бұзылмауы керек.

6.2.14 ГРО, ГРОБ, ШРО және ГРҚ (қысым реттегіші) өткізу қабілетін қысымның қажетті төмендеуін ескере отырып, тұтынушының максималды газ шығынын 15-20% артыра отырып жүзеге асыру керек.

6.2.15 ГРО, ГРОБ және ГРҚ газреттеу блоктарындағы газ құрылғылары келесі реттілікпен орналасады:

- ГРО және ГРҚ толық өшіру үшін қолмен басқарылатын ортақ ілмекті орган;
- байпасы бар немесе жоқ сүзгіш немесе сүзгіш топтары;
- шығын өлшеуіш (дифманометрлері бар камералық диафрагма, газ есептегіш). Газ есептегіш қысым реттеушіден кейін газбен қамтудың қабылданған сызбасына тәуелді төменгі бөлікте орнатылуы мүмкін;
- сақтандырғыш ілмекті қақпақша (СІҚ);
- газ қысымын реттеуші;
- реттеушіден кейін сақтындырғыш тастау қақпақшасы (СТҚ).

6.2.16 ГРО, ГРОБ, ШРО және ГРҚ газ реттеу блогына байпас орнатқанда ретімен екі сөндіргіш құрылғы және олардың арасына манометр орнату қарастырылады. Байпас диаметрі газ қысымын реттегіштің қақпақша ершігі диаметрінен аз болуы керек.

ШРО байпас орнына екінші редуциялау тізбегін орнату ұсынылады. ШРО шығын өлшеуіш болмаған жағдайда кіру және шығу қысымын, газ температурасын өлшеуге арналған тіркеу құрылғыларын орнату міндетті емес. ГРО, ГРОБ, ШРО және ГРҚ газ құбырларын МЕМСТ 14202 сәйкес бояу керек.

ГРО, ГРОБ және ГРҚ келесі үрлеп тазартылатын газ құбырлары қарастырылады.

- енетін газ құбырында – алғашқы өндіргіш құрылғыдан кейін;
- байпаста (құрсауланған газ құбырында) – екі сөндіргіш құрылғы арасында;
- газ құбыры үлескілерінде – өндіріс, профилактикалық тексеру және жөндеу үшін сөндірілетін құрылғымен.

Мұндай газ құбырларының шартты диаметрі 20 мм кем болмауы керек. Газды СТҚ шығаратын тастау газ құбырларының шартты диаметрі қақпақ келте құбырының шартты диаметріне тең, бірақ 20 мм кем болмауы керек.

Үрлеп тазартылатын және тасталатын газ құбырларында бұрылыстар саны минималды болуы керек. Олардың ұштарында осы газ құбырларына атмосфералық жауынның енуін болдырмайтын құрылғылар қарастырады.

6.3 ГРО, ГРОБ, ШРО және ГРҚ жабдықтарын таңдау

6.3.1 ГРО, ГРОБ, ШРО және ГРҚ жабдықтарын таңдау кезінде ескеру керек:

- объект жалғанатын газ құбырындағы газдың жұмыс қысымы;
- газ құрамы, тығыздығы, шық нүктесіндегі температурасы, жану жылуы (Q_H);
- газ құбырындағы оның ГРО немесе ГРҚ жалғанған жерінен қысымның үйкеліске шығыны;
- ГРО және ГРҚ БӨҚ мен жабдықтарын пайдаланудың температуралық шарттары.

6.4 Қысым реттеушіні таңдау

6.4.1 Реттеушіні таңдау кезінде өндірісте шығарылатын реттеушілер қатарының тізбектемесін басшылыққа алу керек.

6.4.2 Реттеушінің өткізгіш қабілетін анықтағанда оның алдындағы және одан кейінгі газ қысымын сүзгіштегі, арқаудағы шығын өлшеуіштегі және СТҚ қосымша газ шығынын ескере отырып, реттеуші орнатылғанға дейінгі қысымын анықтау қажет.

6.4.3 Бір ершікті қақпағы реттеушінің өткізу қабілеті төлқұжат мәліметтеріне сәйкес анықталады, ол болмаған жағдайда (18) формуламен есептеуге болады.

$$Q = 1595 f L R_1 \varphi \sqrt{1/\rho_0}, \quad (18)$$

Мұнда $t=0$ °C және $P_{атм}=0,1033$ МПа жағдайдағы Q - газ шығыны, м³/сағ;

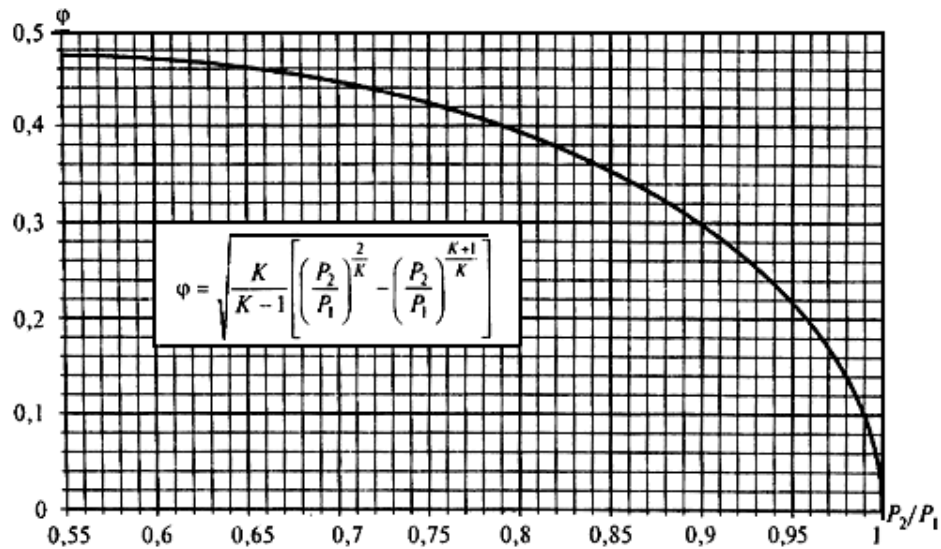
f - қақпақ ершігі ауданы, см²;

L - шығын коэффициенті;

R_1 - газдың абсолютті ену қысымы, $P_{изб}$ және $P_{атм}$ қосындысына тең, мұнда $P_{изб}$ - артық жұмыс қысымы, МПа, $P_{атм}=0,1033$ МПа;

φ - P_2 және R_1 қатынасына тәуелді коэффициент, мұнда P_2 - $P_{2\text{раб}}$ және $P_{атм}$ қосындысына тең реттеушіден кейінгі абсолютті ену қысымы, МПа, 5 сурет бойынша анықталады;

ρ_0 - $t=0$ °C және $P_{атм}=0,1033$ МПа жағдайдағы газ тығыздығы, кг/м³.



K - 750 мм су.бағ. қысым және 0°C температурадағы газ адиабатасы көрсеткіші ,
 C_p - тұрақты қысымдағы жылу сыйымдылық, ккал/(м³·°C), C_v - тұрақты көлемдегі
 жылу сыйымдылық, ккал/(м³·°C)

**5 сурет - $K = C_p / C_v = 1,32$ жағдайда P_2 / P_1 тәуелді φ коэффициентті анықтау
 графигі**

Егер реттеушінің төлқұжат мәліметтерінде максималды қысым мен сәйкес тығыздықтағы газ шығыны шамасы көрсетілген болса, онда P - ені қысымы және ρ_0 - тығыздықтың басқа мәндерінде реттеушінің өткізу қабілеті (19) формула бойынша анықталады.

$$Q_2 = Q_1 \frac{P_1^1 \varphi_1^1}{P_1 \varphi_1 \sqrt{\rho_0^1 / \rho_0}}, \quad (19)$$

мұнда - Q_2 - t , °C, және $P_{\text{бар}} = 0,1033$ МПа жағдайда, P_1^1 , φ_1^1 және ρ_0^1 мәндері реттеуші төлқұжаттағыдан басқа болғандағы газ шығыны, м³/сағ;

Q_1 - P_1 , φ_1 , ρ_0 мәндері төлқұжатқа сәйкес болғандағы газ шығыны;

P_1 - абсолютті ену қысымы, МПа;

φ_1 - P_2 / P_1 қатынасы бойынша коэффициент;

ρ_0 - $t = 0^\circ\text{C}$ және $P_{\text{атм}} = 0,1033$ Мпа жағдайдағы газ тығыздығы, кг/м³,

P_1^1 , φ_1^1 және ρ_0^1 - газдың басқа параметрлерін пайдаланғанда қабылданған шамалар.

6.4.4 Екі ершікті реттеу қақпақшаларының өткізу қабілеті (20) формула бойынша анықталады

$$Q = \frac{5245 B K_{vy} \sqrt{\Delta P P_1}}{(273 + t_1) \sqrt{p_0}}, \quad (20)$$

мұнда Q - t_1 температура және $P_{бар}=0,1033$ Мпа болғанда газ шығыны $m^3/сағ$;

B - орта кеңеюін ескеретін және P_2 / P_1 қатынасына тәуелді болатын коэффициент;

P_1 және P_2 - ену және шығу қысымдары, МПа;

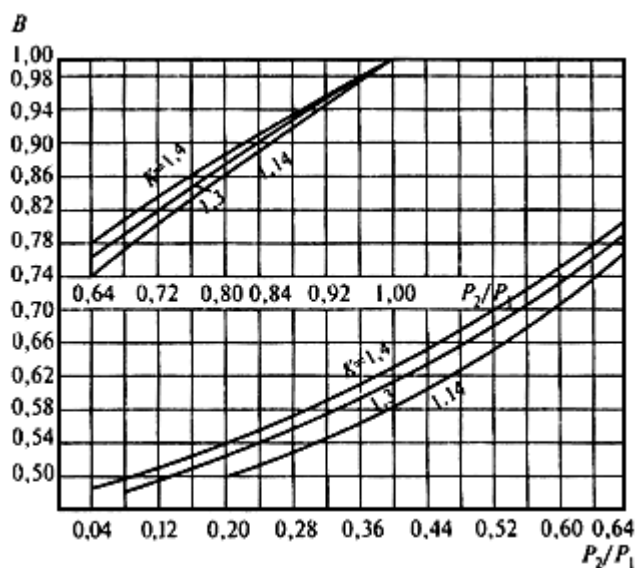
K_{vy} - өткізу қабілеті коэффициенті;

ΔP - қақпақшалардағы қысым ауытқуы, $\Delta P = P_1 - P_2$, МПа;

P_1 және P_2 - сәйкес ену және шығу абсолютті қысымдары, МПа;

p_0 - t температурадағы газ қысымы;

t_1 - газ температурасы.



6 сурет - B коэффициентінің P_2 / P_1 тәуелділігі

6.5 Сүзгіш таңдау

6.5.1 Сүзгіштің өткізу қабілеті оның құндағындағы максималды жіберуге болатын қысым ауытқуына байланысты анықталады, бұл сүзгіш төлқұжатында көрсетілуі керек.

6.5.2 ГРО (ГРҚ) реттеу және сақтандыру құрылғыларын механикалық қоспалармен ластанудан қорғау үшін орнатылатын сүзгіштер 9 кестедегі мәлімттерге сәйкес болуы тиіс.

9 кесте – Сүзгіш параметрлерінің мәндері

Параметр	Параметр мәні
Ену қысымы (жұмыс), МПа	0,3 (3); 0,6 (6); 1,2 (12)
Сүзгіш құндағындағы қысымның максималды жіберуге болатын ауытқуы, даПа:	
торлы	500 (500)
висциндік	500 (500)
қылшықты	1000 (1000)

6.6 СИҚ – сақтандырғыш ілмек қақпақшасын таңдау

6.6.1 СИҚ үлгісін газреттегіш арқылы өтетін газ параметрлеріне, оның ішінде: реттеушіге енетін максималды газ қысымына, реттеушіден шығатын және бақыланатын газ қысымына, реттеушіге енетін келте құбыр диаметріне байланысты анықталады.

6.6.2 Таңдалған СИҚ қысым белгіленген деңгейден тыс артқанда немесе азайғанда реттеушіге газдың саңылаусыз берілуін қамтамасыз етуі керек.

6.7 СТҚ – сақтандырғыш тастау қақпақшасын таңдау

6.7.1 СТҚ тастауға тиіс газ мөлшерін анықтау:

- реттеуші алдында СТҚ қысымы болсса - (21) формула бойынша

$$Q \geq 0,0005Q_d, \quad (21)$$

мұнда Q - , $t=0$ °C және $P_{бар}=0,10132$ Мпа болғанда бір сағат ішінде СТҚ тастауы тиіс газ мөлшері, м³/сағ

Q_d - $t=0$ °C және $P_{бар}=0,10132$ МПа болғанда қысым реттегіштің есепті өткізу қабілеті, м³/сағ;

- реттеуші алдында СТҚ қысымы болмағанда - (22) және (23) формулалар бойынша;

- реттығынды қақпағы бар қысым реттегіштер үшін

$$Q \geq 0,01Q_d; \quad (22)$$

- электронды реттегіші бар реттеуші жапқыштар үшін

$$Q \geq 0,02Q_d. \quad (23)$$

ГРО (ГРҚ) бірнеше газ реттеушілерді қатар орнату қажет болғанда СТҚ тасталуға тиіс газ мөлшерінің қысымын (24) формула бойынша есептейді

$$Q^1 \geq Q \cdot n, \quad (24)$$

мұнда Q^1 - $t=0$ °C және $P_{\text{бар}}=0,10132$ МПа жағдайда СТҚ бір сағат ішінде тастауға тиісті қажетті қосынды газ мөлшері, м³/сағ;

n - реттеушілер саны, дана;

Q -әр реттеуші бір сағат ішінде $t=0$ °C және $P_{\text{бар}}=0,10132$ МПа жағдайда СТҚ тастауға тиіс газ мөлшері, м³/сағ.

6.7.2 СТҚ өткізу қабілетін өндіруші-зауыт мәліметтері бойынша немесе есептеулер арқылы анықтау қажет.

6.8 ШРО – шкафты реттеу орындарын іріктеу

6.8.1 ШРО таңдау кезінде 5.28-5.32 нұсқауларын басшылыққа алу және келесі факторларды ескеру қажет;

- ШРО пайдаланылатын аймақтың климаттық зонасының әсері;
- сыртқы ауаның теріс мәнді температурасының әсері;
- табиғи газдың конденсат түзілетін шық нүктесінің температурасы.

7 ІШКІ ГАЗ ҚҰБЫРЛАРЫ

7.1 Жалпы ережелер

7.1.1 Ішкі газ құбырларын металл құбырлардан (болат және мыс) және жылуға тұрақты бір металл қабаты бар көп қабатты полимерлі (металполимерлі) құбырлардан жасалады. Мыс және көп қабатты металл полимер құбырларды қолдануға IV санатты қысымдағы газ құбырлары үшін рұқсат етіледі. Көп қабатты металполимер құбырларды құрылыста қолдануға жарамдылығы белгіленген тәртіпте нақтыланған жағдайда биіктігі үш қабаттан аспайтын тұрғылықты бір пәтерлі үйлерді табиғи газбен қамту үшін ішкі газ құбырларына қолдануға болады.

Газ құбырларын айтылған құбырлардан тарту ҚР ҚН 4.03-01 талаптарына сәйкес, осы ережелер жинағы нұсқауларын ескере отырып қарастырылады.

Майысқақ түтік ретінде белгіленген қысым мен температурада тасымалданатын газ әсеріне тұрақты сифонды металл түтікшелер пайдалану ұсынылады.

7.1.2 Майысқақ түтіктерді техникалық шарттар мен стандарттарда белгіленген жарамдылық мерзімінде, бірақ 12 жылдан кем емес уақыт қолдану керек. Сырттан сатып алынатын импорттық майысқақ түтікшелердің жарамдылығын растайтын техникалық куәліктері болуы қажет.

7.1.3 Тұрмыстық газ пайдаланатын жабдықтарды жалғастыруға пайдаланылатын майысқақ түтікшелердің «газ» таңбалануы және ішкі диаметрі – 10 мм кем болмауы керек.

Тұрмыстық құралдар мен БӨҚ зертханалық жанарғыларын, СКГ баллондарын жалғауға арналған майысқақ түтіктердің жапсарлы қосылыстары болмауы керек.

Майысқақ түтіктерді жасырын тартуға, құрылыс ғимараттарымен, оның ішінде есік және терезе ойықтарымен қиылыстыруға болмайды.

7.1.4 ҚР потенциалды теңестіру жүйелері ЭОЕ талаптарына сәйкес келмейтін электрлендірілген тұрмыстық газ пайдалану құрылғыларын ғимараттарда пайдаланғанда газ құбырлары арқылы ағын тогының өтуін, теңестіруші токтың қорапқа тұйықталуын болдырмау үшін оқшаулаушы қосымша (түсірмелі көтергіштен кейін) қарастыру керек. Оқшаулаушы қосымша ретінде ток өткізбейтін майысқақ түтікшелерді пайдалануға болады.

7.1.5 Газ құбырларын ашық тарту жанбайтын тіреулерде, ғимарат құрылымына, газ пайдалану құрылғысы аудандарына, қазандықтарға бекітуді қарастырады. Газ құбырларын тексеру және оған орнатылған арқауларды жөндеу мүмкіндігін қамтамасыз ететіндей қашықтықта бекіту қажет.

7.1.6 Газ құбыры мен құрылыстың, технологиялық жабдықтардың және коммуникациялардың ара қашықтығын оны монтаждау және жөндеу мүмкіндігін қамтамасыз етуге, электрмен қамту шоғырсымдарымен ара қашықтығын – ҚР ЭОЕ талаптарына сәйкес қабылдау керек. Газ құбырларын желдету торларымен, есік және терезе ойықтарымен қиылысуына жол беруге болмайды.

7.1.7 Газ құбырларына ғимараттар мен құрылымдар арқылы тартқанда оларды құтыға салу қажет. Газ құбыры мен құты арасындағы кеңістікті шайырланған талшықпен, резина тығындармен және басқа да созылмалы материалдармен тығыздау керек. Қабырға мен құты аралығындағы кеңістікті цементті немесе бетонды қоспамен қиылысатын құрылымның барлық қалыңдығы бойымен тығыздайды.

Құты шеттері қабырғаның қиылысатын құрылымы шеттерінен еден бетінен 50 м кем емес биіктікте бір деңгейде болуы керек.

Құты диаметрі есептеу арқылын нақытланады, бірақ, газ құбыры мен құты арасындағы сақиналы саңылау 10 мм кем емес, ал шартты диаметрі 32 мм дейін газ құбырлары үшін – 5 мм кем кем болмауы керек.

7.1.8 Газ құбырларын ыстық жану өнімдерімен немесе ыстық, балқыған металлмен жанасуы мүмкін жерлерге және жемірілуге белсенді сұйықтарды құятын жерлерге тартуға болмайды.

Газ құбырларын ашық жылулық сәулеленуден қорғау (оқшаулау, экрандар орнату және т.б.) қажет

7.1.9 Негізделген жағдайларда (басқа төсеме мүмкіндігі болмағанда) газ құбырларын қоғамдық, әкімшілік және тұрмыстық ғимараттардың дәліздерінде ажыратқсыз қосылыстар мен арқаулар болмаған жағдайда 2 м кем емес биіктікке орнатуға болады.

7.1.10 Газ құбырларын жасырын төсеу келесі талаптарға сәйкес қарастырылады:

а) қабырға штрабында:

ҚР ЕЖ 4.03-101-2013*

- штраб өлшемі газ құбырларының монтажи, пайдалану және жөндеу жағдайларына байланысты қабылданады;

- штрабты жабатын қалқандардағы желдету кертіктері оның толық желдетілуі шарттарына байланысты орнатылады;

*б) монолитті конструкцияның едендерінде:

- газ құбыры астындағы еден төсеніш қабатының қалыңдығы, сондай-ақ металл торлардан (немесе еденде орналасқан басқа конструкциялардан) арақашықтық кемінде 5 см қабылданады;

- газ құбырының үстінен төселетін қабаттың қалыңдығы кемінде 3 см деп қабылданады;

- газ құбыры еден конструкциясына цемент немесе бетон ерітіндісімен тұтас құймаланады (құлыпталады), оның маркасы жобамен анықталады;

- ҚР ЕЖ 3.02-136 (көліктен, жабдықтан және т. б.) және агрессивті орталардың талаптарына сәйкес газ құбырын төсеу орындарында еденге жүктеме әсерінің болмауы;

- еденге кіретін және шығатын жерлердегі газ құбырларын еденнен кемінде 5 см шығатын және еден конструкциясына бекітілген (анкерленген) футлярға (құтыға) бекіту керек (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШІК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*);

в) едендер арналарында:

- арналар құрылымы газдың еден құрылымында таралуын болдырмауы және газ құбырларын тесеру мен жөндеу мүмкіндігін қамтамасыз етуі (арналар құммен көміледі және ажыратылатын жанбайтын тақталармен жабылады) керек;

- газ құбырларын өндіріс жағдайлары бойынша арналарға күшті орта түсуі немесе газ құбырларының басқа коммуникация арналарымен қиылысуы мүмкін жерлерге тартуға рұқсат етілмейді.

7.1.11 Газ құбырларын штрабта тартқанда оны ғимарат құрылымына бекітуді қарастырады. Газ құбырларын арнада тартқанда жанбайтын тіреуге орнату қажет.

*7.1.12 Газ құбырларын тоттанудан қорғауды ҚР ЕЖ 3.02-136 және МҚН 4.03-01 талаптарына сәйкес қарастыру керек (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШІК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

7.1.13 Өндірістік, қоғамдық және тұрмыстық ғимараттардың (оның ішінде қазандықтардың) газ құбырларында үрлеп тазартылатын құбырларды құбырды енгізу үлескілерінен алыс жерлерде орнату керек, сонымен қатар әр газ құбырын орнатар алдында сөндіргіш құрылғымен жабдықтау керек.

Үрлеп тазартылатын газ құбырының диаметрі 20 мм болуы керек.

Үрлеп тазартылатын құбыр жолдарының соңғы үлескілерінен дуалдың ағындық желдету құрылғысына дейінгі қашықтық тігінен шамамен 3 м кем болмауы керек.

Сөндіргіш құрылғыдан кейін құбыр жолына тұтандырғыш жалғау үшін жалғастық қолдану мүмкін болмаса, сынама алу үшін көтергіші бар жалғастық қарастырылады.

Қысымдары бірдей үрлеп тазартылатын құбырларды тығыздығы ауа тығыздығынан жоғары үрлеп тазартыратын құбырлардан басқа жағдайда біріктіруге болады.

Ғимарат найзағайдан қорғау аймағынан тыс орналасқанда үрлеп тазартылатын құбырларды найзағайдан қорғау ҚР ҚН 2.04-29 сәйкес қарастырылады.

7.1.14 Газ пайдаланатын құрылғыға әкелетін газ құбырларында сөндіргіш құрылғылар орнату қарастырылады:

- ас дайындау қазандықтарына, мейрамхана пештеріне, жылыту пештеріне және басқа да теңдес жабдықтарға – ретімен екеу: біреуі құрылғыны сөндіру үшін (қондырғыны тұтас), екіншісі – жанарғыларды сөндіру үшін;

- құрылымында жанарғы алдына сөндіргіш құрылғы орнату қарастырылған құрылғыларға – біреу.

7.1.15 Бөгде тұлғалардың араласуының алдын алу үшін ішкі газ құбырын қорғаудың енжар шараларын қарастыру керек. Төмендегі енжан шараларды, немесе оларды үйлестіре қолдану ұсынылады:

- а) бөгде тұлғалардың газ құбырына қол жетімділігін шектеу (Г қосымшадағы типтік шешімдер);

- б) ажыратылмайтын жалғастырғыштар;

- в) ажыратылмайтын жалғастырғыштарға және техникалық құрылғыларға қол жетімділікті шектеу.

7.1.16 Барлық бағыттағы ғимараттарды қауіпсіз газдандыру үшін газ шығыны шекті шамадан асқанда, мысалы газ құбырының жарылуы немесе бөгде тұлғалардың заңсыз араласуы нәтижесінде – сыртқы газ құбырларына газ шығыны бойынша газ беруін автоматты жабатын ілмекті қақпақшалар орнату;

газдандырылатын ғимаратты өрт белгілерінің пайда болуы (жалын, түтін, жылулық әсер, газ тәрізді жану өнімдерінің бөлінуі) – газдандырылатын ғимараттарға газ беруін жабатын электромагнитті қақпақшамен байланысты өрт хабарлағыштарын орнату.

Ғимаратты қауіпсіз газдандырудың негізгі белсенді шаралары Д қосымшада берілген. Типтік суреттер (Д қосымшасының Д1 және Д2 суреттерін қараңыз) пайдалану кезінде жобалық құжаттамада нақтыланады. Газдандырудың белсенді қауіпсіздік шаралары кешенді және дербес түрде қолданылады. Бұл жөніндегі шешімді қауіп дәрежесіне, тапсырыс беруші талаптарына, газ желілері жағдайына және газ пайдаланатын құрылғыға тәуелді жобалық ұйым қабылдауы тиіс.

7.1.17 Орталық жүйе дұрыс жылытуды қамтамасыз етпеген жағдайда орталықтан жылытылмайтын ғимараттарды жылыту үшін тұрғын үйлерде радиациялы және конвекциялы қызметті (алауошақ, калорифер, жылулық блок, конвектор және т.б.) жабдықтар орнату ұсынылады. Орнатылатын жабдық зауытта дайындалған және жану өнімдерін атмосфераға шығаратын болуы керек. Аталмыш жабдықтардың газ жанарғылары түтін жолындағы тарту бұзылғанда және жалын өшкенде жанарғылар автоматты өшіру қауіпсіздігімен жабдықталуы керек. Жоғарыда аталған жабдықтар орнатылатын ғимараттың желкөзді (ашылатын жоғарғы бөлік) терезесі немесе тартқыш желдету арнасы болуы тиіс. Ғимаратқа тартпа арнасы арқылы ауаның енуін қамтамасыз ету үшін ағынды құрылғы қарастырылады. Тарту арнасы мен ағынды құрылғы өлшемдері есептеу арқылы анықталады.

Тұрғын үйлерде конвекциялы қызметті газ пайдалану құрылғыларын орнатқанда жануға ауа жұмсау және жану өнімдерін шығару ғимарат сыртынан немесе түтін мұржасы арқылы жүзеге асырылуы қажет.

7.1.18 Түтіндік және желдеткіш арналар орнату бойынша нұсқаулар Е қосымшада берілген.

7.2Тұрғын үйлердің газ пайдаланатын жабдықтары

*7.2.1 Газ пайдаланатын құрылғылар орнатуға арналған үй-жайлар Қазақстан Республикасы Ішкі істер министрінің 2017 жылғы 9 қазандағы № 673 бұйрығымен бекітілген газбен жабдықтау жүйесі объектілерінің қауіпсіздігіне қойылатын, ҚР ҚН 4.03-01 және басқа нормативтік құжаттардың талаптарына сай келуі тиіс.

Бір бөлмеде 2 сыйымды су жылытқышты немесе 2 шағын жылыту қазандығын орнатуға болады.

Бір құрылғыны орнатқан кезде үй-жайдың көлемі кемінде 7 м^3 , 2 құрылғы үшін - кемінде 12 м^3 құрады.

Газ пайдаланатын құрылғы орнатылатын үй-жайларда жеңіл жинақталатын қоршау құрылымы ретінде терезе ойықтарын пайдалануға болады, олардың жеке әйнек алаңы кемінде $0,8 \text{ м}^2$ әйнек қалыңдығы 3 мм, $1,0 \text{ м}^2$ - әйнек қалыңдығы 4 мм және $1,5 \text{ м}^2$ әйнек қалыңдығы 5 мм болған жағдайда шынылауға рұқсат беріледі (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.08.2018 ж. №171-НҚ бұйрық*).

7.2.2 Жылытқыш газ пайдалану құрылғысын орнатуға арналған ғимараттарда келесі шарттар сақталуы керек:

- биіктігі 2,5 м кем емес (құрылғы қуаты 60 кВт аз болғанда 2 м);

- табиғи желдетілу: тарту – сағатына 3 мәрте ауа алмастыру көлемінде; ағын – тартпа көлемінде және газ жануына жұмсалатын қосымша ауа мөлшері. Қуаты 60 кВт құрылғылар үшін тартпа және ағынды құрылғылардың өлшемдерін есептеу арқылы анықталады;

Әйнектену ауданы 1 м^3 те $0,03 \text{ м}^2$ есебінен болған жағдайда ғимараттар және аралас ғимараттарды қоршайтын құрылымдар отқа тұрақтылығы шегі REI 45 кем емес жағдайда қуаты 60 кВт құрылғы орнату немесе ғимарат жертөлесін қуатын тәуелсіз жабдықтау қарастырылады;

- тікелей сыртқа шығару – бір пәтерлі немесе тосқауылданған тұрғын үйлердің төменгі жертөлелік қабаттары үшін қуаты 150 кВт жоғары ЖОҮ 41-2 талаптарына сәйкес құрылғы орнату.

*7.2.3 Тұрғын үй ғимараттарында ас үй бөлмелерінде газ плитасы Қазақстан Республикасы Ішкі істер министрінің 2017 жылғы 9 қазандағы № 673 бұйрығымен бекітілген газбен жабдықтау жүйесі объектілерінің қауіпсіздігіне қойылатын талаптарға және тұрмыстық газ пештерін монтаждау жөніндегі өндіруші-зауыттың талаптарына сәйкес орнатылады (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.08.2018 ж. №171-НҚ бұйрық*).

7.2.4 Тұрмыстық газ пештерін жазғы ас үйлерге немесе сырттан жаппа астына орнатуға болады. Пешті жаппа астына орнату кезінде жанарғылары жел үрлеуінен қорғалуы тиіс.

7.2.5 Зауытта дайындалған сұйық немесе қатты отынмен жұмыс жасауға арналған жылыту құрылғысын газдық отынға ауыстыруға болады. Құрылғыға орнатылатын газ жанарғылары МЕМСТ 21204 немесе МЕМСТ 16569 сәйкес болуы керек.

7.2.6 Тұрмыстық газ пештері мен газ пайдаланатын жылыту құрылғыларының ғимараттың құрылыс үйлесімімен ара қашықтығын өндіруші кәсіпорынның монтаждау бойынша нұсқауларымен немесе төлқұжатпен сәйкес қарастыру керек.

7.2.7 Өндіруші-зауыт нұсқаларында немесе төлқұжатта газ пайдалану құрылғыларына талаптар болмаған жағдайда оны монтаждау, пайдалану және жөндеу жағдайларына байланысты орнатады, бұл жағдайда келесі шарттарды сақтау қажет:

газ пештерін:

- жанбайтын материалдан жасалған қабырғада қабырғадан 6 см кем емес қашықтықта (оның ішінде бүйір қабырғадан). Пешті жанбайтын материалмен оқшауланған қиын жанатын немесе жанатын материалдардан жасалған қабырғаға 7 см кем емес қашықтықта (қалыңдығы 3 мм жабындық болат асбест бетімен, сылақ және т.б.) орнатуға болады. Қабырғаларды оқшаулау еденнен бастап, пеш өлшемдерінен әр жағынан 10 см, жоғары жағынан кем дегенде 80 см шығыңқы болуы тиіс;

ыстық сумен қамту және жылытуға арналған қабырғалық газ пайдаланатын құрылғы:

- жанбайтын материалдан жасалған қабырғада 2 см кем емес қашықтықта (оның ішінде бүйір қабырғадан);
- жанбайтын материалмен (қалыңдығы 3 мм жабындық болат асбест бетімен, сылақ және т.б.) оқшауланған қиын жанатын немесе жанатын материалдардан жасалған қабырғадан 3 см (оның ішінде бүйір қабырғадан).

Оқшаулау құрылғы қорабы өлшемдерінен 10 см, жоғары жағынан 70 см шығыңқы болуы керек. Құрылғының шығыңқы бөліктерінің тұрмыстық пешке дейінгі көлденеңінен қашықтығы 10 см кем болмауы қажет.

Пәтерлік жылытуға арналған құрылғыларды жанбайтын, қиын жанатын және жанатын материалдан жасалған қабырғадан 10 см кем емес қашықтықта орнату керек.

Аталмыш құрылғыны қиын жанатын және жанатын материалдардан жасалған қорғаныссыз қабырғалардан 25 см артық қашықтықта орнатуға болады.

Жоғарыда айтылған құрылғыларды ағаш жабыны бар еденге орнатқанда еден жанбайтын материалмен оқшауланып, құрылымның отқа төзімділігі шегін 0,75 с қамтамасыз етуі тиіс. Еденді оқшаулау құрылғы қорабы өлшемдерінен 10 см шығыңқы болуы керек.

7.2.8 Газ пайдаланатын құрылғының шығыңқы бөліктерінен өту орындарындағы қашықтық 1,0 м кем болмауы керек.

7.2.9 Жылытқыш және жылытқыш –қайнатқыш пештердің оттығына орнатылатын газ жанарғылары жалын өшкенде немесе түтіндіктегі тарту бұзылғанда (МЕМСТ 16569 талаптарына сай) жанарғылардың қауіпсіз сөну автоматикасымен жабдықталуы керек.

Газданатын пештердің оттықтарын дәліз немесе басқа тұрғылықты емес (қызметтік емес) ғимарат жағынан орнату керек. Пеш оттығы бар ғимараттарда тартпалы желдеткіш арна, тұрғылықты емес ғимаратқа немесе тамбурға шығатын желкөзі бар терезе және есік болуы міндетті. Пеш алдында міндетті түрде ені 1 м кем емес орын болуы тиіс.

Газдық пешпен жылытылатын ғимараттарда табиғи түрткісі бар тартпа желдеткіштер орнатуға болмайды.

Газдық отынға ауысқанда жылыту пештерінің отындықтарын отқа төзімді, балқымайтын кірпішпен астарлауға болады.

7.3 Қоғамдық, әкімшілік және тұрмыстық ғимараттардың газ пайдаланатын жабдықтары

7.3.1 Балалар ғимараттарының топтық және жатын бөлмелерінің, дәмханалардың, асхана және мейрамханалардың ас ішу және сауда залдарының, аурухана бөлмелерінің, оқу ғимараттарының аудиторияларының, мәдени-ағарту ғимараттарының көрермен залдарының және адамдар жаппай қолданатын ғимараттардың жылыту –қайнату пештерін газға ауыстыруға болмайды.

7.3.2 Сұйық және қатты отынмен жұмыс істеуге арналған ас пісіру қазандықтарын, пештерді және қайнатқыштарды газ отынға ауыстыруға болады. Ас пісіру пештерінде ажыратылатын тұтас төсемелі кәмпіректі сақиналарды алмастыруға болады. Бұл құрылғыға орнатылатын газ жанарғы құрылғылар жалын сөнгенде немесе түтіндікте тарту бұзылғанда қауіпсіз сөну автоматикасымен жабдықталуы керек.

7.3.3 Сауда, қоғамдық тамақтану және басқа да тұтынушылық кәсіпорындарына арналған газ пайдалану құрылғыларын негізгі жанарғыларын газ берілу тоқталғанда, жалын өшкенде немесе ауа берілу тоқталғанда (мәжбүрлі ауа жіберу жанарғыларымен жабдықталған құрылғылар үшін) қауіпсіздік автоматикасы құралдарымен жабдықтағаны дұрыс. Блокқа біріктірілген бірлік қуаты 5,6 кВт жанарғы немесе жанарғылар тобы үшін қауіпсіздік автоматикасын орнату міндетті емес.

7.4 Өндірістік ғимараттар мен қазандықтардың газ пайдаланатын жабдықтары

7.4.1 Газ жанарғыларын ілмекті арқаумен және қауіпсіздік автоматикасы құралдарымен бекіту МЕМСТ 21204 талаптарына сай болуы тиіс.

Бірлік қазандық агрегатының жылу өнімділігі 120 МВт қазандықтардың қазандық жанарғылары үшін әр жанудың алдында электрлік жетегі бар екі ілмекті құрылғы орнату, ал қайта пайдаланылатын қазандықтар үшін - электр жетегі бар ілмекті құрылғы және сақтандырғыш ілмекті қақпақша орнату керек.

Газ жанарғыларының шығыңқы бөліктерінің немесе арқаудың қабырға немесе ғимараттың басқа да бөліктеріне дейінгі ара қашықтығы көлденеңінен 1 м кем болмауы тиіс.

7.4.2 Электр энергиясы мен жылуды аралас шығару бойынша газ пайдаланатын құрылғыны қабырға жабындары отқа тұрақтылығы бойынша II дәрежелі, минималды отқа тұрақтылық шегі 0,75 с және оттың құрылым бойынша таралу шегі нөлге тең қоршау құрылымында оқшауланатын ғимаратқа орналастырады.

Электр энергиясы мен жылуды аралас шығаратын қондырғылар орнатылатын ғимараттарды:

- шу сіңіргіш құрылғылармен;
- тұрақты жұмыс жасайтын, ғимараттың газ құбыры жолына тікелей орнатылған механикалық қосылатын, оқшауланған автоматты ілмекті органы бар желдеткішпен;

- автоматты ілмекті органмен жабдықталған және қауіп дабылын диспетчер тетігіне бағыттайтын газдылықты бақылау жүйесі және өрт дабыл бергішімен жабдықталады.

Электр энергиясы мен жылуды аралас шығаратын құрылғыларды газбен қамту және жеке қозғалтқыштарды бекіту газ жанарғылары үшін МЕМСТ 21204 бойынша қарастырады.

Газ құбырларында үрлеп тазартылатын құбыр жолдары жүйесі болуы керек.

7.4.3 Өндірістік газ пайдаланатын құрылғыларды және бақылау-өлшеу құралдары, арқаулар, автоматика, қауіпсіздік және ғимараттың бірінші қабатының еден деңгейінен төмен (техникалық еден астында) белгіде реттеуші бекітілген газ жанарғысы құрылғыларын технологиялық үдерісте негізделген болса орналастыруға болады.

Бұл жағдайда қауіпсіздік автоматикасы энергиямен қамту тоқтатылғанда, ғимарат желдетілуі бұзылғанда, газ қысымы шекті деңгейден төмендегенде немесе жоғарылағанда, араластырғыш жанарғылар алдында ауа қысымы төмендегенде газ беруін тоқтатуы керек.

Техникалық еден асты газды автоматты сөндіретін газдылықты тексеру жүйесімен жабдықталуы керек және ол жоғарыға ашылуы тиіс. Толық автоматтандырылған газ құрылғысы жағдайында еден астын торлы төсеменен жабуға болады.

Газ пайдаланатын құрылғыларды техникалық еден астына орнату кезінде келесі талаптар орындалуы керек:

- техникалық еденде 45° кем емес еңкіштікпен орнатылған, жанбайтын материалдардан жасалған тұтқасы бар баспалдақ орнату;
- жоғарғы жағы ашық техникалық еден астының МЕМСТ 12.4.059 бойынша жасалған периметр бойынша қорғаныш қоршауы болуы;
- газ пайдаланылатын құрылғылардың қызметін пайдалану үшін ені 0,6 м кем емес бос орын, ал газ жанарғы құрылғыларының алдында 1,0 м орынның болуы. Толық автоматтандырылған құрылғыда бос орынның ені техникалық қызмет көрсетудегі еркін қол жетімділік есебінен қабылданады.

*Техникалық жер төлені желдету ҚР ЕЖ 4.02-101 талаптарын ескере отырып, негізгі өндіріс талаптарына жауап беруі керек (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

7.4.4 Қазандықтарды газдық отынға ауыстырғанда қазандықтарда және газ жолдарында «Су жылыту температурасы 388 К (115 °С) артық емес су жылыту қазандықтарымен су жылытқыштарын, газ қысымы 0,07 МПа (0,7 кгс/см²) аспайтын бу қазандықтарын орнату және қауіпсіз пайдалану ережелері» талаптарына сәйкес газ жолдарымен қазандықтарға сақтандырғыш жарылғыш қақпақшалар орнату қарастырылады.

Бу қысымы 0,07 Мпа жоғары бу қазандықтары және су температурасы 115 °С жоғары су жылыту қазандықтары үшін жарылғыш қақпақшалары ҚЕ 10-574 талаптарына сәйкес болуы тиіс.

Қайта орнатылатын қазандықтар үшін жарылғыштық қақпақшалар орнату қажеттілігін қазандық құрылымына байланысты, ал газ жолдарында – жобалық ұйым анықтайды.

Пештерде және басқа да газ пайдаланатын құрылғыларда (казандықтардан басқа), газ жолдарында жарылғыштық қақпақшаларды орнататын орындар мен олардың саны

технологиялық жобалау нормаларына сәйкес анықталады, ал аталған нормалар болмаған жағдайда – жобалық ұйым шешіміне тәуелді болады.

Жарылғыштық қақпақшаларды қызметкерлер үшін қауіпсіз орындарда орнату мүмкін болмағанда қақпақша іске қосылу жағдайына қауіпсіздік қондырғыларын қарастырады.

7.4.5 Қазандықтарда ортақ түтіндікке жалғанған және үрлеу арқылы жұмыс істейтін бірнеше қазандар болған жағдайда түтіндік құбыр негізінде белгінің бергіштен барлық қазандықтардың қауіпсіздік автоматикасына берілуін қарастырады. Түтіндік жұмысы бұзылған жағдайда газдық ыдырау бойынша барлық жұмыс істеп тұрған қазандықтарға берілуі автоматты түрде тоқталуы керек.

7.4.6 Пештерді және басқа да газ пайдаланатын құрылғыларды аталған параметрлер нормадан ауытқығанда газ берілуін тоқтатуды қамтамасыз ететін қауіпсіздік автоматикасымен жабдықтайды.

7.4.7 Қауіпсіздік автоматикасы жүйесінде газ берілуін апаттық тоқтату технологиялық үдерісте газ беруде үзіліс жасауға болатын жағдайда бақылау параметрлерінің өзгерісі туралы дабылмен алмастыруға болады.

7.4.8 БӨҚ өлшенетін параметрді реттеу орнында немесе арнайы құрылғы қалқанында орнатылады.

БӨҚ жолында сөндіргіш құрылғылар орнату қарастырылады.

БӨҚ құрал қалқанына орнатқанда бірнеше нүктедегі параметрлерді өзгерту үшін бір ауыстырып қосқышы бар құралды пайдалану жеткілікті.

БӨҚ және автоматика құралдарын газ құбырларына жалғау құрылғы немесе жабдық төлқұжаттарында басқа жағдай қарастырылмаса металл құбырлар көмегімен жүзеге асырылады.

Газ қысымы 0,1 Мпа дейін болғанда БӨҚ ұзындығы 3 м артық емес майысқақ түтіктер көмегімен жалғауға болады.

7.4.9 Газ пайдалану құрылғыларының және өндірістік ғимарат қазандықтарының газ жанарғылары алдындағы тұрақты газ қысымын қамтамасыз ету үшін газ желілеріне реттеуші-тұрақтандырғыштар орнату көзделеді.

Реттеуші-тұрақтандырғыштарды орнатқанда алдында СІҚ және олардан кейін СТҚ орнату қажет емес.

7.4.10 Өндірістік ғимараттар мен қазандықтардың желдетілуі құрылыс ережелері тапаптарына және өндіріске орналастыру ережелеріне сәйкес болуы керек.

7.5 Инфрақызыл сәулелену жанарғылары

*7.5.1 Инфрақызыл сәулелі жанарғылар (ИСЖ) оларды қолдану саласына және стандарттар талаптарына (МЕМСТ 25696, МЕМСТ 50670) сәйкес жанарғылардың нақты түріне арналған техникалық шарттардың талаптарына сәйкес болуы керек.

ИСЖ-дан жылыту жүйелерін пайдалану кезінде осы құжаттың ережелерінен басқа МЕМСТ 12.1.005, ҚР ЕЖ 4.02-101 және басқа да нормативтік құжаттардың талаптарын басшылыққа алу керек (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШІК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

7.5.2 ИСЖ өндіруші-зауыт нұсқаулары және төлқұжат талаптарына сәйкес қолдануға болады:

- жұмыс орындары және өндірістік ғимарат аймақтары;
- жұмыс орындары және ашық аудандардағы аймақтар (оның ішінде перрондар, спорттық құрылымдар);
- ғимараттар салу және құрылыс үдерісіндегі ғимараттар құрылымы;
- адамдар уақытша қоныстанатын қоғамдық ғимараттар:
 - а) жеңіл тұтанатын және жарылыс қаупі бар заттар мен материалдар сақтауға және өңдеуге арналған залдар мен ғимараттардан басқа сауда залдары;
 - б) мейрамханалардан басқа қоғамдық тамақтану орындары;
- мал шаруашылығын жүргізу ғимараттары;
- жеңіл тұтанатын және жарылыс қаупі бар материалдардан басқа материалдарда технологиялық өңдеу үшін;
- ашық және жартылай ашық аудандардағы, ғимараттар мен құрылыстардың жабындарындағы қар еру жүйелерінде.

7.5.3 ИСЖ жарылыс және өрт қаупі бойынша А, В1 және Б санатты өндірістік ғимараттарға, С0 отқа төзімділік класы бойынша III дәрежелі ғимараттарға, сонымен қатар ғимарат жертөлелеріне орнатуға болмайды.

7.5.4 ИСЖ бар тұрақты қызметкерлері жоқ ғимараттарды жылытуға арналған жылыту қондырғыларын жанарғы жалыны өшкен жағдайда газ беруін тоқтататын автоматикамен жабдықтау қарастырылады.

Ғимараттан тыс орнатылатын ИСЖ автоматикасы бар құрылғылар қажеттілігі нақты жанарғыны орнату және пайдалану (ИСЖ технологиялық орналастыру, 2,2 м биіктікте орналасқан жанарғыларды жағу, қызметкерлердің болуы және т.б.) жобалаушы ұйыммен анықталады.

7.5.5 ИСЖ ғимараттың жанбайтын және қиын жанатын материалдардан жасалған қоршауына (есік және терезе қораптары, жабындар) дейінгі қашықтығы сәулеленуші бет жанбайтын материалдарды экрандау немесе қорғау жағдайында (асбест бойымен жабындық болат, асбестцементті бет және т.б.) температурасы 900 °С дейін болғанда 0,5 м кем емес және температура 900 °С жоғары болғанда 1,25 м болуы тиіс.

Ашық электр жетегі ИСЖ және сәулелену бетінен кем дегенде 1м қашықтықта орналасуы керек.

7.5.6 ИСЖ орнатылатын ғимаратты желдетуін есептеуді жұмыс аймағы ауасындағы СО₂ және NO_x шекті жіберуге болатын концентрациясы нормаларын басшылыққа алып жүргізеді. Тарту құрылғыларын сәулелендіргіштен (жанарғы) жоғары, ал ағындық құралдарды – жанарғы сәулелену аймағынан тыс орналастыру керек.

ИСЖ қыздыру жүйесі жергілікті немесе жалпы алмасу жүйесімен тосқауылданып, желдеткіш жұмыс жасамаған жағдайда жүйе қосылуы мен жұмысын болдырмауы тиіс.

7.6 Есептегіштерді орналастыру

7.6.1 Газ шығынын есептеу құралдарын (түйіндерін):

- газдандырылатын ғимаратта;

ҚР ЕЖ 4.03-101-2013*

- газдандырылатын ғимараттың табиғи желдетілуі бар тұрғылықте емес жайында;
- өндірістік ғимарат пен қазандықпен жалғастырылған аралас газдандырылатын ғимаратта;

- ГРО, ШРО, ГРОБ;

- ғимараттан тыс орналастырады.

7.6.2 Газ есептеу құралдары ретінде орналастыру осы ішкі бөлімде регламенттелетін тұрмыстық газ есептегіштер (бұдан әрі есептегіштер) пайдалануға рұқсат етіледі.

7.6.3 Есептегіштерді пайдалану, монтаждау және жөндеу шарттарының қолайлылығына байланысты орналастырады. Есептегіштерді орнату биіктігі жер немесе ғимарат едені деңгейінен 1,6 м болуы тиіс.

7.6.4 Есептегіш жабынының жемірілуін болдырмау мақсатында оны орнату кезінде есептегіш пен ғимарат құрылымы немесе тіреу арасында (2-5 см) саңылау қалдыру керек.

7.6.5 Есептегішті ғимарат ішіне орнатқанда жылу және ылғал бөлінетін аймақтардан тыс (пеш, қолжуғыш), табиғи желдетілетін орындарды дайындау қажет. Есептегіштерді ғимараттың тұйықталған жерлерінде (желдету арнасынан бөлінген жерлер, қуыстар және т.б.) орнатуға болмайды.

Есептегіш орнатылған жер мен газ құрылғысының ара қашықтығын есептегіш төлқұжатында берілген өндіруші кәсіпорын нұсқаулары мен талаптарына сай белгілейді. Төлқұжатта жоғарыда аталған талаптар болмаса, есептегіштерді (радиус бойынша):

- жылытқыш газ пайдаланатын құрылғы (ыдыстық және ағындық су жылытқыш, қазандық, жылу генераторы) мен тұрмыстық газ пешінің қашықтығы 0,8 м;

- жылыту және жылыту-қайнату пештері, қайнату қазаны және мейрамхана пешінен 1,0 м қашықтықта орнату керек.

7.6.6 Есептегішті сырттан (ғимараттан тыс) орнату кезінде оны сыртқы әсерден қорғайтын аспалар, шкафтар және басқа да құрылымдар қарастырылуы керек. Есептегішті ашық орнатуға рұқсат етіледі.

Есептегішті орнату мынауи бойынша қарастырылады:

- газ тұтыну аймағында жеке тұрған тіреуге;

- газдандырылатын ғимарат аймағына есік және терезе ойықтарынан 0,5 м кем емес қашықтықта.

Есептегішті қабырға ойыстары астына орнатуға болмайды.

7.6.7 Есептегішті орнатуға арналған шкаф құрылымы табиғи желдетілуді қамтамасыз етуі керек. Фкаф есіктерінде ілмектер болуы тиіс.

8 ІЛМЕКТІ ТЕМІР АРҚАУ

*8.1 Болат және полиэтилен газ құбырларын жобалағанда 10 кестеде берілген ілмекті темір арқау түрлері ұсынылады. Ілмекті темір арқау саңылаусыздығы МЕМСТ 9544 бойынша А класына сәйкес болуы тиіс (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШІК 25.12.2017 ж. №319-НҚ бұйрық*).

*** 10 кесте – Ілмекті арқау типтері***(Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 25.12.2017 ж. №319-НҚ бұйрық)*

Ілмек типтері	Қолданылу саласы
1. Конусты тарту шүмектер	0,005 МПа дейінгі қысымды СКГ бу фазасы және табиғи газ сыртқы жер үстілік және жерасты газ құбырлары
2. Конусты тығыздамалық шүмектер	Табиғи газ қысымы 1,2 МПа және СКГ сұйық және бу фазасының қысымы 1,6 МПа сыртқы және ішкі газ құбырлары
3. Шарлы шүмектер, тиектер, қақпақшалар (вентилдер)	Табиғи газ қысымы 1,2 МПа және СКГ сұйық және бу фазасының қысымы 1,6 МПа сыртқы және ішкі газ құбырлары
4. Резеңке тәрізді сыналары бар беріктігі жоғары шойыннан жасалған ысырмалар	1.2 МПа дейінгі қысыммен сыртқы және ішкі табиғи газ құбырлары

Төмен қысымды жер асты газ құбырларында, сейсмикалылығы 7 балдан жоғары аудандардан, әзірленетін және карсталған аймақтардан басқа ілмекті құрылғы ретінде гидроілмектер қолдану ұсынылады.

8.2 Климаты суық және өте суық аудандарда (МЕМСТ 16350 бойынша I_1 және I_2 аудандар) сыртқы газ құбырларына орнатылатын ілмекті арқаулар МЕМСТ 15150 УХЛ1, УХЛ2, ХЛ1, ХЛ2 бойынша; жылытылатын ғимараттардың ішкі газ құбырларында У1, У2, У3, У5, УХЛ4, УХЛ5, ХЛ бойынша 5 климаттық орындауда болуы керек.

Қалпты суық аудандарға орнатылатын ілмекті арқау (МЕМСТ 16350 бойынша I_1 және I_2 аудандар) сыртқы газ құбырларында және жылытылмайтын ғимараттардың ішкі газ құбырларында МЕМСТ 15150 бойынша У1, У2, У3, УХЛ1, УХЛ2, УХЛ3 климаттық орындауда болуы керек.

*8.3 Сыртқы газ құбырларында және жылытылмайтын үй-жайларда ішкі газ құбырларында орнатылатын бекіту арматурасының материалын 11-кесте бойынша газдың жұмыс қысымына байланысты пайдалану температурасын ескере отырып қабылдау ұсынылады. Пайдалану температурасына ҚР ЕЖ 2.04-01 бойынша 0,92 қамтамасыз етілген ең суық бес күндік сыртқы ауа температурасы кезінде газ құбыры салқындатылуы мүмкін температура қабылданады.

Полиэтилен газ құбырларында көбінесе полиэтиленді крандар немесе резеңкеленген сынасы бар және кілем астына басқару штокын шығара отырып, зауытта жасалған алынбайтын полиэтилен ұштары бар ысырмалар орнатылады. Полиэтилен крандағы немесе ысырмадағы жұмыс қысымы, әдетте, осы кранның конструкция үшін өндіруші көздеген рұқсат етілген қысымнан аспауы керек *(Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 25.12.2017 ж. №319-НҚ және 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрықтары).*

*8.4 Топырақ жағдайлары ерекше құрылыс аудандарында барлық қысымдағы диаметрі 400 мм жоғары жер асты газ құбырлары үшін болат арматура қарастырылады. Шартты диаметрі қоса алғанда 400 мм және 1,6 МПа қысымға дейін таптауға жеңіл шойыннан ілмекті арқау қолдануға болады.

ҚР ЕЖ 4.03-101-2013*

Шартты диаметрі 80 мм дейін жер асты газ құбырлары үшін таптауға жеңіл шойыннан ілмекті арқау жасауға болады.

Қысымы 0,6 МПа орташа иірімді және орташа ісінетін және I типті шөгінді топырақты аудандар үшін жобаланатын жер асты газ құбырларына шойын ілмекті арқау пайдалануға болады, бұл жағдайда сұр шойыннан жасалған арқауды газ құбырының тік жылжуын қамтамасыз ететін компенсациялау құрылғысымен орнату керек.

Сейсмикалылығы 8 баллдан жоғары аудандарда тартылатын жер асты газ құбырларында сейсмикалық класына сәйкес құжатталған жабық клапанды ілмекті арқау қолдану керек.

Жер асты газ құбырларындағы полиэтилен шүмектер немесе зауыт өндірісінің алынбайтын полиэтилен ұштары және резеңке тәрізді сыналары бар ысырмалар топырақ жағдайларына тәуелсіз қолданылады.

Жер асты суларының жоғары деңгейі және тасты жерлерде құдықсыз орналастыру кезінде ілмекті арқаудың барлық түрлерінде қосымша полиуретанды жабын болуы керек (Өзгерт.ред. – ҚТҰКШІК 25.12.2017 ж. №319-НҚ бұйрық).

8.5 Ілмекті арқауда табиғи (немесе сығылған) газ үшін арналған және төлқұжатта сәйкес жазбасы болуы керек.

Сұйық және газ тәрізді мұнай өнімдеріне, ілеспе газдарға, аммиакқа, су мен буға арналған ілмекті арқау пайдаланғанда тиектің тығыздағыш материалдары және қорап ажыратқыштар тасымалданатын газға (табиғи немесе СКГ) тұрақты болуы керек.

8.6 Ілмекті арқау жұмыс қысымын газ құбырындағы газ қысымына сәйкес 12 кестеде берілген арқаудың нормативті шартты қысымы шамасына тәуелді таңдалады.

*11 кесте – Ілмекті арқау материалы

(Өзгерт.ред. – ҚТҰКШІК 25.12.2017 ж. №319-НҚ бұйрық)

Ілмекті арқау материалы	Нормативті құжат	Газ құбырындағы қысым, МПа	Газ құбыры диаметрі, мм	Пайдалану температурасы, °C	Ескертулер
Сұр шойын	МЕМСТ 1412	СКГ бу фазасы 0,05 табиғи газ 0,6 дейін		минус 15 төмен емес**	Диаметр 100 мм дейін және қысым 0,005 Мпа дейін болғанда - 60 °C төмен емес
Таптауға көнгіш шойын	МЕМСТ 1215, МЕМСТ 28394			минус 35 төмен емес	
Беріктігі жоғары шойын	МЕМСТ 7293	Табиғи газ 1,2 дейін		минус 40 төмен емес**	
Көміртекті шойын	ГОСТ 380, ГОСТ 1050			минус 40 төмен емес	-

***11 кесте – Ілмекті арқау материалы (жалғасы)**

Ілмекті арқау материалы	Нормативті құжат	Газ құбырындағы қысым, МПа	Газ құбыры диаметрі, мм	Пайдалану температурасы, °С	Ескертулер
Легирленген болат	МЕМСТ 4543 МЕМСТ 5520 МЕМСТ 19281	СКГ 1,6 табиғи газ 1,2 дейін	Шектеусіз	минус 60 төмен емес	
Мыс негізіндегі құймалар	МЕМСТ 17711, МЕМСТ 15527, МЕМСТ 613			минус 60 төмен емес	
Алюминий негізіндегі құймалар *	МЕМСТ 21488, МЕМСТ 1583	СКГ 1,6, табиғи газ 1,2 дейін		минус 60 төмен емес	-
Ескертпелер * Қорап материалдары дайындалуы керек: - таптауға жеңіл және таңбаланған - Д-16 таңбаслы түрі өзгертін құймадан; - құйылған - МЕМСТ 1583 бойынша АК-7ч (АЛ-9) таңбаларынан төмен емес кепілденген механикалық сапасы бар. ** МЕМСТ 33260 сәйкес.					

12 кесте – Ілмекті арқау қысымы

Газ құбырының жұмыс қысымы, МПа	МЕМСТ 356 бойынша ілмекті арқаудың шартты қысымы, МПа, кем емес
0,005 дейін	0,1
0,005 - 0,3 аралығында	0,4
" 0,3 " 0,6	0,6 (1,0 – сұр шойыннан жасалған арқау үшін)
" 0,6 " 1,2	1,6
СКГ сұйық фазасы үшін 0,6 - 1,6	1,6

*8.7 Ілмекті арқау саңылаусыздығы А класты, зауытта корпусның беріктігіне сыналған, қақпаның, жылжымалы және бекітілген қосылыстардың саңылаусыздығы болу керек және МЕМСТ 33257 (МЕМСТ Р 54432) сәйкес жұмыс істеуіне тексерілуі тиіс. МЕМСТ 4666 сәйкес ілмекті арқаудың қорабында таңбалануы және айрықша бояуы боуы тиіс. Таңбалануда өндіруші зауыттың тауар-белгісі, шартты және жұмыс қысымы және қажет жағдайда ағынның бағыт нұсқаушысы көрсетілуі керек. Ілмекті арқаудың қорабы мен қақпағының бояуы 13 кестеге сәйкес болуы керек. Полиэтилен шүмектер боялмайды, олардың түсі дайындалған полиэтилен түсіне тәуелді болады (Өзгерт.ред. – ҚТҮКШІК 25.12.2017 ж. №319-НҚ бұйрық).

13 кесте – Ілмекті арқау қораптарын бояу

Қорап материалы	Бояу түсі
Шойын	Қара
Көміртекті болат	Сұр
Жемірілуге тұрақты болат (таттанбайтын)	Көгілдір
Легирленген болат	Көк
Түсті металдар	Боялмайды

8.8 Ілмекті арқау топтамасында екі пайдалану құжаттамасы, оның ішінде төлқұжат және техникалық сипаттама болуы тиіс. Осы екі құжатты біреуге (төлқұжат) біріктіруге болады. Шартты өту жолы 100 мм жоғары ілмекті арқау үшін пайдалану құжаттамасында әр бұйым жинақталуы керек.

8.9 Ілмекті арқау төлқұжаты МЕМСТ 2.601 сәйкес болуы және келесі негізгі мәліметтерді қамтуы керек:

- өндіруші-зауыт атауы мен мекенжайы;
- бұйымның шартты белгілері;
- арқау дайындалған нормативті құжат, үлгісі, таңбасы;
- белгіленген үлгінің куәлік номері және берілген күні;
- бұйымды дайындауға лицензиясы номері және берілген күні;
- бұйымның шартты өту жолы, шартты және жұмыс қысымы, жетек түрі, өлшемдері

мен салмағы;

- жұмыс ортасының түрі мен температурасы;
- МЕМСТ 9544 бойынша саңылаусыздық класы;
- бұйымның негізгі бөлшектері мен тығыздағыштарының материалы.

8.10 Ілмекті арқау шартты белгілері Ж қосымшаға сәйкес болуы керек.

8.11 Ілмекті арқаудың электржетегі жарылыстан қорғалған түрде жасалуы керек.

8.12 Ернемекті қосылыстарды тығыздау үшін тасымалданатын газ әсеріне тұрақты төсемелер қолданылады. Төсеме дайындауға арналған материалдар 14 кестеде берілген.

14 кесте – Ернемекті қосылыстарға арналған төсеме материалдары

Ернемекті қосылыстарға арналған беттік тығыздағыш материалдар	Бет қалыңдығы, мм	Тағайындалу
1. МЕМСТ 481 бойынша паронит (МЖП таңбасы)	0,4-4,0	Қысымы 1,6 Мпа дейінгі газ құбырларында қосылыстарды тығыздау үшін
2. МЕМСТ 7338 бойынша майжанармайға тұрақты резина	3-5	Қысымы 0,6 Мпа дейінгі газ құбырларында қосылыстарды тығыздау үшін

14 кесте – Ернемекті қосылыстарға арналған төсеме материалдары
(жалғасы)

Ернемекті қосылыстарға арналған беттік тығыздағыш материалдар	Бет қалыңдығы, мм	Тағайындалу
3. МЕМСТ 21631 немесе МЕМСТ 13726 бойынша алюминий	1-4	Барлық қысымды газ құбырларында, оның ішінде күкіртті газ тасымалдайтын қосылыстар үшін
4. МЕМСТ 495 бойынша мыс (1, М2 таңбалары)	1-4	Барлық қысымды газ құбырларында, оның ішінде күкіртті газ тасымалдайтын қосылыстар үшін
5. Пластмассалар: МЕМСТ 16338 бойынша жоғары (ЖҚ) тығыздықты полиэтилен және МЕМСТ 16337 бойынша төмен тығыздықты полиэтилен, МЕМСТ 10007 бойынша фторопласт-4	1-4	Қысымы 0,6 Мпа дейінгі газ құбырларында қосылыстарды тығыздау үшін
Ескертпе - Паронитті төсеме МЕМСТ 15180 талаптарына сәйкес болуы керек.		

**9 СЫҒЫЛҒАН КӨМІРСУТЕКТІ ГАЗДЫҢ РЕЗЕРВУАРЛЫҚ ЖӘНЕ
БАЛЛОНДЫҚ ҚОНДЫРҒЫЛАРЫ**

9.1 Резервуарлық қондырғылар

9.1.1 Бұл ішкі бөлім ережелері барлық бағыттағы ғимараттарды газбен қамту көзі ретінде қолданылатын СКГ резервуарлық құрылғыларына қатысты болады.

9.1.2 резервуарлы құрылғы құрамында жер үсті және (немесе) жер асты резервуарлары, газ қысымын реттеушілер, СІҚ және СТҚ, газ қысымын және резервуардағы СКГ деңгейін БӨҚ, ілмекті арқау, сонымен қатар сұйық және бу фазасы құбыр жолдары кіреді.

Техникалық қажеттілік болған жағдайда резервуар құрылғысы құрамына СКГ буландырғыш қосылады.

9.1.3 Құрылғыдағы резервуарлар саны екіден аз болмауы керек. Егер пайдалану жағдайлары бойынша СКГ қолдануда ұзақ уақыт (бір айдан аз емес) үзіліс жасалатын болса, бір резервуар орнатуға жол беріледі.

ҚР ЕЖ 4.03-101-2013*

Бірлесе жасалатын жұмысты қамтамасыз ету үшін топтағы резервуарларды СКГ сұйық және бу фазасындағы құбыр жолдарымен біріктіріп, құбыр жолдарына ілмекті арқау орнатуға болады.

9.1.4 Резервуар құрылғысының және жалпы резервуар құрылғыларының жалпы сыйымдылығы 15 кестеде берілген шамалардан аспауы керек.

9.1.5 Жер асты резервуарларын жер бетінен 0,6 м кем емес резервуардың жоғарғы түзушісіне дейін орнату керек.

15 кесте – Резервуарлардың сыйымдылығы

Резервуар құрылғысының тағайындалуы	Резервуар құрылғысының жалпы сыйымдылығы, м ³		Бір резервуардың максималды сыйымдылығы, м ³	
	Жер үсті	Жер асты	Жер үсті	Жер асты
Тұрғын үй, әкімшілік және тұрмыстық ғимараттарды, қоғамдық ғимараттар мен құрылыстарды, оның ішінде әкімшілік бағыттағы қоғамдық ғимараттарды газбен қамту	5	300	5	50
Өндірістік және қойма ғимараттарын, ауылшаруашылық кәсіпорындарын және қазандықтарды газбен қамту	20	300	10	100

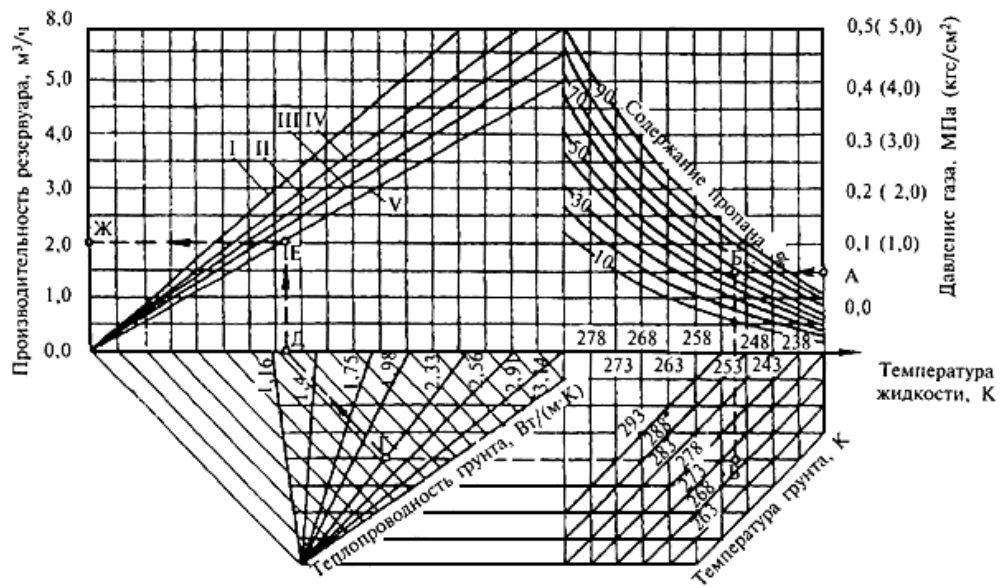
Резервуарларды орнату кезінде олардың тұрақтылығын қамтамасыз ету бойынша шаралар жүргізу қажет.

9.1.6 Резервуарлы қондырғылар үшін жер астынан немесе үстінен орнатылатын цилиндрлі формалы болат резервуарлар қолдану керек.

Резервуарларда конденсат, су және буланбайтын қалдықтар жинақтағыш жағына қарай 2% кем емес еңкіштік қарастырылуы керек. Бұл жағдайда конденсат жинақтағыш конденсаттың және буланбайтын қалдықтардың толық жинақталуына кедергі келтіріп резервуардың төменгі құраушысынан асып кетпеуі тиіс.

Жер бетінде орнату үшін ГТО СКГ толтырылатын тасымалданатын (ажыратылатын) және отырықшы резервуарлар пайдаланылады.

9.1.7 Сыйымдылығы 2,5 және 5 м³ резервуарлардың өнімділігін жер астына орналасқанда және табиғи булану жағдайында 7 сурет бойынша анықтауға болады.



I - резервуар 5 м^3 , толығы 85%; II - резервуар 5 м^3 , толығы 50%; III - резервуар 5 м^3 , толығы 35% және резервуар $2,5 \text{ м}^3$, толығы 50%; IV - резервуар $2,5 \text{ м}^3$, толығы 85%; V - резервуар $2,5 \text{ м}^3$, толығы 35%

7 сурет - Сыйымдылығы 2,5 және 5 м^3 сығылған газ резервуарының өнімділігін анықтауға арналған номограмма (жерасты)

Мысал. Берілгені: газ қысымы - 0,04 МПа ($0,4 \text{ кгс/см}^2$); пропан мөлшері - 60%; топырақ температурасы - 270 К; топырақ жылу өткізгіштігі - $2,33 \text{ Вт/(м·К)}$; толығы 35%.

Резервуарлардың - $2 \text{ м}^3/\text{сағ}$ А-Б-В-Г-Д-Е-Ж (7 сурет) тізбегі бойымен өнімділін есептейміз.

Ескертпе - Сыйымдылығы үлкен резервуарлардың өнімділігін тәжірибелік жолмен анықтау қажет.

9.1.8 Бір –бірінен 1 м артық емес қашықтықта орналасқан жер асты резервуарларының жылулық әсерін есептеу үшін номограмма бойынша алынған өнімділікті m жылулық әсер коэффициентіне қондырғыдағы резервуарлар санына тәуелді көбейту керек:

Құрылғыдағы резервуарлар саны;

2 – $m = 0,93$;

4- $m = 0,74$;

6- $m = 0,67$;

8- $m = 0,64$.

Резервуарлар саны 8 артық болғанда m коэффициенті мәні экстраөрістеу арқылы анықталады.

9.1.9 Жер бетіне орнатылатын сыйымдылығы 600, 1000, 1600 л резервуарлардың өнімділігі 16 және 17 кестелер бойынша немесе ауамен жылу алмасу шарттарынан анықталады.

16 кесте Резервуарлардың өнімділігі

Сығылған газдағы пропан мөлшері, %	600 л						1000 л		
	Сыртқы ауа температурасы, °C								
	-30	-20	-10	0	10	20	-30	-20	-10
0	-	-	-	-	0,7	2,3	-	-	-
10	-	-	-	-	1,4	3,0	-	-	-
20	-	-	-	0,3	2,0	3,7	-	-	-
30	-	-	-	1,1	2,7	4,3	-	-	-
40	-	-	0,2	1,8	3,4	5,0	-	-	0,3
50	-	-	0,9	2,6	4,0	5,6	-	-	1,4
60	-	-	1,7	3,2	4,8	6,3	-	-	2,8
70	-	0,7	2,4	4,0	5,4	7,0	-	2,5	5,3
80	-	1,5	3,3	4,7	6,1	7,6	-	2,5	5,3
90	0,5	2,2	4,0	5,4	6,8	8,2	0,8	3,6	6,4
100	1,2	2,9	4,7	6,1	7,5	9,0	1,9	4,7	7,5

17 кесте - Резервуарлар өнімділігі

Сығылған газдағы пропан мөлшері, %	1000 л			1600 л					
	Сыртқы ауа температурасы, °С								
	0	10	20	-30	-20	-10	0	10	20
0	-	1,1	3,5	-	-	-	-	1,5	4,7
10	-	2,3	4,7	-	-	-	-	3,0	6,4
20	0,5	3,4	5,9	-	-	-	1,0	4,6	8,0
30	1,7	4,6	7,0	-	-	-	2,8	6,3	9,3
40	2,8	5,6	8,2	-	-	0,4	4,3	7,8	11,4
50	4,0	6,8	9,3	-	-	1,9	5,9	9,4	13,2
60	5,0	8,0	10,6	-	-	3,8	7,5	11,1	14,8
70	7,3	10,2	13,0	-	3,5	7,3	10,8	14,3	16,5
80	7,3	10,2	13,0	-	3,5	7,3	10,8	14,3	18,2
90	8,6	11,5	14,2	1,1	5,0	8,9	12,4	15,8	19,8
100	9,6	12,5	15,1	2,7	6,6	10,4	14,0	17,5	21,8
Ескертпе - 17 кестеде берілгеннен басқа температураларда өнімділікті экстраөрістеу арқылы анықтау қажет болады.									

9.1.10 Тұрғын үйлерді газбен қамту кезіндегі сығылған газдардың есепті сағаттық шығыны Q_d^h , кг/сағ, (25) формула бойынша анықталады

$$Q_d^h = \frac{n K_d^g Q_y}{Q_1^e 365} K_h^g, \quad (25)$$

мұнда n - газ пайдаланатын тұрғындар саны, адам. Мәліметтер болмаған жағдайда n газдандырылатын пәтерлер санымен және газдандырылатын ауданның әкімшілігі

мәліметтері бойынша қабылданған отбасылар коэффициенті бойынша анықталады;

K_d^g - бір жыл ішіндегі газды тәуліктік әркелкі пайдалану коэффициенті (пәтерлерде газ пештері болған жағдайда $K_d^g=1,4$; пештер мен ағындық су жылытқыштар болған жағдайда $K_d^g=2,0$);

$Q_{\text{ж}}$ - жылулық бірлікпен алынған бір адамға жұмсалатын жылдық газ шығыны, кДж/год (ккал/жыл), МЕМСТ 51617 бойынша қабылданады (А қосымша);

K_h^g - тәуліктік шығынның сағаттық максимумы көрсеткіші - 0,12;

Q_1^g - газдың жану жылуы, кДж/жыл (ккал/жыл).

Қоғамдық, әкімшілік және өндірістік ғимараттар үшін сығылған газдың есепті сағаттық шығыны газ пайдаланатын құрылғының жылу қуаты бойынша анықталады.

9.1.11 Жер асты резервуарларын біріктіретін бу фазасының газ құбырында жерден 0,5 м кем емес биіктікте резервуарлар топтары арасында сөндіргіш құрылғылар орнату қарастырылады. Резервуарлы құрылғыларда арқау және БӨҚ атмосфералық әсер мен зақымдалудан бекітілетін қабықтармен қорғалады.

9.1.12 Әр резервуарға сақтандырғыш тастау қақпақшалары орнатылады, ал резервуарлар топтарға біріктірілген жағдайда (бу және сұйық фазаларда) – әр топтың бір резервуарына орнатады.

9.1.13 СТҚ өткізгіштік қабілетін МЕМСТ 12.2.085 бойынша есептеу арқылы анықтайды.

9.1.14 Бір резервуардан қамту дұрыс болып табылатын пәтерлер санын 18 кесте бойынша СКГ алғашқы фазасын беруде қабылдау керек.

18 кесте – Бір резервуар құрылғысына арналған пәтерлер саны

Құрылыстың басым қабаттылығы	Оңтайлы газ тұтыну тығыздығы кг/(сағ·га)	Газ буландырғыш типіне тәуелді пәтерлер саны			
		электрлік		Су және бу	
		оңтайлы	жіберілетін	оңтайлы	жіберілетін
Газ пештерін орнатқанда					
2	1,65	735	513-1100	975	688-1563
3	2,15	1071	725-1700	1553	1068-2500
4	2,30	1189	775-2013	1765	1188-2813
5	2,60	1444	913-2475	2243	1563-3850
9	3,45	2138	1325-3825	3639	2238-5750
Газ пештерін және ағындық су жылытқыштар орнатқанда					
2	2,95	803	488-1338	956	588-1575
3	3,80	1355	788-2525	1580	975-2675
4	4,20	1570	900-2938	1818	1163-3200
5	4,60	2051	1075-4200	2349	1400-4225

9.1.15 Өнімдігі 100 м³/сағ (200 кг/сағ) буландырғыш құрылғыларды тікелей резервуарлардың өңештері қақпақтарына немесе жер үсті және жер асты резервуарлардан 1м кем емес қашықтықта, сонымен қатар, газ пайдаланатын құрылғылар жеке ғимараттарда немесе ашық аудандарда орналасқан жағдайда құрылғылар жанына орнатылады.

Буландырғыштарды топтандырып орналастырғанда олардың ара қашықтықтары 1 м кем болмауы тиіс.

9.1.16 Табиғи буланатын резервуарлы қондырғылар және жер асты буландырғыштары бар резервуарлы құрылғылар газға есепті қажеттілікті қамтамасыз етпеген жағдайда буландырғыш құрылғылар орнату қарастырылады.

Буландырғыш құрылғыларға БӨҚ және сұйық фазаның буландырғыш құрылғыдан бу фазасы газ құбырына өтуін және сұйық, бу фазаларындағы қысымның артуын болдырмайтын реттеуші, сақтандырғыш арқау орнату керек.

Жылу тасымалдағыш ретінде ыстық су немесе су буы қарастырылатын буландырғыш құрылғылар жылу тасымалдағыш температурасы төмендеуі туралы дабылмен жабдықталуы қажет.

Бу фазасының температурасы шекті емес көмірсутектердің түзілген өнімнің буландырғыш бетіне шөгуімен полимерленуінің басталу температурасынан (70 °C), ал сұйық фазада - минус 45 °C аспауы тиіс.

Буландырғыш құрылғы элементтерінде, оның ішінде қысым реттегіште, ілмекті – сақтандырғыш қақпақшада және құбыр жолдарында конденсат пен кристаллогидрат түзілуінің алдын алу бойынша шаралар қарастырылады.

9.1.17 Буландырғыш құрылғылар арнайы жылу алмасу аппараттарында (буландырғыштарда) бу фазасының тұрақты құрамын алуға мүмкіндік беретін ағындық және шығындық резервуарларда арнайы жүктелетін жылытқыштар (регаздандыру) көмегімен сығылған газды буландыратын сыйымдылықты болып бөлінеді.

Ағындық және сыйымдылықты буландырғыш қондырғыларды жер асты резервуарларына орнату ұсынылады. Сәйкес жылулық оқшаулағышты беткі қабатына орнату жағдайында буландырғыш құрылғыларды жер үсті резервуарларына қолдануға болады.

СКГ буланғанда жер асты резервуарларында сұйық фаза деңгейінің минималды жіберілетін шамадан төмендеуінен және сұйық фазаның температурасының қоршаған топырақ температурасымен салыстырғанда жіберілетін шамадан тыс артуынан автоматты қорғау жүйесін қарастырады.

9.1.18 Буландырғыш құрылғыларда электрожылыту пайдаланғанда электроқұрылғы жарылғыштан қорғалып жасалу жағынан ҚР ЭОЕ талаптарына сәйкес болуы керек. Бұл жағдайда реттеу жүйесі электр энергиясын берудегі уақытша үзілістерден кейін электрожылытқыштарды автоматты сөндіруді қамтамасыз етуі тиіс.

Аралық жылу тасымалдағышы (антифриз) бар электрлік ағынды буландырғыш құрылғыларда антифриз температурасының жіберілетін шамадан жоғарылауынан қорғайтын, оның қайнап кетуі мен электрожылытқыштың қызып кетуінің алдын алатын жүйелер қарастырылады.

Топырақ жағдайлары ерекше аудандарда, сондай-ақ сейсмикалылығы 6 баллдан жоғары аудандарда құбыр жолын жалғастырғыш және электрлік жапсарды жер асты сұйыққоймаларының өңештері қақпағына ҚР ЭОЕ сәйкес талаптарын сақтай отырып орнату ұсынылады. Жер асты сұйыққоймаларын жерасты тарату газ құбырларымен және электр беру желілерімен жалғастыру олардың өзара және қарама-қарсы бағытта жылжуының орнын толтыруын қарастыруы керек.

Буландырғыш құрылғыларда жылу тасымалдағыш ретінде ыстық су немесе жылулық желілер буын қолданғанда, СКГ жылулық желілерге түсу мүмкіндігін болдырмайтын шаралар қарастыру керек.

9.1.19 Жылу тасымалдағыш ретінде ыстық су немесе су буы қолданылатын буландырғыш құрылғылар жылу тасымалдағыш температурасының төмендеуі дабылымен жабдықталуы керек.

Ғимараттан тыс орнатылатын буландырғыш құрылғылар үшін қорабы мен басқа элементтерін жылулық оқшаулау қажет, себебі сыртқы беттерінде жылқы жоғалту пайдаланудың қалыпты режимін бұзуы мүмкін.

9.1.20 Буландырғыш құрылғыларды араластырғыш құрылғылармен бірге орнатуды келесі жағдайларда (пропан-ауа қоспасы құрылғылары) қарастырылады:

- болашақта табиғи газбен қамтылатын аудандар немесе объектілерді газбен қамту;
- сағаттық, тәуліктік және маусымдық максимум кезінде табиғи газ желілерінде жоғарғы жүктемені жабу үшін;
- тоқтаусыз газбен қамтуды талап ететін объектілер мен құрылғылар үшін қор отыны ретінде;
- газбен қамту жүйелерінде техникалық бутан пайдаланғанда.

9.1.21 Газ құбырларын тарту жер астынан және жер үстінен жүргізілуі мүмкін. Төмен қысымды СКГ бу фазасы жерасты газ құбырларын резервуарлы құрылғылардан тарту топырақтың минималды температурасы СКГ бу фазасы конденсациясы температурасынан жоғары тереңдікте жүзеге асырылады.

Газ құбырларын топырақтың қату тереңдігінен жоғары тереңдікте тартқанда топырақтың қату тереңдігінен төмен орналасатын конденсат жинақтағыштар қарастырылуы керек.

СКГ бу фазасындағы төмен қысымды жерасты газ құбырларын тартқанда ПЭ 100 полиэтилен құбырларын пайдалануға болады.

9.1.22 Газ құбырларының еңкіштігі конденсат жинақтағыш жағына қарай 5 % кем болмауы керек. Конденсат жинақтағыштардың сыйымдылығы СКГ құрамына тәуелді есептеледі және 1 м^3 есепті газ шығынына кем дегенде 4 л келеді.

9.1.23 Жер үсті газ құбырларын резервуарлы құрылғылардан (қажет жағдайда) бастап тартқанда жылу оқшаулағыш және газ құбырларын жылытылуын қарастыру керек. Жерүсті газ құбырларының төмендеген жерлерінде конденсат шығарғыштар (шүмектер) орнатылады. Жылулық оқшаулағыш жанбайтын материалдан жасалады.

Резервуарлы құрылғылар үшін олар жақын орналасқан ғимараттардың қорғаныс аймағына енбейтін жағдайда қолданыстағы нормативті құжат талаптарына сәйкес найзағайдан қорғаныс қарастырылады.

9.1.24 Жерасты резервуары бар СКГ ерекше жағдайлары бар аудандарда орнатылған резервуарлы құрылғылар үшін оларды жалғастыратын сұйық және бу фазалы газ құбырларын жер бетімен тарту қарастырылады.

9.2 Баллондық топтық және дербес қондырғылар

9.2.1 Әр түрлі бағыттағы ғимараттарды газбен қамту көзі ретінде қолданылатын СКГ баллонды құрылғылары жіктеледі:

- топтық, құрамы екі баллоннан артық;
- дербес, құрамы екі баллоннан көп емес.

9.2.2 Топтық баллонды құрылғы құрамына СКГ арналған баллондар, ілмекті арқау, газ қысымын реттегіштер, СИҚ және СТҚ, манометр және СКГ бу фазасы құбыр жолдары енеді. Топтық қондырғыдағы баллондар санын есептеу арқылы анықтау қажет.

9.2.3 Топтық баллонды құрылғылардың максималды жалпы сыйымдылығын 19 кесте бойынша қабылдайды.

19 кесте – Топтық баллондық құрылғының максималды сыйымдылығы

Топтық баллондық құрылғының тағайындалуы	Топтық баллондық қондырғыны орналастырудағы барлық баллондардың сыйымдылығы, л	
	Ғимарат қабырғасында	Ғимараттан қашықта
Тұрғын үй, әкімшілік және тұрмыстық ғимараттарды, қоғамдық ғимараттар мен құрылыстарды, оның ішінде әкімшілік бағыттағы қоғамдық ғимараттарды газбен қамту	600 (0,6)	1000 (1)
Өндірістік және қойма ғимараттарын, ауылшаруашылық кәсіпорындарын және қазандықтарды газбен қамту	1000 (1)	1500 (1,5)

Ғимараттан тыс орналастырылған баллонды құрылғылардан тартылатын газ құбырлары жерүстілік болуы керек.

9.2.4 Топтық баллондық құрылғылар жанбайтын материалдардан жасалған ілінетін шкафтарға орналастырылады, бұл жағдайда шкафтар тіреуге орнатылуы және табиғи желдетілуі болуы керек.

9.2.5 Төмен қысымды жер асты газ құбырларын жасанды газ буландырғышы бар баллонды және резервуарлы қондырғылардан тарту кезінде тарту тереңдігінің температурасы газ конденсациясы температурасынан жоғары болуы тиіс.

10 ГАЗ ТОЛТЫРУ БЕКЕТТЕРІ, СЫҒЫЛҒАН КӨМІРСУТЕКТІ ГАЗДАРДЫҢ ГАЗ ТОЛТЫРУ БЕКЕТТЕРІ

10.1 Жалпы ережелер

10.1.1 Бөлімде газ толтыру бекеттерін (ГТБ), газ толтыру орындарын (ГТО), баллон қоймаларын (БҚ) жобалау және қайта жаңарту бойынша ережелер бар. Газдандыру бекеттерін ГТБ нормалары бойынша жобалау ұсынылады.

10.2 ГТБ және ГТО ғимараттары мен құрылыстарын орналастыру және аумағын жоспарлау

10.2.1 ГТО және ГТБ аумақтары өндірістік және қосалқы аймақтарға жіктеледі, оларда технологиялық үдеріске, СКГ тасмалдау, сақтау және тұтынушыға жеткізуге тәуелді келесі негізгі ғимараттар немесе құрылыстар орналасуы мүмкін:

- а) өндірістік аймақта:
 - СКГ темір жол цистерналарынан сақтау базасы резервуарларына ауыстыруға арналған құю қондырғылары және эстакадасы бар темір жол;
 - СКГ арналған резервуарлары бар сақтау базасы;
 - сорғышты-компрессорлы бөлім;
 - буландыру бөлімі;
 - толтыру цехы;
 - баллондарды техникалық куәландыру бөлімі;
 - баллондарды бояу бөлімі;
 - автоцистерналарды толтыруға, газ ГТБ автокөлікпен жеткізілгенде газды автоцистерналардан құюға, газ баллонды автокөліктерді толтыруға арналған бағандар;
 - газды жылытуға арналған жылу алмасу құрылғылары;
 - буланбайтын газдарды баллондардан құйып алуға арналған және шамадан тыс толған және қолдануға жарамсыз баллондардан газды құйып алуға арналған резервуарлар;
 - Рельс жанындағы баллон қоймасы және ГТБ технологиясы бойынша талап ететін ғимараттар;
- б) Қосалқы аймақта:
 - қосалқы бағыттағы цех, онда орналасқан әкімшілік-шаруашылықтық және тұрмыстық ғимараттар, зертханалар, сорғыш, ГТБ жабдықтарын, баллондар мен вентилдерді жөндеу бойынша механикалық шеберхана, аккумуляторлар ғимараты және басқа да ғимараттар;
 - қазандық (жылумен қамту көздеріне қосылу мүмкін болмағанда);
 - трансформаторлы бекет;
 - өртке қарсы су қоры және сорғыш бекеті бар резервуар;
 - су тарту мұнарасы;
 - қойма және басқа да ғимараттар;
 - тазарту ғимараттары;
 - автокөлік жуу орындары;
 - автокөліктерге техникалық қызмет көрсету ғимараттары;

ҚР ЕЖ 4.03-101-2013*

- техникалық бақылау орны;
- автотаразы және ГТБ қызметіне байланысты басқа да ғимараттар мен құрылыстар.

10.2.2 Өндірістік және қосалқы аймақтарда қарастыруға болады:

- әуе компрессоры;
- темір жол және автокөлік таразылары немесе оларды алмастыратын таразы

құралдары.

10.2.3 Сорғыш-компрессорлы және буландырғыш бөлімдерде жеке қажеттіліктер үшін газ реттеу қондырғысын орнатуға болады.

10.2.4 ГТБ әкелетін темір жол басқа кәсіпорындар аумағы арқылы өтпеуі тиіс.

ГТБ әкелетін темір жол бір ғана кәсіпорын аумағынан (осы кәсіпорын келісімі бойынша) кәсіпорынның қолданыстағы темір жол тармағына тұйықталу арқылы өтуі мүмкін.

10.2.5 Өндірістік және қосалқы аймақтар, автошаруашылық орналастыру үлескісін жанбайтын материалдардан жасалған жеңілдетілген типті құрылымдармен, мысалы, металл тормен бөлу қажет.

ГТО және ГТБ аумақтары жанбайтын материалдан жасалатын желдетілетін қоршаумен қоршалуы керек.

10.2.6 Аумақты жоспарлау кезінде сығылған газдар жинақталатын орындартүзілу мүмкіндігін болдырмау керек және су жинау жүйелерімен бірге су бұруды, аумақты сырттын келіп түсетін еріген және жауын суларынан қорғауды қамтамасыз ету керек.

*10.2.7 Алаңдарды жоспарлау және кіреберіс және алаңшылық жолдарды жобалау ҚР ҚН 3.01-01, ҚР ҚЖ 3.03-122 талаптарына сәйкес және осы Ережелер жинағының ұсынымдарын ескере отырып орындалуы керек (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

10.2.8 Темір жолдың тұйықталған жерінен бастап ГТБ аумағына дейінгі үлескісін V санатты келу жолына, ГТБ келетін автокөлік жолын – IV санатына жатқызады.

10.2.9 ГТБ темір жол тораптары газ құятын жерлерде көлденең немесе үлескіден 2,5% еңкіштікпен жасалуы керек.

Құрам тізбегін ажырату үшін тұйықталған жақтан ұзындығы 20 м кем емес қосымша тік үлескі қарастыру қажет.

10.2.10 ГТО, ГТБ және БҚ аумақтары IV санаттағы келу автокөлік жолымен қатар жалпы бағыттағы автокөлік жолмен жалғасуы тиіс.

Сыйымдылығы 500 м³ асатын резервуарлар үшін екі шығу жолы қарастырылады: негізгі және автокөлікті апатты эвакуациялауға арналған қосалқы.

Қосалқы жолдың келу автокөлік жолына жалғасуы негізгі жолдан кем дегенде 40 м қашықтықта қарастырылуы керек.

10.2.11 Өртке қарсы жүруге арналған автокөлік жолдары ГТБ үшін екі қозғалыс жолағымен жобаланады.

Аумақтағы автокөлік жолдары IV санат бойынша қарастырылады.

Аумақ алдында объект өнімділігіне байланысты автокөлік тұрағына және айналуына арналған алаң қарастыру ұсынылады.

10.2.12 Автоцистернеларды толтыру газ баллонды автокөліктерге газ құюға арналған бағаналар арасына ені кем дегенде 6 м болатын аралық өтпе салынады.

Бағанаға келу жолында автокөлік жүрісінен қорғаныс қарастырылуы керек.

10.2.13 Өндірістік кәсіпорын аумағында орналасатын ГТБ үшін регламентке сәйкес аумаққа бір кіру жолы қарастырылады.

*10.2.14 Ғимараттар мен құрылыстарды жобалау ҚР ЕЖ 3.02-107, ҚР ЕЖ 3.02-128, ҚР ҚНЖЕ 2.02-05, МҚН 4.03-01 және осы Ережелердің талаптарына сәйкес орындалуы керек (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

10.2.15 Сорғыш –компрессорлы бөлімді жеке тұрған ғимаратқа орналастырады, оған қажет болған жағдайда буландырғыш (жылу алмастырғыш) қондырғы қарастыруға болады.

Сорғыш-компрессорлы бөлімнің жеке тұрған ғимаратын толтыру цехымен, ГТО және ГТБ басқа біріктіруге болады.

10.2.16 Толтыру бөлімі (цехы) ғимаратында келесі негізгі құрылымдар қарастырылады:

- құюға, толтыруға, баллондардың толуы менсаңылаусыздығын бақылауға арналған жабдықтары бар толтыру бөлімі;

- баллондарды дегаздандыру бөлімі (объект тағайындалуы бойынша);

- баллондарға арналған арту-түсіру ауданы.

Сорғыш-компрессорлы және толтыру бөлімдері ғимараттарында ғимараттың 200 м² ауданына 100 кг кем емес және 500 м² ауданына 250 кг кем емес ұнтақтан келетін ұнтақты өрт сөндіргіштер қарастырылады.

10.2.17 Баллондарды техникалық куәландыру және бояу бөлімдері толтыру бөлімі ғимаратында немесе ГТО, БҚ басқа жеке ғимаратта орналасуы мүмкін.

10.2.18 Баллондарды бояу бөлімін баллондарды техникалық куәландыру бөлімімен тосқауылданған түрде қарастырылады.

10.2.19 ГТБ қайта жаңартқанда баллондарды бояуға арналған бөлімді жеке ғимаратқа орналастыру ұсынылады.

10.2.20 Баллондарды техникалық куәландыру бөлімі үшін техникалық куәландыруға келетін баллондарға арналған арту –түсіру ауданын салу керек.

Алаң өлшемдері көлік құралдарының еркін жүруі мен өтуін ескеріп, толтыру бөлімінің екі тәуліктік өнімділігі мөлшерінде баллондарды орналастыруды қамтамасыз ету есебінен анықталады.

10.2.21 Алаңды тұрғылықты жер аумағынан тыс жеке үлескіде, биік жерде және тұрғын үй, қоғамдық және өндірістік ғимараттарға және ашық от көзі бар объектілерге (қазандықтар, пештер, алау қондырғылары және т.б.) қатысты желдің басым бағыты жағынан (жылдық «жел розасы» бойынша) орналастырылады.

Алаң аумағын көлденең еңкіштігі 2% аспайтын шамада жоспарлау керек.

Алаң аумағының және кіру-шығу жолдарының жанбайтын материалдан қатты жабыны болуы тиіс.

Алаңның кіру және шығу жолдарынан басқа аумағы бөгде тұлғаларға кіруге болмайтын қоршаумен бөлінуі керек. Қоршау жанбайтын материалдан биіктігі 0,5-0,7 м желдетілетін кедергі түрінде жасалады. Қоршауды металл істіктерге бекітілген қызыл түсті жалаушалары бар сым түрінде де жасауға болады.

Алаң аумағына кіру немесе жалпы пайдалануға ашық жолдарға шығу үшін өтуді шектеушілер болуы тиіс (шлагбаум, ауыспалы кедергі немесе жол белгілері және т.б.).

Алаңның екі аймағы бар:

- тұрмыстық баллондарды толтыру жүзеге асырылатын өндірістік аймақ;
- тұрмыстық баллондарды сақтау жүзеге асырылатын қойма (бос баллондар түсірілген сәттен бастап, олар толтырылғанға дейін және арнайы көлік құралдарына артылып тұтынушыға жеткізілгенге дейін).

Бос және толтырылған баллондардың орналасқан орындары сәйкес нұсқамалармен белгіленуі керек.

Қойма аймағында баллондар олардың құлауына және бір-бірімен соқтығысуын жол бермейтін арнайы қондырғыларда (жақтау) орналасады. Алаңның қойма бөлімінде СКГ бар баллондарды уақытша сақтау үшін баллондарды көлденең қалауға болады. Бұд жағдайда ернемек биіктігі 1,5 м аспауы және баллон вентилдері бір жаққа бағытталуы керек.

Арту –түсіру алаңында жанбайтын материалдардан жасалған аспалар, ал периметр бойынша тұтас торлы қоршау (қажет жағдайда) болуы керек. Едендер жанбайтын, ұшқын бермейтін материалдардан жасалады. Едендер мен әр түрлі металл құрылымдарды дайындауға арналған материалдарды таңдауды Ж қосымшаға сәйкес жүзеге асырады.

Қажет жағдайда алаң аумағы нормативті құжаттарда талап етілетін жалпы жарықтанудың минималды шамасын қамтамасыз ететін сыртқы жарықтанумен жабдықталуы мүмкін.

Жарықтандыруды ҚР ЭОЕ бойынша анықталатын жарылыстан қорғау деңгейіне сәйкес арқаулар қолданып жүргізеді немесе жарылыс қаупі бар аймақтардан тыс орнатады.

Алаңда әуе электр беру желілерін орнатуға болмайды.

Алаң бойымен жалын таралуы мүмкін ауыл шаруашылық дақылдары отырғызылған орындарға жақын орналасқан жағдайда бетінде жалын таралмайтын материалдан жабын жасау немесе жердің ені 5 м болатын аумағын жырту қарастырылады. Алаңға 20 м жақын жерде гүлдеу кезінде мақта, талшықты заттар немесе бос тұқымдар бөлетін ағаштар мен бұталардың орналасуын болмайды.

10.3 СКГ арналған резервуарлар

10.3.1 ГТО және ГТБ СКГ арналған резервуарлары жер бетіне, жер астына немесе топырақпен көміліп орналастырылуы мүмкін.

Жеке жер асты резервуарлары арасындағы қашықтық үлкен аралас резервуар диаметрінің жартысына тең, бірақ 1 м кем емес болуы керек.

Жер асты резервуарларын көму қалыңдығы резервуардың жоғарғы құраушысынан 0,2 м кем болмауы керек.

10.3.2 Жерүсті резервуарларын ГТБ және ГТО жоспарлы белгіленген аудандарында топтастырып орналастыру керек. Топтағы жерүсті резервуарларының максималды жалпы сыйымдылығы 20 кестеде берілген.

20 кесте – Жерүсті резервуарларының максималды жалпы сыйымдылығы

ГТО, ГТБ резервуарларының жалпы сыйымдылығы, м ³	Топтағы резервуарлардың жалпы сыйымдылығы, м ³
2000 дейін	1000
2000 – 8000 аралығында	2000

Резервуар топтары арасындағы минималды қашықтық - 21 кесте бойынша.

21 кесте- Резервуар топтары арасындағы минималды қашықтық

Топтағы резервуарлардың жалпы сыйымдылығы, м ³	Жер бетінде орналасқан шеткі резервуар топтарын түзушілер арасындағы қашықтық, м
200 дейін	5
200 – 700 аралығында	10
700 – 2000 аралығында	20

10.3.3 Топ ішінде жерүсті резервуарлары арасындағы ара қашықтық қатар тұрған ең үлкен резервуардың диаметрінен кем болмауы тиіс, ал резервуар диаметрі 2 м дейін болғанда – 2 м аз болмауы керек.

Екі немесе одан көп қатарға орналастырылатын жер беті резервуарлары қатарлары арасындағы ара қашықтық ең үлкен резервуар ұзындығына тең, бірақ 10 м кем емес болуы керек.

10.3.4 СКГ қабылдау және сақтауға арналған резервуарларды жапсарлау МЕМСТ 20448 қарастырылған әр түрлі таңбалы газдарды жеке сақтау және қабылдау шарттарын ескере отырып қарастырады.

10.3.5 ГТБ СКГ сақтау базаларының сыйымдылығын бекеттің тәуліктік өнімділігіне (орындарсыз), резервуарлардың толу дәрежесіне және газ толтыру бекетіндегі СКГ сақтауға арналған резервуарлар санына тәуелді анықтайды. Газ сақтауға арналған сақтандырғыш санын объектінің (26) формула бойынша анықталатын есепті газ түспеген жұмыс уақытына t , тәулік тәуелді анықтауға болады

$$t = \frac{L}{V} + t_1 + t_2, \quad (26)$$

мұнда L - сығылған газ өндіруші-жеткізуші зауыттың объектіге дейінгі қашықтығыкм;

V - вагонмен жөнелтілетін жүкті жеткізудің нормативті тәуліктік жылдамдығы, км/тәу (рұқсат етіледі 330 км/тәу);

t_1 - жүктің жөнелтілу және келуімен байланысты операцияларға жұмсалатын уақыт, (1 тәулік ретінде қабылданады);

t_2 - объектідегі сығылған газ қорын пайдалануға қарастырылатын уақыт, (жергілікті жер жағдайларына байланысты 3-5 тәулік көлемінде қабылданады).

Сәйкес негіздемемен (көлік құралдары байланысының нашарлығы және т.б.) t_2 шамасын арттыруға болады, бірақ 10 тәуліктен артық емес.

10.3.6 Объект сығылған газ шығаратын объектіге тасымалдануы автоцистерналармен немесе құбыржолдары арқылы жүзеге асырылатын кәсіпорынға жақын орналасқан жағдайда газ қорын 2 тәулікке дейін қысқартуға болады.

ГТБ өндірістің кәсіпорнында орналасқан жағдайда сығылған газ қорын өндірістік кәсіпорын үшін қабылданған қор отынын сақтау бойынша нормативке тәуелді анықтайды.

10.3.7 Жерүсті резервуарлары құю келте құбыры жағына қарай 2-3 % еңкіштікпен орнатылады.

Төменгі құраушысы жанасқан аймақтың жоспарлы белгісімен бір деңгейде немесе жоғары орналасатын резервуарлар жер үстілік болып есептеледі.

10.3.8 Жерүсті резервуарларын жанбайтын материалдан жасаған, отқа тұрақтылық шегі 2ч) кем емес және баспалдақты орнықты металл алаң құрылғысы бар тіреулерге орнатылады.

Алаңдар арқаудың, құралдар мен люктердің екі жағынан орнатылуы керек. Желдетуге арналған желкөзге алаңды бір жағынан орнатады.

Бірнеше резервуарлар үшін бір алаң орнатқан жағдайда баспалдақтар алаңның соңғы бөлімінде орналасуы керек. Алаң ұзындығы 60 м артық болғанда оның ортаңғы бөлігіне қосымша баспалдақ орнатылады. Баспалдақтар үйме топыраққа шығарылады.

10.3.9 Жерүсті резервуарлары күн сәулесі әсерінен қызып кетуден (мысалы, резервуарды ақ немесе күміс түсті бояумен бояу, сумен салқындату) қорғалады.

10.3.10 Сақтау базасын жер астына орналастыру үшін тек цилиндрлік резервуарлар ғана қолданылады.

10.3.11 Топырақпен жабылатын жерасты және жерүсті резервуарлар жанбайтын материалдардан жасалған түпнегізге орнатылуы керек.

Жер астына орнатылған резервуарлардың жоғарғы түзушісі жердің жоспарлы бергіленуінен төмен, 0,2 м кем емес тереңдікте орналасуы керек.

Жерасты резервуарларына жоғарғы түзушіден 0,2 м кем емес биіктікте топырақпен көмілетін, ені резервуар қабырғасынан бастап 6 м кем емес және өрт әсерінен жылу оқшаулауды қамтамасыз ететін жанбайтын материалмен қорғалған жерүсті резервуарлар жатады. Бұл жағдайда резервуар мен оны пайдалану уақытында қорғайтын материал арасында қуыстар түзілуінің алдын алуды қамтамасыз ету қажет.

Резервуарларды құрамында органикалық қоспалары жоқ құммен немесе сазды топырақпен жабуды қарастыру керек.

10.3.12 Жер асты сулары болжалды жоғары аймақтарда резервуарлардың қалқып шығуын болдырмайтын шешімдер қарастыру керек.

10.3.13 Резервуарларды жемірілуден қорғау керек:

- жерасты резервуарларын МЕМСТ 9,602 талаптарына және белгіленген талаптарға сай бекітілген нормативті - техникалық құжаттарға сәйкес;

- жерүсті резервуарларын екі қабат топырақтан және сыртқы жұмыстарға арналған екі қабат бояу немесе эмальмен құрылыс ауданындағы есепті температурада;

10.3.14 Электроқозғалтқыштарды сорғыштармен және компрессорлармен жалғағанда диэлектрлік төсемелер жалғастырғышы және тығырық қолданылады.

10.3.15 Баллондардың толу дәрежесін бақылауды оларды толтыру тәсілінен тәуелсіз өлшеу жолымен немесе барлық баллондардың толу дәрежесін анықтаудың дәлдігін қамтамасыз ететін басқа да тәсілімен (100%) жүзеге асырады.

10.3.16 Ғимараттан тыс орналастырылатын СКГ жылытуға арналған буландырғыштар және жылу алмастырғыштар (бұдан әрі – буландырғыш құрылғылар) СКГ сақтауға арналған резервуарлардан және толтыру цехынан, сорғыш –компрессоры ғимаратынан 10 м кем емес қашықтықта орналастыру керек.

10.3.17 Өнімділігі 200 кг/сағ буландырғыш құрылғыларды сорғыш –компрессорлы бөлімге немесе жерасты және жерүсті резервуарлардың қылта қақпақтарында және сақтау базасы шегінде резервуардан 1 м кем емес қашықтықта орналастыруға болады.

10.3.18 Буландырғыштар арасындағы қашықтық буландырғыш диаметрінен және 1м кем болмауы керек.

10.4 СКГ объектілерін жабдықтау

10.4.1 Газ құбырлары, арқау және БӨҚ

10.4.1.1 Газ құбырлары сорғыш-компрессор немесе толтыру бөліміне енетін жерінде ғимараттан кем дегенде 5 м кем емес және 30 м артық емес қашықтықта электр жетегі бар сөндіргіш құрылғы қарастырылады.

10.4.1.2 СКГ сұйық және газ фазаларының газ құбырларын ҚР ҚН 4.03-01 талаптарына сәйкес болат құбырлардан жасау қажет.

10.4.1.3 ГТБ ағызу, құю және толтыру құрылғыларын жалғау үшін резина және резинаталшықты майысқақ түтіктер қолданады, олардың материалдары түтіктің белгіленген қысым мен температурадағы тасымалданатын газ әсеріне тұрақтылығын қамтамасыз етуі керек.

10.4.1.4 ГТО және ГТБ өндірістік аймағына газ құбырларын тартқанда биіктігі жер деңгейінен 0,5 м биік жанбайтын материалдан жасалған жер беті тіреулеріне орнатады.

10.4.1.5 Газ құбырларын отқа тұрақтылығы бойынша негізгі өндірістік ғимараттардың III және одан төмен типті ғимараттардың сыртқы қабырғаларына терезе ойықтарынан 0,5 м төмен және есік ойықтарынан 0,5 м жоғары қашықтықта орнатады. Бұл жағдайда арқауды, ернемекті және бұрандалы қосылыстарды ойыстар үстіне немесе астына орналастыруға болмайды.

10.4.1.6 Газ құбырлары мен басқа да коммуникацияларды В – Ia класты жарылыс қауіпті аймақтар ғимараттарын жырылыс қауіпі жоқ аймақтардан бөліп тұратын қабырғалар арқылы тартқанда екі жағынан газ өтпейтін материалмен тығыздалған құтыларда орнатады.

10.4.1.7 Сығылған газ құбырларының өткізгіштік қабілетін есептеуді аталмыш ЕЖ «Газ құбыры диаметрін және жіберуге болатын газ шығынын есептеу» тарауына сәйкес жүзеге асырады.

10.4.1.8 Сұйық фазаның жер үсті газ құбырларының газ құбырын күн сәулесінен қызғанда қысымның артуынан қорғау үшін ілмекті құрылғылармен шектелген үлескісінде газдың тасталуы газ құбыры деңгейінен кем дегенде 3 м биіктікте орналасқан шам арқылы жүзеге асырылатын сақтандырғыш қақпақша қарастырады.

10.4.1.9 Сорғыш-компрессорлы, баллондарды толтыру және құю, дегаздандыру және бояу ғимараттарында, сонымен қатар А санатына жататын басқа да ғимараттарда ғимарат ауасындағы газдың қауіпті концентрациясы дабылдарын орнату керек.

10.4.1.10 Жерүсті және жерасты СКГ резервуарлары үшін [6] сәйкес сақтандырғыш ілгек және БӨҚ қарастырады.

10.4.1.11 Жерүсті резервуарларының сақтандырғыш қақпақшалардың өткізгіштік қабілеті (сақтандырғыш қақпақша арқылы жіберілетін газ мөлшері) жерүсті резервуары мен қоршаған орта арасындағы қоршаған орта температурасы 600 ° С өрт жағдайында жылу алмасу шарттарымен, ал жерасты резервуарлары үшін жер беті резервуарлары үшін анықталған 30% есепті өткізу қабілеті мөлшерінде анықталады.

10.4.1.12 Резервуарлардың сақтандырғыш қақпақшаларынан газдың шығарылуы жерүсті резервуарларының қызмет көрсету ауданының төсемесінен кем дегенде 3 м биіктікте орналасқан шығару газ құбырлары арқылы жүзеге асырылады. Бір резервуарға бірнеше сақтандыру қақпақшаларын жалғастыруға болады.

Шығару газ құбырларының ұштарында осы газ құбырларына атмосфералық ылғалдың түсуін болдырмайтын және газ ағынын төменге бағыттайтын құрылғылар қарастырылады.

Сақтандыру қақпақшалары бар шығару газ құбырларында сөндіргіш құрылғылар орнатуға болмайды.

10.4.1.13 Жер асты резервуарларының ілмекті арқауын, сақтандырғыш, ретету құрылғысын, БӨҚ үйіліп жабылатын бөліктің үстінен зақымданудан сақтандырып орнатады.

10.4.2 Құю құрылғылары

10.4.2.1 Темір жол эстакадасында және құю бағаналарындағы құю құрылғыларының саны ГТБ максималды тәуліктік газ шығару шамасынан газдың темір жол цистерналарына түсу әркелкілігін ескере отырып (әркелкілік саны 2,0 тең) анықтайды.

Құю құрылғылары жұмысы үшін жанбайтын материалдан жасалған құю құрылғыларын цистерналарға (бағана) жалғау алаңдары бар эстакадалар (бағаналар) қарастырылады. Эстакада ұшына ені 0,7 м кем емес, еңкіштігі 45° аспайтын баспалдақтар орнатады. Эстакаданың баспалдақтары мен алаңдарының биіктігі 1м, төменгі жағының тұтас қаптауы 90 мм кем болмауы керек.

10.4.2.2 Газ құбырларында газды темір жол цистерналарынан ағызу үшін жергілікті ГТБ газ құбырлары жалғасқан жерде қарастырады:

- нсұйық фаза газ құбырларында – кері қақпақша;
- бу фазасы газ құбырларында – жылдамдықты қақпақша;
- сөндіргіш құрылғыға дейін – газ қалдықтарын газ құбырлары жүйесіне немесе үрленетін шамға (газ құбыры) жіберу үшін ілмекті органы бар жалғастық.

Жылдамдықты қақпақшаны құюдың (ағызудың) құбыршексіз әдісінде арнайы құрылымды металл газ құбырлары бойымен құюдың (ағызудың) қауіпсіздік шаралары қамтамасыз етілген жағдайда қарастырылмайды.

10.4.2.3 ГТО және ГТБ автоцистерналармен келіп түсетін газды құйып алу үшін қаптауы автоцистерналарды бу және сұйық фазалы резервуарлардың газ құбырларымен жалғасқан жерлерінде темір жол құрылысына ілмекті-сақтандыру арқауы арқылы жалғастыру қарастырылады.

Газ баллонды автокөліктерге газ құюға арналған бағаналарды ілмекті –сақтандыру арқауымен және газ шығынын есептеу құрылысымен жабдықтау қажет.

10.4.3 Инженерлік коммуникациялар

10.4.3.1 Сумен қамту жүйесі өндірістік және тұрмыстық қажеттіліктерді, сонымен қатар өрт сөндіруге жұмсалатын су қажеттілігін қамтамасыз етуі керек.

Өрт сөндіруге жұмсалатын сығылған газ резервуарларына арналған су шығыны нормативтік құжаттарымен анықталған көлемде қамтамасыз етілуі тиіс.

10.4.3.2 Артезиандық бұрғылардан немесе ашық су қоймаларынан газ объектілерін сумен қамтамасыз еткенде тұрмыстық қажеттіліктерге жұмсалатын су хлорланып, санитарлық қадағалау органдары белгілеген мерзімде бактериологиялық талдау жасалуы керек.

10.4.3.3 Жылдың жылы (ыстық) мезгілінде сығылған газды сақтау паркінің резервуарларын суландыру жүйесінің жұмысын тексеру ұсынылады.

10.4.3.4 Резервуарларды суландыру жүйесіне су беретін су құбыры тиектері сұйыққоймалардан 25 м кем емес қашықтықта қол жетімді жерлерде орналасады.

10.4.3.5 Кәрізді жобалау кезінде өндірістік-нөсерлі, шаруашылық –нәжісті кәріз және ластанбаған өндірістік ағындарды қайта пайдалану, сонымен қатар, жергілікті тазалаудан кейін ластанған ағындарды пайдалану қарастырылады.

10.4.3.6 Суда ерімейтін сұйықтарды, және асылған бөлшектерді аулау үшін өндірістік –нөсерлі кәрізде арнайы тұндырғыш орнатылады.

10.4.3.7 Гидравликалық зерттеулерден және резервуарларды, автоцистерналарды, баллондарды жуғаннан кейін су кәрізге тек гидротиегі бар, сығылған газдың кәрізге түсуін болдырмайтын тұндырғыш арқылы ғана өтеді.

10.4.3.8 Сақтау базасы аумағында, бекеттер мен басқа объектілерде беттік суларды бұру аумақта гидротиегі бар жауын суын қабылдағыш арқылы шығаруды жоспарлау есебінен қарастырады.

10.4.3.9 Өндірістік және қосалқы ғимараттарда су, бу (төмен қысымды) және ауалық жылыту құрылғыларын орнатуға болады.

10.4.3.10 Жылу желілерінің құбыр жолдары жер бетімен тартылады. Құбыр жолдарын жер астынан арнасыз тартуға жекелеген үлескілерде жер үстінен тарту мүмкін болмағанда жол беріледі.

10.4.3.11 А санатына жататын өндірістік ғимараттардың ішінен жылыту жүйесі құбыр жолдарын ашық түрде тару қарастырылады. Құбыр жолдарын құм себылген еден штрабында тартуға болады.

ҚР ЕЖ 4.03-101-2013*

*10.4.3.12 Сорып шығаратын желдеткіштердің желдеткіштері мен электр қозғалтқыштары тек жарылыс қауіпсіз орындалғанда ғана қолданылуы керек.

Желдетудің ішке тарту жүйелерінің жабдықтарын ҚР ЕЖ 4.02-101 талаптарына сәйкес жобалау керек (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШІК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

10.4.3.13 Тартпалы желдету құрылғысы орналасқан (желдету камерасы) ғимараттарда 1 сағат ішінде кем дегенде бір реттік ауа алмасуды қамтамасыз ететін желдеткіш қарастырылады.

10.4.3.14 Желдету жүйелері өнімділікті реттеуге арналған құрылғылармен жабдықталады.

10.4.3.15 Тартпалы және ағындық желдеткіштердің барлық шиберлері түсті металдардан жасалады.

10.4.3.16 Барлық ауа жолдары жанбайтын материалдан жасалады және жерге тұйықталады. Желдету жүйелерінің жұмсақ қойғыларының металл бөгеттері болуы керек.

10.4.3.17 А санатына жататын ғимараттарда тартпалы желдеткіш жүйелерде ауаны соруға арналған керткітерді жүйеге бөгде заттардың түсуін болдырмайтын тормен жабады.

10.4.3.18 А санатына жататын ғимараттарда ғимараттағы газдың қауіпті мөлшері туралы дабыл бергіштері орнатылады.

10.4.3.19 Желдеткіш жүйесі технологиялық жабдықтың іске қосу құрылғыларымен тосқауылданады, тосқауыл құрылғының желдеткіш жұмысы басталғаннан кейін 15 минуттан соң қосылу мүмкіндігін және желдеткіш өшкен кездегі құрылғы жұмысын қамтамасыз етуі тиіс.

Апаттық желдеткіш жарылыс қаупі бар ғимараттарда жергілікті орнатылған газ талдағыштармен тосқауылданады.

10.4.4 Электрмен қамту, электрлік жабдықтар, найзағайдан қорғау және байланыс

10.4.4.1 Жарылыс қаупі бар аймақтарға электрлік құрылғылар, электрлік жетектер және шоғырсым желілерін таңдау ҚР ЭОЕ сәйкес жүзеге асырылады.

10.4.4.2 Құрылғыларды сығылған газбен қамтамасыз ететін трансформаторлық кіші бекеттер (ТБ, ЖТБ) жеке салынады.

Электрлік қондырғыларды және ГТБ, ГТО және басқа да СКГН объектілерін газбен қамтамасыз ететін ТБ, ЖТБ, АБҚ және РБ ҚР ЭОЕ талаптарына сәйкес жобалайды.

В-1а және В-1г класына жататын жарылыс қаупі бар аймақтарда мыс тарамдары бар шоғырсымдар мен сымдар қолданады, ал В-1г класы аймақтарына алюминий тарамдары бар шоғырсымдар мен сымдар қолдануға болады.

10.4.4.3 Кез келген класқа жататын жарылыс қаупі бар аймақтарда резина және поливинилхлоридті оқшаулағышы бар шоғырсымдар мен сымдар қолдануға болады.

Полиэтиленді оқшаулағышы немесе қабықшасы бар шоғырсымдар мен сымдарды барлық кластардың жарылыс қаупі бар аймақтарында пайдалануға болмайды.

*10.4.4.4 Кез келген сыныптың жарылыс қаупі бар аймақтарында, олардың жарылыстан қорғау деңгейі немесе қабықшаны қорғау дәрежесі МЕМСТ IEC 60034-5

сәйкес болған жағдайда электр машиналары қолданылуы мүмкін (*Өзгерт.ред.* – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық).

10.4.4.5 Санатты объектілерге орнатылатын электрлік құрылғылар және БӨҚ жарылыстан қорғалып жасалуы керек.

10.4.4.6 Барлық кластардың жарылыс қаупі бар аймақтарында айнамағы және тұрақты ток электроқұрылғылары нөлдендіруге (жерге тұйықталуға) жатады, ал нөлдендірілген (жерге тұйықталған) қораптар мен шкафтарға орнатылған электрлік құрылғыларды жерге тұйықтамауға болады.

10.4.4.7 Жарылыс қаупі класына тәуелді ғимараттар, құрылыстар мен сыртқы технологиялық құрылғылар үшін ҚР ҚН 2.04-29-2005 талаптарына сәйкес найзағайдан қорғаныс қарастырылады.

10.4.4.8 ГТО және ГТБ үшін сыртқы телефонды байланыс және аймаққа дапуыс зорайтқыш арқылы диспетчерлік хабарлау қарастырылады.

ГТБ үшін ішкі байланыс та қарастырылады.

БҚ сыртқы телефон байланысына шығу да қарастырылуы мүмкін.

10.5 Аралық баллон қоймалары

*10.5.1 Баллондардың аралық қоймаларын қоныстар аумағында ғимараттар мен құрылыстардан арақашықтықта ГТС, ГТП толтырылған баллондарды сақтау қоймасы сияқты нормативтерге сәйкес орналастыру керек.

Баллондардың аралық қоймаларының ғимараттары ГТС, ГТП өндірістік аймағының ғимараттарына, оның ішінде инженерлік-техникалық қамтамасыз ету желілеріне қойылатын талаптарға сәйкес болуы керек.

Баллондардың аралық қоймаларының ғимараттары [1] сәйкес А санатына жатады.

СКГ баллондарының аралық қоймалары ҚР ҚН 3.02-27 және ҚР ЕЖ 3.02-127 талаптарын ескере отырып жобалануы керек (*Өзгерт.ред.* – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық).

10.5.2 Баллон қоймасы (БҚ) аумағында технологиялық үдеріске тәуелді орналасады:

- баллонның толтырғыш бөлімі;
- шамадан тыс толған немесе ақауы бар баллондарға арналған резервуар (баллон);
- бос баллондарға арналған бөлім;
- әкімшілік және тұрмыстық ғимараттар.

10.5.3 Орталықтандырылған жылумен қамту болмаған жағдайда қазандық және буландырғыш бөлімдер қарастырылады.

10.5.4 БҚ аумағы жеңілдетілген типті желдетілетін қоршаумен, мысалы металл тормен қоршауға алынуы керек.

10.6 Авто газ толтыру бекеттері

10.6.1 Авто газ толтыру бекеттері, көп отынды АҚБ (АГҚБ) СКГ үлескілері [5] талаптарына және (немесе) ережелер жинағы талаптарына сай бекітілген техникалық-экономикалық құжаттама талаптарына сай жобаланады.

Бұдан басқа АГҚБ жобалағанда аталмыш объектілерді жобалауға қатысты басқа да нормативті құжаттардың талаптарын сақтау қажет.

АГҚБ маңайына биіктігі 1,6 м кем емес жанбатын материалдан жасалған желдетілетін қоршау қарастырылады.

11 ЖҰМЫС САПАСЫН БАҚЫЛАУ

11.1 Сырттай тексеріс және өлшеулер

***11.1.1** Сырттай тексеріс және өлшеулермен тексеріледі:

- жерасты (жер беті) газ құбырының тартылу тереңдігі немесе жерүсті газ құбырының орналасуы; еңкіштіктер; негіздеме немесе тіреу құрылғылары; құбыр жолы қабырғаларының ұзындығы, қалыңдығы және диаметрі; ілмекті арқау және басқа да газ құбыры элементтерін орнату;

- ҚР СТ 4008 стандартына сәйкес құбырлардың механикалық интерференциялық қосылысын монтаждау аяқталғаннан кейін қоңыраудың, түйреуіштің және кірістіру тереңдігінің өлшемдері;

- құбыр жолдарының әрбір дәнекерлі жапсарлы немесе интерференциялық механикалық қосылыстарындағы ақаулардың болуы, типі және өлшемдері;

- құбырлар мен қосылыстардың, сондай-ақ СКГ резервуарларының тұтастығы, болатқа адгезиясы және қорғаныш жабындарының қалыңдығы. *(Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 20.06.2025 ж. №96-НҚ бұйрық)*

11.1.2 Жер асты құбыр жолдарын (резервуарды) орға түсіргенге дейін және кейін тексереді. Өлшеулер саны – жоба нұсқауларына сәкес немесе жұмысты орындаушы ұйымның техникалық құжаттамасына сай.

***11.1.3** Сыртқы тексеріс және өлшеулер арқылы анықталған ақаулар жойылады. Дәнекерленген және интерференциялық механикалық қосылыстардың жол берілмейтін ақаулары жойылуы тиіс. *(Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 20.06.2025 ж. №96-НҚ бұйрық)*

11.2 Механикалық сынау

11.2.1 Механикалық сынауға жатқызылады:

- сынама дәнекерлеу жапсарлары және күйдірілген қосылыстар; тексеруді мыс және полиэтилен газ құбырылардың дәнекерлеу және күдіру жапсарлары технологиясына жүргізеді;

- физикалық тәсілдермен болат газ құбырларының дәнекерлі жапсарлары және жер бетінің газ құбырларының газдық дәнекерлегішпен дәнекерленген жапсарлары тексерілмейді. Жапсарлы қосылыстар үлгілерін дәнекерлеу жұмыстары кезеңінде әр дәнекерлеуші дәнекерлеген жапсарлы қосылыстардың жалпы санының 0,5 % мөлшерінде таңдалады, алайда диаметрі 50 мм аспайтын екі жапсардан кем емес және диаметрі 50 мм артық бір күнтізбелік ай ішінде дәнекерленген бір жапсардан кем емес шамада алынады.

Болат газ құбырларының жапсарларын статикалық созылуға статикалық иілуге МЕМСТ 6996 бойынша тексереді.

Мыс газ құбырларының дәнекерлі қосылыстарын статикалық созылуға МЕМСТ 6996 бойынша және мыс газ құбырларының күйдірілген қосылыстарын МЕМСТ 28830 бойынша тексереді.

Полиэтилен газ құбырларының жапсарларын созылуға МЕМСТ Р 52779 Е қосымшасы бойынша тексереді.

11.2.2 Шартты өту жолы 50 болат құбырлар жапсарларының механикалық қасиеттерін үлгілерді созу және бұту тәжірибелерінен (әр таңдалған жапсар периметрі бойымен бір қалыпты кесіліп алынған) МЕМСТ 6996 сәйкес анықтайды.

Механикалық сынау нәтижелері келесі жағдайларды қанағаттанарлықсыз болып есептеледі:

- тексеруге алынған үш үлгінің беріктік шегі шамасының орташа арифметикалық мәні құбырдың негізгі металлының беріктік шамасының нормативті шегінің мәнінен аз болғанда;

- тексеруге алынған үш үлгінің бүгіп тексеру кезіндегі иілу бұрышының орташа арифметикалық шамасы доғалы дәнекерлеу үшін 120° аз және газдық дәнекерлеу үшін 100° кем болғанда;

- тексеруге арналған үш үлгінің біреуінің тексеру нәтижесі тексеру түрлерінің бірі бойынша беріктік көрсеткішінің немесе бұту бұрышының нормативті шамасынан 10 % төмен болғанда;

Мыс құбырларыдың дәнекерлі және күйдірілген жапсарларын механикалық сынау нәтижелері ақау дәнекерлеу жапсарынан табылған жағдайда, ол тексеруге алынған екі үлгінің беріктік шегінің орташа арифметикалық шамасы созылу кезінде 210 Мпа аз болғанда қанағаттанарлықсыз болып есептеледі.

11.2.3 Шартты өту жолы 50 болат құбырлардың дәнекерлеу жапсарларының механикалық қасиеттері тұтас жапсарлардың созылуға және жаншылуға тексеру нәтижелерімен анықталуы тиіс. Осындай диаметрлі құбырлар үшін бақылау үшін алынған жапсарлардың (алынбаған күшейтуі бар) жартысын созылуға, қалған жартысын – жаншылуға тексереді.

Дәнекерлі жапсарды механикалық сынау нәтижелері келесі жағдайларда қанағаттанарлықсыз болып есептеледі:

- жапсарды созылуға тексеру кезіндегі беріктік шамасы құбырдың негізгі металының беріктік шамасынан кем болғанда;

- жапсарды жаншылуға тексеру кезіндегі дәнекерлеу жігінің алғашқы жарықшақ пайда болған жағдайдағы қысатын беттер арасындағы саңылау $5S$ аспайды, мұнда S – құбыр қабырғасының бірлік қалыңдығы.

11.2.4 Бір жапсарды тексеру қанағаттанарлықсыз болса, жапсарлардың екі еселенген санына қайталап тексерістер жүргізеді. Тексерулерді қанағаттанарлықсыз нәтиже берген тексеру түрі бойынша жүргізіледі.

Қанағаттанарлықсыз нәтижелерді қайталап тексеру кезінде сондай нәтиже алынатын болса, аталмыш дәнекерлеуші ағымдағы күнтізбелік ай ішінде нақты объектіде дәнекерлеген барлық жапсарлар жойылады, ал доғалы дәнекерленген жапсарлар бақылаудың радиографиялық әдісімен тексеріледі.

11.2.5 Полиэтилен құбырлардың өзара және жалғастырғыш бөлшектер арқылы дәнекерленген жапсарларын ұлғайтқыш құралдарды қолданбай сырттай тексереді.

Дәнекерлі жапсарлы қосылыстың сыртқы түрі келесі талаптарға сай болуы керек:

- дәнекерлеу жапсарларының біліктері дәнекерленген бұйымдардың айналасында бірқалыпты және симметриялы таралуы керек;
- біліктердің сыртқы бетінде жарықшақтар, бөтен қосылыстар болмауы керек;
- бұйымның дәнекерленетін бөліктерінің сыртқы бөлшектерінің жылжуы минималды болуы тиіс;
- білік арасындағы ойыстар құбырдың (бөлшектің) сыртқы бетінен төмен болмауы керек.

ЗН бөлшектері көмегімен жасалған дәнекерлі қосылыстардың сыртқы түрі келесі талаптарға сай болуы керек:

- жалғастырушы бөлшек шегінен тыс құбырларда механикалық өңдеу (тазалау) белгілері болуы керек, немесе олар құбырда қорғаныш қабат болған жағдайда басқа түсті болуы тиіс;
- бөлшектерді дәнекерлеу индикаторлары шығыңқы күйде болуы тиіс;
- бөлшектердің бетінде температуралық ақау немесе немесе полиэтиленнің термиялық бұзылуы (жану) белгілері болмауы керек;
- периметр бойынша бөлшектерде дәнекерлеу үдерісінде пайда болған полиэтиленнің еру белгілері болмауы тиіс.

Дәнекерлеу жапсарларының сыртқы түрі (жікті және ЗН бөлшектер көмегімен орындалған) И қосымша бойынша бақылау үлгісіне сәйкес болуы керек.

11.2.6 Тапсырыс берушінің тапсырмасы бойынша болат газ құбырларының интерференциялық механикалық қосылыстары ҚР СТ ИСО 21329 стандартына сәйкестікке сыналуы мүмкін. **(Толықтырылды – ҚТҮКШІК 20.06.2025 ж. №96-НҚ бұйрық).**

11.2.7 Механикалық интерференциялық қосылыстың параметрлерін есептеу кезінде мына көрсеткіштерді ескеру қажет:

- рұқсат етілген ең жоғары жұмыс қысымы:

$$MAOP = 0.72 \times SMYS \times (2 \times WT)/OD , \quad (27)$$

мұнда: SMYS - берілген ең төменгі кірістілік шегі;

OD -құбырдың сыртқы диаметрі;

WT-құбыр қабырғасының қалыңдығы;

- гидростатикалық сынақтар жүргізу кезіндегі ең жоғары қысым:

$$MHTP = 0.9 \times SMYS \times (2 \times WT)/OD , \quad (28)$$

- циклдік жүктеме кезінде интерференциялық механикалық қосылысты F2 типті немесе F сыныбындағы дәнекерленген тігістің баламасы (бұрыш тігісі бар дәнекерлеудің көлденең жағдайы) деп санауға болады. **(Толықтырылды – ҚТҮКШІК 20.06.2025 ж. №96-НҚ бұйрық).**

11.3 Физикалық тәсілдермен бақылау

*11.3.1 Физикалық әдістермен бақылауға 22-кестеге сәйкес электр доғалық және газбен дәнекерлеумен (болат құбырлардан жасалған газ құбырлары), сондай-ақ қыздырылған құрал-саймандармен дәнекерлеумен (полиэтилен құбырларынан жасалған газ құбырлары) орындалған газ құбырларының құрылысы аяқталған учаскелерінің түйісулері жатады. Автоматтандырудың орташа дәрежелі дәнекерлеу техникасын пайдалана отырып дәнекерленген полиэтилен газ құбырларының бақыланатын түйіспелерінің санын 60 %-ға, автоматтандырудың жоғары дәрежелі дәнекерленген тораптарының санын 80 %-ға азайтуға жол беріледі.

Автоматтандырудың жоғары дәрежелі дәнекерлеу техникасында орындалған, аттестатталған және белгіленген тәртіппен қолдануға рұқсат етілген полиэтилен газ құбырларының түйісулері физикалық әдістермен міндетті бақылауға жатпайды.

Полиэтилен газ құбырларын ЖН бар жалғастырушы бөлшектермен пісіру дәнекерлеу нәтижелерін тіркеуді жүзеге асыратын аппараттармен орындалуы керек, оларды кейіннен басып шығарылған хаттама түрінде беруі тиіс.

Болат газ құбырларының түйісулерін бақылау радиографиялық - МЕМСТ 7512 бойынша және ультрадыбыстық - ҚР СТ ISO 17640 бойынша әдістермен жүргізіледі. Полиэтилен газ құбырларының түйісулерін ҚР СТ ISO 17640 бойынша ультрадыбыстық әдіспен тексереді.

Көп қабатты полимерлі және мыс газ құбырларының қосылыстарын бақылау газ құбырын сынау кезінде сыртқы тексеру және сабынды көпіршікпен жүргізіледі *(Өзгерт.ред. – ҚТҮКШК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық)*.

11.3.1-1 Болат құбырлардың интерференциялық механикалық қосылыстары үшін дайындалған құбырлардың ұштарын бұзбайтын әдістермен бақылау тапсырыс берушінің тапсырмасы бойынша МЕМСТ ISO 10893, МЕМСТ 21105 сәйкес жүргізіледі. ***(Толықтырылды – ҚТҮКШК 20.06.2025 ж. №96-НҚ бұйрық)***.

11.3.2 Болат газ құбырларының дәнекерлеу жапсарларын тексерудің ультрадыбыстық әдісі радиографиялық әдіспен 10 % кем емес жапсарды таңдамалы тексеру жағдайында қолданылады. Радиографиялық бақылаудан бір жапсар бойынша қанағаттанарлықсыз нәтиже алғанда бақылау көлемін жапсарлардың жалпы санынан 50 % дейін арттыру қажет. Жапсар ақауы қайта анықталған жағдайда нақты дәнекерлеушінің күнтізбелік ай ішінде объектіде дәнекерлеген және ультрадыбыстық әдіспен тексерілген барлық жапсарлар радиографиялық тәсілмен тексерілуі керек.

11.3.3 Болат және полиэтилен газ құбырларының дәнекерлі жапсарларын тексеру нәтижесі қанағаттанарлықсыз болса, ақау табылған сәтте бақылаудың осы түрінің нәтижелері бойынша қабылданбаған үлескілердегі жапсарлардың екі еселенген санын тексереді. Егер қайта тексеруде тексерілген жапсарлардың біреуінің сапасы қанағаттанарлықсыз болса, нақты дәнекерлеушінің объектіде дәнекерлеген барлық жапсарлары ультрадыбыстық әдіспен тексерілуі керек.

*11.3.4 Болат газ құбырларының газдық дәнекерлеу арқылы жасалған жапсарлары ақауларын түзетуге рұқсат етілмейді. Доғалы дәнекерлеу арқылы жасалған жапсар ақауларын ақаулы бөлікті қайта дәнекерлеу және радиографиялық әдіспен тексеру арқылы

ҚР ЕЖ 4.03-101-2013*

жүргізуге болады. Дәнекерлеу жапсары биіктігінің МЕМСТ 16037 стандартымен белгіленген өлшемдерге қатысты артуын механикалық өңдеу арқылы жоюға болады. Кесілген жерлерді биіктігі 2-3 мм аспайтын тізбекті білік балқымасымен түзету керек, бұл жағдайда тізбекті білік биіктігі жапсар биіктігінен аспауы керек. Жапсарды қайта жөндеуге, ақауларын түзетуге болмайды.

Полиэтилен газ құбырларының ақаулы жапсарлы қосылыстары түзетілмейді және жойылуы тиіс.

Құбырлардың ұштары мен болат газ құбырларының интерференциялық механикалық қосылыстарының ақаулары оларды кесу және қайта өңдеу арқылы түзетіледі. *(Өзгерт.ред. – ҚТҮКШІК 20.06.2025 ж. №96-НҚ бұйрық)*

22 кесте – Физикалық тәсілмен қадағалауға жататын газ құбырлары жапсарлары

Газ құбырлары	Бақылау қажет жапсарлар саны, % объектідегі дәнекерлеуші дәнекерлеген жалпы жапсарлар санынан
1 Шартты өтпесі 50 төмен барлық қысымды СКГ ішкі және сыртқы газ құбырлары	Бақылауға жатпайды
2 Шартты өтпесі 50 артық барлық қысымды СКГ ішкі және сыртқы газ құбырлары	25, бір жапсардан аз емес
3 ГРО және ГРҚгаз құбырлары	100
4 Барлық қысымды СКГ ішкі және сыртқы газ құбырлары (1 жолда көрсетілгендерден басқа)	100
5 Табиғи газ сыртқы және ішкі газ құбырлары (9 жолдан басқа)	5, бір жапсардан аз емес
6 Табиғи газдың жерасты газ құбырлары, қысымы:	
0,005 МПа дейін	10, бір жапсардан аз емес
0,005 - 0,3 МПа қоса алғанда	50, бір жапсардан аз емес
0,3 Мпа жоғары	100
7 Жолдар мен көшелерге, су кедергілері арқылы тартылатын барлық қысымды жер асты газ құбырлары, газ құбырын төсеудің барлық жағдайларында, қиылысатын өстің екі жағымен	100
8 Барлық қысымды коммуникациялық коллектормен, арналармен және тоннелдермен қиылысатын жер асты газ құбырлары (бір жапсар бойынша қиылысатын құрылыстың екі жағы шегінде)	100
9 I-III санатты автокөлік жолдары үлескілері, магистралдық жолдар мен көшелер, темір жолдар және табиғи кедергілер, көпірлер арқылы өтетін жер үсті газ құбырлары	100

22 кесте – Физикалық тәсілмен қадағалауға жататын газ құбырлары жапсарлары
(жалғасы)

Газ құбырлары	Бақылау қажет жапсарлар саны, % объектідегі дәнекерлеуші дәнекерлеген жалпы жапсарлар санынан
10 сейсмикалылығы 7 балдан жоғары аудандарға, карсты және әзірленетін аумақтарға және табиғат жағдайлары ерекше басқа да аудандарға тартылатын барлық қысымды (0,005 МПа дейінгі қысымды газ құбырларынан басқа) жер асты газ құбырлары	100
11 Коммуникациялық коллекторлар мен арналардан көлденеңінен 3 м кем емес қашықтықта тартылатын (оның ішінде жылу желісі арналары) барлық қысымды жер асты газ құбырлары	100
12 Жер асты газ құбырларының ғимарат түпнегізінен кем дегенде : 2 м - қысымы 0,005 МПа газ құбырлары үшін; 4 м - « « « 0,005 - 0,3 МПа газ құбырлары үшін; 7 м - « « « 0,3 - 0,6 МПа газ құбырлары үшін; 10 м - « « « 0,6 МПа жоғары газ құбырлары үшін қашықтықта орналасқан жер асты газ құбырлары	100
13 Табиғи газдың қысымы 0,005 МПа дейінгі ерекше табиғат жағдайларында тартылатын жер асты газ құбырлары	25, бірақ бір жапсардан кем емес
14 Табиғи газдың 0,005 МПа жоғары қысымды тұрғылықты шегінен тыс тартылатын жер асты газ құбырлары	20, бірақ бір жапсардан кем емес
Ескертпелер (Өзгерт.ред. – ҚТҮКШІК 20.06.2025 ж. №96-НҚ бұйрық) 1 Тексеру үшін сыртқы түрі нашар дәнекерлеу жапсарларын таңдаған дұрыс. 2 Газ құбырларының дәнекерлеу қосылыстарын бақылау пайызын тартудың нақты жағдайларын ескере отырып, белгілейді. 3 Газ құбырлары қосылыстары, газ құбырларына ернемекті және тегіс тұйықтауларды қосу, болат газ құбырларының дәнекерлеу жапсарлары және тексеруден кейін дәнекерленген, ЦЗЗ, ЦЗМ жағдайында жасалған монтажды жапсарлар физикалық тәсілдермен 100 % тексеруге жатады. 4 Болат газ құбырларының интерференциялық механикалық қосылыстарын бақылау пайызы тапсырыс берушінің тапсырмасымен анықталады.	

11.3.5 Автоматтандыру дәрежесі бойынша полиэтилен құбырлары мен бөлшектерді жапсарлы біріктіруге арналған аппараттар жіктеледі:

а) автоматтану деңгейі жоғары аппараттар – дәнекерлеудің негізгі параметрлерінің компьютерлік бағдарламасы бар дәнекерлеу аппараттары (машиналар), технологиялық үдеріс барысында параметрлердің сақталуын компьютермен бақылау және бағдарлама белгілеген режимде технологиялық үдеріс кезеңдерін реттілігін, дәнекерлеу үдерісін

компьютермен басқару (оның ішінде қыздыру құралын автоматты сөндіру), дәнекерлеу нәтижелерін тіркеу және ақпаратты әрбір дәнекерлеу үдерісі аяқталғаннан кейін басылған хаттама түрінде беру қызметтері бар;

б) автоматтану деңгейі орташа аппараттар – дәнекерлеудің негізгі параметрлерінің жартылай компьютерлендірілген бағдарламасы бар дәнекерлеу аппараттары, барлық айналым ішінде дәнекерлеу режимі сақталуын толық компьютерлі бақылау, дәнекерлеу нәтижелерін тіркеу және оларды басылған хаттама түрінде беруді жүзеге асыратын қызметтері бар;

в) қолмен басқарылатын аппараттар – дәнекерлеу үдерісі қолмен басқарлатын, дәнекерлеу режимі сақталуы визуалды немесе автоматты бақыланатын аппараттар. Дәнекерлеу режимі өндірістік жұмыстар журналына тіркеледі немесе тіркеуші құрылғыдан басылған хаттама түрінде шығарылады.

11.4 Газ құбырларын сынау

11.4.1 Құрылысы немесе қайта жаңартуы аяқталған сыртқы және ішкі газ құбырларының (бұдан әрі газ құбырлары) саңылаусыздығын ауамен тексеру қажет.

Саңылаусыздығын ауамен тексеру үшін газ құбырын өндіріс жобасына сәйкес сызықты арқаумен немесе тұйықтағыштармен жабылған және газ пайдалану құрылғысы алдынан ілмекті арқаумен шектелген жекелеген үлескілерге нақты типті арқау үшін қысым ауытқуын ескере отырып бөлу керек.

Егер арқау, жабдықтар немесе құралдар сынама қысымға есептелмеген болса, олардың орнына тексеру кезеңіне тұйықтағыштар орнатуға болады.

Тұрғын үй, қоғамдық, тұрмыстық, әкімшілік, өндірістік ғимараттар мен қазандықтардың газ құбырларын сөндіргіш құрылғы үлескісінде газ пайдалану құралы шүмегіне енетін жерге дейін тексеру қажет.

Газ құбырларын тексеруді пайдаланатын ұйым өкілінің қатысуымен құрылыс ұйымы жүргізеді.

Тексеру нәтижелерін құрылыс төлқұжатына жазу арқылы рәсімдейді.

11.4.2 Саңылаусыздығын тексеру алдында газ құбырының ішкі қуысы жұмыс өндірісі жобасына сәйкес тазартылуы керек. Ішкі газ құбырлары мен ГРО (ГРҚ) газ құбырларының ішкі қуыстарын монтаждау алдында ауа үрлеу арқылы жүргізген дұрыс.

11.4.3 Газ құбырларын тексеру үшін дәлділік класы 0,15 монометрлер қолданылады. Дәлділік класы 0,40 және 0,6 монометрлер пайдалануға да рұқсат етіледі. Тексеру қысымы 0,01 Мпа дейін болғанда V-тәрізді сұйықтықтық (су толтырғышы бар) монометрлер қолданылады.

11.4.4 Жерасты газ құбырларын орға орнатып, құбырдың жоғарғы түзушісінен жоғары 0,2 м кем емес биіктікте топырақ үймесін жасағаннан кейін немесе орды толық жапқаннан кейін тексереді.

Болат газ құбырларының дәнекерлі жапсарлары толық оқшаулануы керек.

11.4.5 Саңылаусыздығын тексеруді бастағанға дейін газ құбырларын топырақ температурасы мен газ құбырындағы ауа температурасы теңелуі үшін қажетті уақыт ішінде сынама қысымда ұстайды.

Жер беті және ішкі газ құбырларын тексергенде өндіріс жұмысы жобасында қарастырылған қауіпсіздік шараларын сақтау керек.

11.4.6 Газ құбырларының саңылаусыздығын тексергенде газ құбырына сығылған ауа жіберіп, онда тексеру қысымын тудырады. Тексеру қысымының мәні және жер асты болат газ құбырлары мен мыс газ құбырларын қысым астында ұстау уақыты 23 кестеге сәйкес анықталады.

Полиэтилен газ құбырының жер астында болат газ құбырына ауысатын жерінде газ құбырларын тексеруді жеке жүргізеді:

- жерасты полиэтилен газ құбырын ажыратылмайтын қосылыстарымен бірге полиэтилен газ құбырларын тексеру нормалары бойынша тексереді;
- болат газ құбыры үлескілерін болат газ құбырларын тексеру нормалары бойынша тексереді.

11.4.7 Полиэтилен құбырларды, болат жер үсті құбырларын, мыс құбырдан жасалған газ құбырларының ену жолдарын және ГРО техникалық құрылғыларын, сонымен қатар ғимараттардың ішкі газ құбырларын тексеру нормалары 24 кестеде берілген. Полиэтилен газ құбырларын тексеру кезінде сыртқы ауа температурасы минус төмен болмауы керек.

*11.4.8 Құтыға салынатын жерасты газ құбырларын жасанды және табиғи кедергілерден өтетін жерлерде тексеруді үш кезеңде жүргізеді:

- 1) өткелді дәнекерлегеннен немесе интерференциялық механикалық қосылысты орнатқаннан кейін орнына қойғанға дейін;
- 2) өткелді орнына қойып толық көмгенге дейін;
- 3) негізгі газ құбырымен бірге.

Толық монтаждап өткелді көмгеннен кейін пайдаланушы ұйымның келісімі бойынша тексеру жүргізбеуге болады.

Көп қабатты құбырлардан жасалған ішкі газ құбырларын тексеру екі кезеңде жүзеге асырылады.

- 1) 10 минут бойы 0,1 МПа қысыммен беріктігін тексеру;
- 2) 10 минут бойы 0,015 МПа қысыммен саңылаусыздығын тексеру.

Ауысу үлескілерін төмендегі жағдайларда негізгі газ құбырымен бірге бір кезеңде жүргізуге жол беріледі:

- ауысу шегінде қосылыстардың болмауы;
- көлбеу бағытталған бұрғылау әдісін пайдалану;
- ауысу шегінде ЗН бөлшектері бар полиэтилен құбырларды дәнекерлеу үшін автоматтану дәрежесі орташа немесе жоғары дәнекерлеу құралдарын пайдалану.

Газ құбырларын және зауыт жағдайында дайындалған ГРОБ, ГРОШ, ГРҚ техникалық құрылғыларын тексеру шарттары ГРО арналған тексеру нормалары бойынша белгілейді.

ГРҚ монтаждау кезінде енгізу газ құбырындағы газ құбырының сөндіргіш құрылғыдан ғимарат ішіндегі алғашқы сөндіргіш құрылғыға дейінгі аралықта жер үсті газ құбыры нормалары бойынша тексереді. Газ құбырлары мен ГРҚ техникалық құрылғыларының бірінші сөндіргіш құрылғыдан бастап қысым реттеушіге дейін кіру қысымы бойынша ішкі газ құбырларына арналған нормалар бойынша тексереді.

(Өзгерт.ред. – ҚТҮКШІК 20.06.2025 ж. №96-НҚ бұйрық)

23 кесте – Тексеру қысымы шамасы және қысым астында ұстау уақыты

Газдың жұмыс қысымы, МПа	Оқшаулау жабыны түрі	Тексеру қысымы, МПа	Тексеру ұзақтығы, сағ
0,005 дейін	Оқшаулау жабыны түріне тәуелсіз	0,6	24
0,005 - 0,3 қоса алғанда	Битумді мастика, полимерлі жабысқақ таспа	0,6	24
	Экструдирленген полиэтилен, шыны эмаль	1,5	24
0,3 - 0,6 қоса алғанда	Битумді мастика, полимерлі жабысқақ таспа	0,75	24
	Экструдирленген полиэтилен, шыны эмаль	1,5	24
0,6 - 1,2 қоса алғанда 0,6 - 1,6 қоса алғанда (СКГ үшін)	Оқшаулау жабыны түріне тәуелсіз	1,5	24
	Оқшаулау жабыны түріне тәуелсіз	2,0	24
0,005 қоса алғанда тарату газ құбырымен жеке салынған газ ену жолдары	Оқшаулау жабыны түріне тәуелсіз	0,3	2

24 кесте – Газ құбырларын, ГРО техникалық құрылғыларын және ғимараттардың ішкі газ құбырларын тексеру нормалары

Газдың жұмыс қысымы, МПа	Тексеру қысымы, Мпа	Тексеру ұзықтығы, сағ
Полиэтил газ құбырлары		
0,005 қоса алғанда	0,3	24
0,005 - 0,3 қоса алғанда	0,6	
0,3 - 0,6 қоса алғанда	0,75	
0,6 - 1,2 қоса алғанда	1,5	
Жерүсті газ құбырлары		
0,005 қоса алғанда	0,3	1
0,005 - 0,3 қоса алғанда	0,45	
0,3 - 0,6 қоса алғанда	0,75	
0,6 - 1,2 қоса алғанда	1,5	
1,2 - 1,6 қоса алғанда (СКГ үшін)	2,0	

**24 кесте – Газ құбырларын, ГРО техникалық құрылғыларын және ғимараттардың
ішкі газ құбырларын тексеру нормалары (жалғасы)**

Газдың жұмыс қысымы, МПа	Тексеру қысымы, Мпа	Тексеру ұзықтығы, сағ
Газ құбырлары және ГРО техникалық құрылғылары		
0,005 қоса алғанда	0,3	12
0,005 - 0,3 қоса алғанда.	0,45	
0,3 - 0,6 қоса алғанда	0,75	
0,6 - 1,2 қоса алғанда	1,5	
Ғимарат ішіндегі газ құбырлары, ГРҚ газ құбырлары және техникалық құрылғылары		
Тұрғын үйлердегі қысымы 0,003 дейінгі газ құбырлары	0,01	5 мин
Қазандықтардың, қоғамдық, әкімшілік, тұрмыстық өндірістік газ құбырлары, қысымы:		
0,005 дейін	0,01	1
0,005 - 0,1 қоса алғанда	0,1	
0,1 - 0,3 қоса алғанда	Жұмыс қысымынан 1,25 бірақ 0,3 артық емес	
0,3 - 0,6 қоса алғанда	Жұмыс қысымынан 1,25 бірақ 0,6 артық емес	
0,6 -1,2 қоса алғанда	Жұмыс қысымынан 1,25 бірақ 1,2 артық емес	
1,2 - 1,6 қоса алғанда (СКГ үшін)	Жұмыс қысымынан 1,25 бірақ 1,6 артық емес	

Қысым реттеушіден кейін орналасқан газ құбырлары және ГРҚ техникалық құрылғыларын сәйкес қысымды ішкі газ құбырларына арналған нормалар бойынша тексеру қарастырылады.

Мыс құбырдан жасалған газ құбырларын тексеруді болат газ құбырларына арналған нормалар бойынша жүзеге асырады.

11.4.9 Егер тексеру кезінде газ құбырындағы қысым өзгермесе, яғни дәлділік класы 0,6 манометрінде қысымның көзге көрінерлік төмендеуі анықталмаса, ал дәлділік класы 0,15 және 0,4 манометрлерде және сұйықтықтық манометрде қысымның межеліктің бір бөлінісі шегінде анықталса саңылаусыздықты тексеру нәтижесін оң деп есептейді.

Газ құбырын тексеруді аяқтағанда қысымды атмосфералық қысымға дейін төмендетіп, автоматиканы, арқауды, жабдықтарды, бақылау-өлшеу құралдарын орнатады және газ құбырын 10 минут бойы жұмыс қысымында ұстайды. Ажыратқыш қосылыстар саңылаусыздығын сабынды эмульсиямен тексереді.

ҚР ЕЖ 4.03-101-2013*

Газ құбырларын тексеру кезінде анықталған ақауларды газ құбырындағы қысымды жұмыс қысымына дейін төмендеткеннен кейін ғана жою керек.

Газ құбыры саңылаусыздығын тексеру нәтижесінде анықталған ақауларды жойғаннан кейін қайталап тексеру жүргізеді.

Тексерістен кейін дәнекерленген газ құбырлары жапсарларын физикалық бақылау әдісімен тексеру қажет.

11.4.10 Сығылған көмірсутекті газдардың сұйық және бу фазалары бойынша резервуарларды қысым астында жұмыс жасайтын ыдыстарды қауіпсіз пайдалану және орнату Ережелері талаптарына сәйкес тексереді [6].

А қосымшасы

(ақпараттық)

Коммуналды – тұрмыстық қажеттіліктерге газ шығыны нормалары

А.1 кестесі- Коммуналды –тұрмыстық қажеттіліктерге газ шығыны нормалары

Газ тұтынушылар	Газ тұтыну көрсеткіші	Жылу шығыны нормалары, МДж (мың.ккал)
1. Халық		
Пәтерде газ пеші орталықтандырылған ыстық су және газбен қамту болған жағдайда: Табиғи газ СКГ	Жылына 1 адамға Солай	4100 (970) 3850 (920)
Пәтерде газ пеші газ су жылытқышы (орталықтандырылған ыстық сумен қамту болмағанда) және газбен қамту жағдайында: Табиғи газ СКГ	" "	10000 (2400) 9400 (2250)
Пәтерде газ пеші бар болғанда және орталықтандырылған ыстық сумен қамту және газдық су жылыту болмаған жағдайда газбен қамту: Табиғи газ СКГ	" "	6000 (1430) 5800 (1380)
2. Халыққа тұрмыстық қызмет көрсету кәсіпорындары		
Кір жуу фабрикалары: Механизмделген кір жуатын орындарда кір жууға Механизмделмеген құрғату шкафтары бар кір жуатын орындарда Құрғату және үтіктеу қызметі бар механизмделген кір жуатын орындарда Залалсыздандыру камералары: Киім мен кірді бу камераларында залалсыздандыру Киім мен кірді ыстық ауалы камерада залалсыздандыру	1 т құрғақ кірге Солай " " "	8800 (2100) 12600 (3000) 18800(4500) 2240 (535) 1260 (300)
Моншалар: Ваннасыз жуыну Ваннада жуыну	1 жууға Солай	40 (9,5) 50 (12)
3. Қоғамдық тамақтану орындары		
Асханалар, мейрамханалар, дәмханалар: Түскі ас дайындауға (кәсіпорынның өткізгіштік қабілетіне тәуелсіз) Таңғы немесе кешкі ас дайындауға	1 түскі асқа 1 таңғы немесе кешкі асқа	4,2(1) 2,1 (0,5)

А.1 кестесі-Коммуналды –тұрмыстық қажеттіліктерге газ шығыны нормалары (жалғасы)

Газ тұтынушылар	Газ тұтыну көрсеткіші	Жылу шығыны нормалары, МДж (мың.ккал)
4. Денсаулық сақтау ұйымдары		
Ауруханалар, әйелдер босанатын орындар: Тағам дайындауға	Жылына 1 төсекке Солай	3200 (760) 9200 (2200)
Шаруашылық-тұрмыстық қажеттіліктерге және емдеу шараларына астық су дайындау (кір жуудан басқа)		
5. Нан және кондитерлік бұйымдар кәсіпорны		
Нан зауыты, комбинат, наубайхана: Қалыптық нан пісіру	1 т бұйымға солай	2500 (600) 5450 (1300)
Батондар, бөлкелер, кондитерлік бұйымдар (торт, тәтті тоқаш, бәліштер және т.б.)	"	7750 (1850)
1 Ескертпе - Кестеде берілген тұрғын үйлерге жылу шығыны нормалары үй жағдайында кір жууға кеткен жылу шығынын ескереді. 2 Ескертпе - Газды мектептердің, ЖОО, техникумдардың және басқа да арнайы оқу орындарының зертханалық қажеттіліктеріне қолданғанда жылу шығыны нормасын бір оқушыға жылына 50 МДж(12 мың ккал) қабылдау керек.		

Б қосымшасы*(ақпараттық)***Жер беті (жер үсті топырақ үймесіз) газ құбырларының ғимараттар мен құрылыстардан минималды қашықтығы****Б.1 кестесі * - Жер беті (жер үсті топырақ үймесіз) газ құбырларының ғимараттар мен құрылыстардан минималды қашықтығы**

Ғимараттар мен құрылыстар	Қысымы МПа газ құбырларынан минималды қашықтық, м			
	0,005 дейін	0,005 - 0,3	0,3 - 0,6	0,6 - 1,2 (табиғи газ), 0,6 - 1,6 (СКГ)
1 А және Б санаттарындағы өндірістік кәсіпорындар және қазандықтар ғимараттары	5	5	5	10
2 В1 - В4, Г және Д санаттарындағы өндірістік кәсіпорындар және қазандықтар ғимараттары	-	-	-	5
3 отқа тұрақтылығы бойынша I-III санатты, құрылымдық өрт қаупі бойынша С1 және С1 кдастарына жататын тұрғын үй, қоғамдық, әкімшілік және тұрмыстық ғимараттар	-	-	5	10
4 отқа тұрақтылығы бойынша IV санатты, құрылымдық өрт қаупі бойынша С2 және С3 кдастарына жататын тұрғын үй, қоғамдық, әкімшілік және тұрмыстық ғимараттар		5	5	10
5 Жеңіл тұтанатын сұйықтықтардың ашық жер беті (жерүсті) қоймалары, сыйымдылығы, м ³ :				
1000 - 2000	30	30	30	30
600 - 1000	24	24	24	24
300 - 600	18	18	18	18
300 дейін	12	12	12	12
Жанатын сұйықтықтар сыйымдылығы, м ³ :				
5000 - 10000	30	30	30	30
3000 - 5000	24	24	24	24
	18	18	18	18
	12	12	12	12
1500 - 3000	10	10	10	10
1500 дейін				
Жабық жер беті (жерүсті) жеңіл тұтанатын және жанғыш сұйықтықтар қоймасы				

**Б.1 кестесі * - Жер беті (жер үсті топырақ үймесісіз) газ құбырларының
ғимараттар мен құрылыстардан минималды қашықтығы (жалғасы)**

Ғимараттар мен құрылыстар	Қысымы МПа газ құбырларынан минималды қашықтық, м			
	0,005 дейін	0,005 - 0,3	0,3 - 0,6	0,6 - 1,2 (табиғи газ), 0,6 - 1,6 (СКГ)
6 Ойыс ұшынан бастап темір жол және трамвай жолдары (жақын рельстерге дейін)	3	3	3	3
7 Жер асты инженерлік желілер – су құбыры, кәріз, жылулық желі, телефонды, электрлік шоғырсымды блоктар (тіреу түпнегізі шетінен)	1	1	1	1
8 Авто көлік жолдары (жиектеме тасынан, жол жол жабыны жиегінен)	1,5	1,5	1,5	1,5
9 Ашық тарату құрылғысының және ашық бекеттің қоршауы	10	10	10	10
10 Ауа электр беру желілер	ЭОЕ сәйкес [2]			
Ескертпелер <-> таңбасы қашықтық реттелмейтінін білдіреді. Бұл жағдайда қашықтық газ құбырын пайдалану қолайлылығы және осы ережелер жинағының газ құбырларының сөндіргіш құрылғылары және ағыс кезіндегі газ жинақталу мүмкіндігін болдырмау бөлімі бойынша талаптарын сақтай отырып белгілейді. Адамдар топталып жиналатын орындардан (стадион, сауда орталықтары, театр, мектеп, бала бақшы, аурухана, шипажай, демалыс орындары және т.б.) газ құбырларының ара қашықтығын қысымға тәуелді (осы кестесі-ге сәйкес) сәйкесінше белгілейді: 5;10;15;20 м. 2 Инженерлік-техникалық желілерді арнаға тартқанда 7 тармақта көрсетілген қашықтық шамалары арнаның сыртқы қабырғасынан бастап есептеледі. 3 Тіреудің шығыңқы бөліктері 6-8 графиктерде көрсетілген қашықтықты жақандату өлшемдері шегінде болғанда осы шығыңқы бөліктерден анықтайды. 4 Тіреулерді ойыстарға немесе автокөлік жолдары жабынына, магистралдық көшелер мен жолдарға, темір жол және трамвай жолдарына орнатуға тыйым салынады. Бұл жағдайда шеткі тіреуден сеппе жақтауына дейінгі ара қашықтық жер тығыздығы тұрақтылығын қамтамасыз ету шарттарына сай белгіленеді. 5 Темір жол және трамвай жолдарының, автокөлік жолдарының, магистралдық көшелер мен жолдардың қисық сызықты үлескілерінде жер беті газ құбырларының тіреулерінің шығыңқы бөліктеріне дейінгі қашықтықты көлік бұрышының шығу шамасына арттыру қажет. 6 Мүдделі ұйымдармен келісілген жағдайда жерүсті газ құбырлары тіреулерін қиылысатын жер асты инженерлі-техникалық қамтамасыз ету желілеріне орнатуға болады, бұл жағдайда оларға жүктеме түпнегізден келмеуі және жөндеу жұмыстары мүмкіндігі қамтамасыз етілуі керек. 7 Газ құбырлары немесе олардың тіреулеріне дейінгі қашықтық жолдың жекелеген бөлімдерінде тығыздалған жағдайларда арнайы өтемақы шаралар қолдану арқылы азайтуға болады.				

Б.1 кестесі * - Жер беті (жер үсті топырақ үймесісіз) газ құбырларының ғимараттар мен құрылыстардан минималды қашықтығы (жалғасы)

8 Жеңіл тұтанатын немесе жанғыш сұйықтықтарды жер астында сақтаған жағдайда 5 тармақта көрсетілген арақашықтықтарды 50 % дейін азайтуға болады.

9 ГРО енетін және шығатын газ құбырлары үшін газ шығынын есептеу орындарының 1 тармақта көрсетілген қашықтық шамалары нормаға сай реттелмейді.

10 ГРО жатпайтын газ құбырларының ара қашықтығын 5 кестесі- бойынша анықтайды.

11 Газ құбырлары мен жақын ағаштардың ара қашықтығы газ құбырын пайдаланудың барлық мерзімінде ағаштар биіктігінен аз болмауы тиіс.

12 Газ құбыры темір жол, автокөлік жолдары, магистралдық көшелер мен жолдар және трамвай жолдарының қиылысында олардың гшаз құбыры тіреулеріне дейінгі ара қашықтығын 6,8 тармақтарға сәйкес белгілейді.

*13 Газ құбырларын ғимарат қасбеттерінен тартқанда олардың көлденең ара қашықтығы пайдаланудың қолайлы жағдайларына байланысты, алайда 0,5 диаметрден кем емес шамада қабылданады. Бұл жағдайда ғимаратқа енетін жердегі құты ішінде қосылыстардың болмауы талабын орындау қажет. *(Өзгерт.ред. – ҚТҮКШІК 20.06.2025 ж. №96-НҚ бұйрық)*

14 Лай көшкіні, эрозия және басқа да қолайсыз құбылыстардың болжалды шегінен газ құбыры тіреулеріне дейінгі ара қашықтық 5 м кем емес шамада қабылданады.

В қосымшасы*(ақпараттық)***Жерасты (жерүсті топырақ үймесімен жабылған) газ құбырларының ғимараттар мен құрылыстарға дейінгі минималды қашықтығы****В.1 кестесі- Жерасты (жерүсті топырақ үймесімен жабылған) газ құбырларының ғимараттар мен құрылыстарға дейінгі минималды қашықтығы**

Ғимараттар мен құрылыстар	Тік бағыттағы және қиылысу кезіндегі минималды қашықтық, м	Газ құбыры қысымы МПа болғанда көлденеңінен минималды қашықтық, м			
		0,005 дейін	0,005 - 0,3	0,3 - 0,6	0,6 - 1,2
1 Су құбыры, қысымды кәріз	0,2	1,0	1,0	1,5	2,0
2 Өздігінен ағатын тұрмыстық кәріз (су жинау, құрғату, жауындық)	0,2	1,0	1,5	2,0	5,0
3 Жылулық желілер: Арнаның сыртқы қабырғасынан, тоннелден, арнасыз төсеме қабығынан	0,2	0,2	2,0	2,0	4,0
	0,2	1,0	1,0	1,5	2,0
4 Газ қысымы 1,2 МПа дейін (табиғи газ); 1,6 МПа дейін (СКГ) газ құбырлары: Бір орға қатар тартқанда Параллель тартқанда	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4
	0,2	1,0	1,0	1,0	1,0
5 Кернеуі 35 кВ дейін; 110 - 220 кВ күш шоғырсымдары	ЭОЕ сәйкес [2]				
6 Байланыс шоғырсымдары	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0
7 Арналар, тоннелдер	0,2	2,0	2,0	2,0	4,0
8 Қоныстанған аумақтағы мұнай өнімдері құбыры: - болат газ құбырлары үшін - полиэтилен газ құбырлары үшін	0,35	2,5	2,5	2,5	2,5
	0,35*	20,0	20,0	20,0	20,0
Магистралдық құбыр жолдары	0,35*	-	ҚНЖЕ 2.05.06 бойынш		
9 Ғимараттар мен құрылыстардың газ құбырларына дейінгі түпнегізі, шартты өту жолы: - 300 мм дейін - 300 мм астам	-	2,0	4,0	7,0	10,0
	-	2,0	4,0	7,0	20,0

В.1 кестесі - Жерасты (жерүсті топырақ үймесімен жабылған) газ құбырларының ғимараттар мен құрылыстарға дейінгі минималды қашықтығы (жалғасы)

Ғимараттар мен құрылыстар	Тік бағыттағы және қиылысу кезіндегі минималды қашықтық, м	Газ құбыры қысымы МПа болғанда көлденеңінен минималды қашықтық, м			
		0,005 дейін	0,005 - 0,3	0,3 - 0,6	0,6 - 1,2
10 Түпнегізі жоқ ғимараттар мен құрылыстар	-	Газ құбырын тарту мен пайдалану кезінде жұмыс өндірісінің мүмкіндігі мен қауіпсіздігі шарттарынан			
11 Жеке тұрған тіреулердің, эстакадалар мен қоршаулардың оның ішінде байланыс желісінің және темір жол байлынысының түпнегіздері	-	1,0	1,0	1,0	1,0
12 Жалпы желі темір жолдары және кәсіпорындардың сыртқы келу темір жолдарының сеппе жақтауынан ойыстың жоғары бетіне дейін (шеткі рельс нөлдік белгіде): елді мекен аралық газ құбырларына дейін газ тарату желісіне дейін және тығыздалған жағдайда елді мекен аралық газ құбырларына дейін	Аталмыш ережелер жинағы бойынша жұмыс өндірісі тәсіліне тәуелді	50 3,8	50 4,8	50 7,8	50 10,8
13 Кәсіпорынның ішкі келу темір жолдары	Аталмыш ережелер жинағы бойынша жұмыс өндірісі тәсіліне тәуелді	2,8	2,8	3,8	3,8
14 Автокөлік жолдары, магистралдық көшелер мен жолдар: жол шетінің жиектеме тасынан, сеппе шетінен	Аталмыш ережелер жинағы бойынша жұмыс өндірісі тәсіліне тәуелді	1,5 1,0	1,5 1,0	2,5 1,0	2,5 1,0

В.1 кестесі- Жерасты (жерүсті топырақ үймесімен жабылған) газ құбырларының ғимараттар мен құрылыстарға дейінгі минималды қашықтығы (жалғасы)

Ғимараттар мен құрылыстар	Тік бағыттағы және қиылысу кезіндегі минималды қашықтық, м	Газ құбыры қысымы МПа болғанда көлденеңінен минималды қашықтық, м			
		0,005 дейін	0,005 дейін	0,005 дейін	0,005 дейін
15 Кернеуі бар электр беру жер үсті желілерінің тіреулерінің түпнегізі	ЭОЕ сәйкес [2]				
16. Ағаш діңі өсі	-	1,5	1,5	1,5	1,5
17 Авто жанарамай құю бекеттері, оның ішінде АГҚБ	-	20	20	20	20
18 Зираттар	-	15	15	15	15
19 А,Б жабық қойма ғимараттары (өндірістік кәсіпорын аумағынан тыс) газ құбырына дейін, шартты өту жолы: 300 мм дейін 300 мм артық В, Г және Д санаттары бойынша осылай, газ құбырларының шартты өту жолы: 300 мм дейін 300 мм артық	- - - -	9,0 9,0 2,0 2,0	9,0 9,0 4,0 4,0	9,0 9,0 7,0 7,0	10,0 20,0 10,0 20,0
20 Суармалы арна жиегі (шөкпейтін топырақта)	Осы ережелер жинағына сәйкес	1,0	1,0	2,0	2,0
1 Ескертпе - Жоғарыда көрсетілген ара қашықтықтар кәсіпорындарға олардың дамуын ескере отырып берілген шекаралардан қабылданады; жеке тұрған ғимараттар мен құрылыстар үшін – олардың шығыңқы бөліктерінен; көпірлер үшін – конус етегінен. 2 Ескертпе - «-» таңбасы бұл жағдайда газ құбырын төсеуге тыйым салынатындығын білдіреді. 3 Ескертпе - Полиэтилен газ құбырларын құбыр жолдары, қоймалар мен резервуарлар маңына тарту кезінде полиэтиленге қатысты күшті ықпал ететін заттардан (орталар) 20 м кем емес қашықтыққа орнатады. 4 Ескертпе - «*» таңбасы полиэтилен газ құбырларын қиылысқан жерінде екі жағынан 10 м шығып тұратын құтыға салу керектігін білдіреді.					

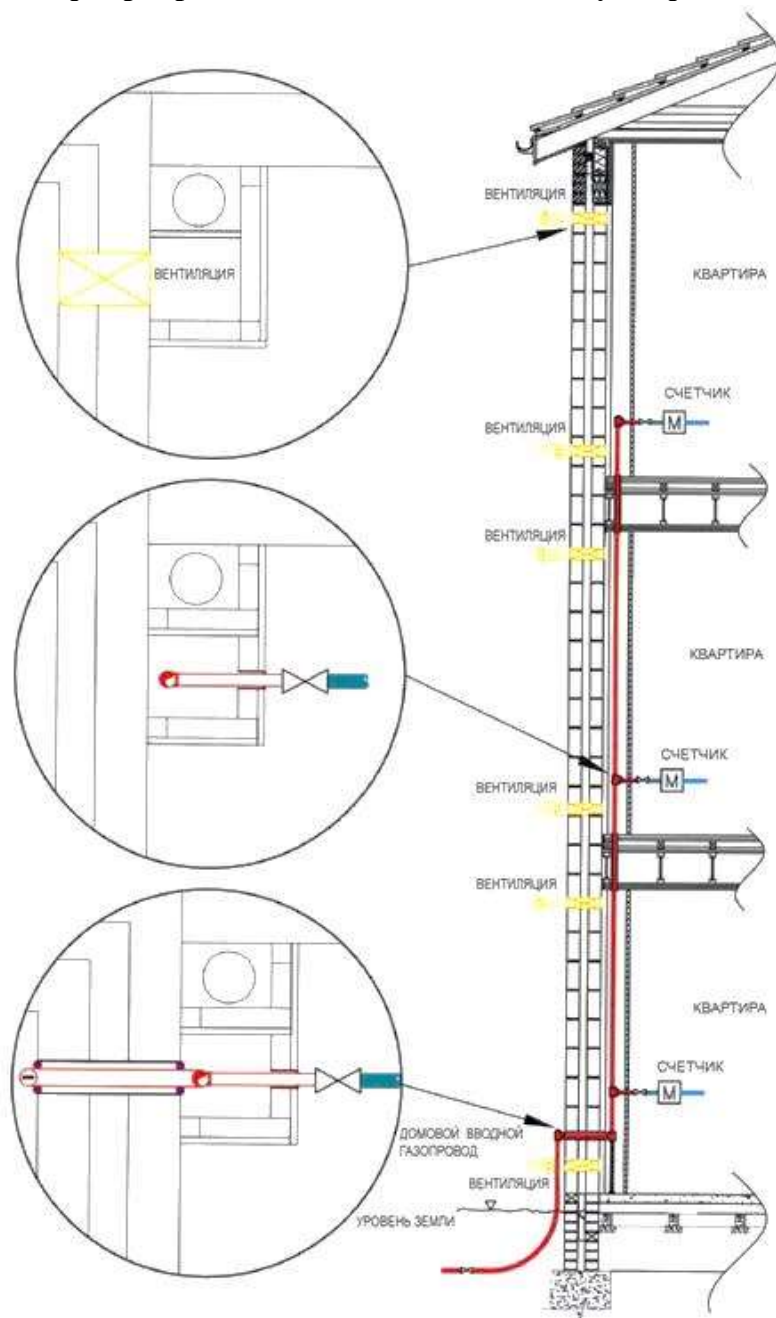
В.1 кестесі- Жерасты (жерүсті топырақ үймесімен жабылған) газ құбырларының ғимараттар мен құрылыстарға дейінгі минималды қашықтығы
(жалғасы)

5 Ескертпе - СКГ газ құбырларынан ғимараттар мен құрылыстарға, оның ішінде инженерлік қамту желілеріне дейін қашықтықты табиғи газ үшін белгілеу керек.

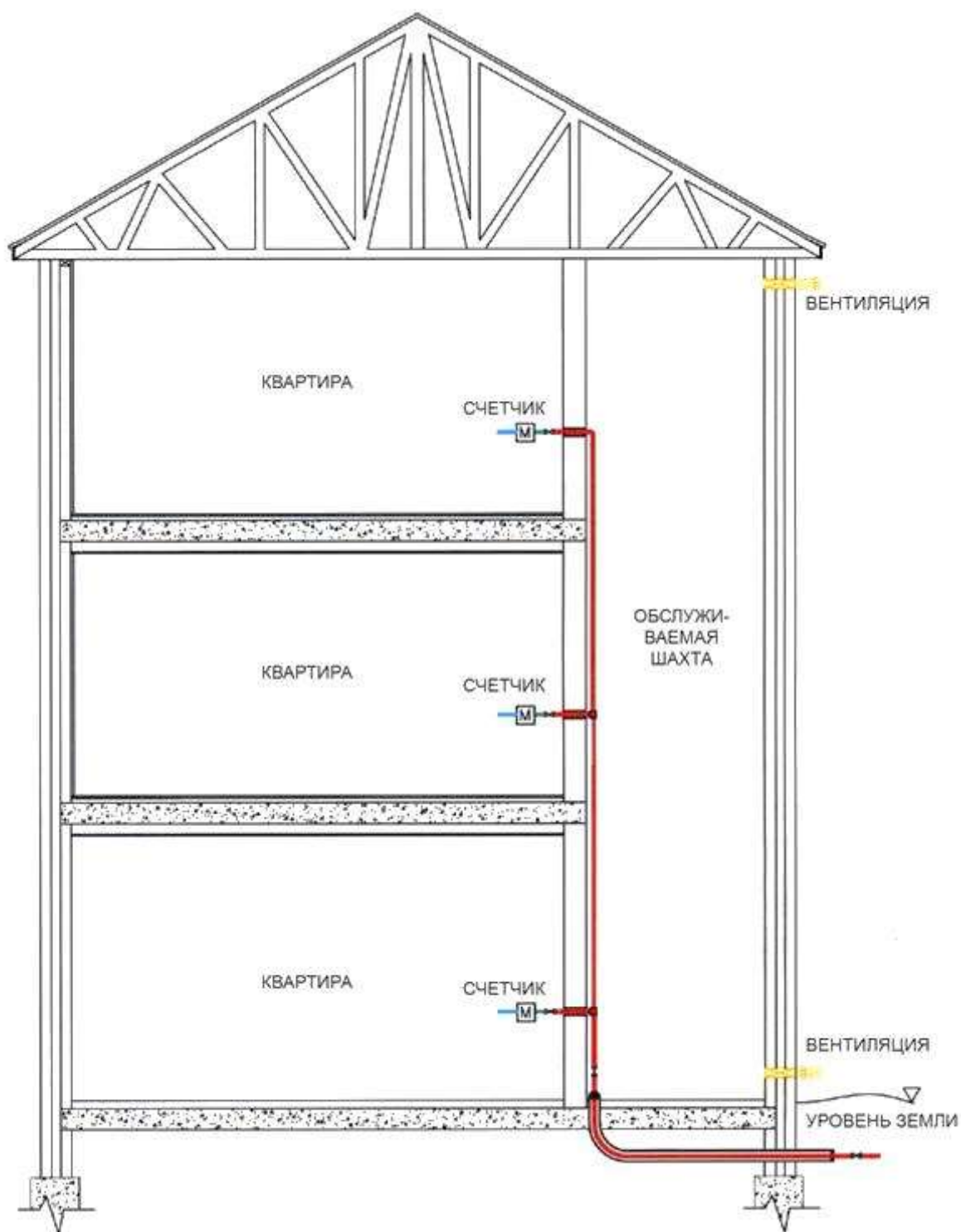
6 Ескертпе - I –IV санатты газ құбырларын 15 м қашықтыққа тартқанда, ал ерекше жағдайлары бар үлескілерде барлық бағыттардағы ғимараттардан 50 м қашықтықтарда тартқанда жер асты инженерлік коммуникациялардың кіру және шығу жолдарын саңылаусыздандырады.

Г қосымшасы
(ақпараттық)

Ішкі газ құбырларына қол жетімділікті шектеудің үлгілік шешімдері



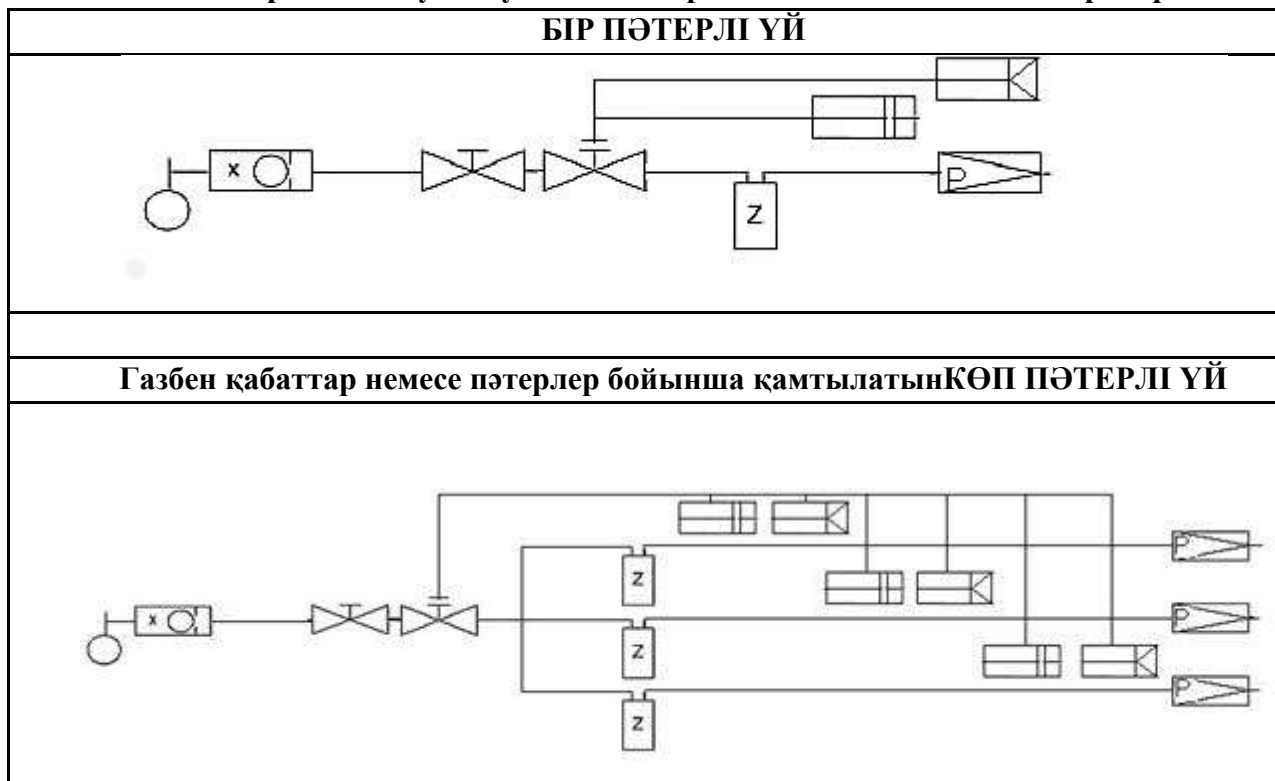
Г.1 сурет – Желдетілетін штарбтағы газ құбыры.



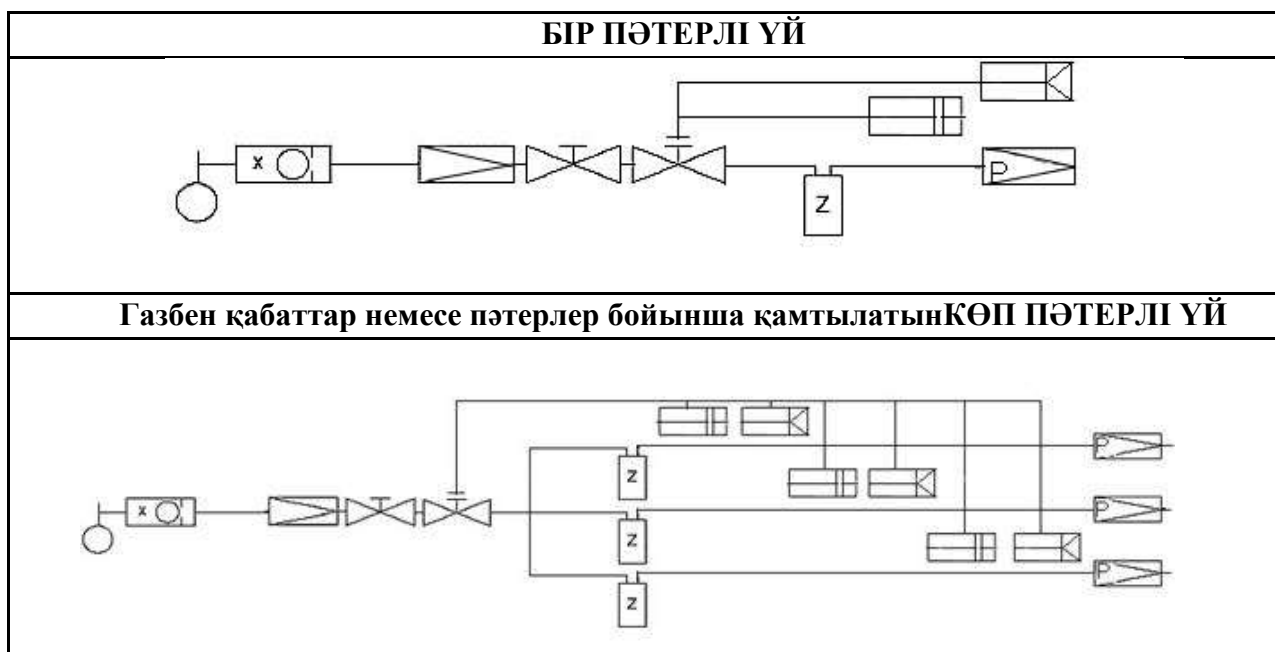
Г.2 сурет – Желдегілетін шахтадағы газ құбыры.

Д қосымшасы
(ақпараттық)

Ғимарат газдануы қауіпсіздігіне арналған негізгі белсенді шаралар

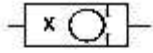
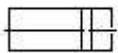
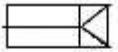
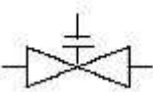
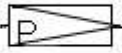


Д.1 сурет- Сыртқы газ құбырында 0,0025 МПа (250 мм су бағ)- 0,005 МПа аралығындағы қысым жағдайындағы белсенді қауіпсіздік шаралары және газ қысымын реттеу құралдары



Д.2 сурет – Сыртқы газ құбырында 0,005 МПа - 0,6 МПа аралығындағы қысым жағдайындағы белсенді қауіпсіздік шаралары және газ қысымын реттеу құралдары

Д.1 кестесі - Д.1 және Д.2 суреттерінің шартты белгілері:

	Негізгі сөндіру құрылғысы (көтергіш)
	Газ қысымын реттеуші (реттеуші)
	Газ шығыны бойынша ілмекті қақпақша (контроллер)
	Есептегіш
	Газдылық бергіші
	Өрт хабарлаушысы
	Электромагнитті қақпақша
	Реттеуші-тұрақтандырушы

Е* қосымшасы
(ақпараттық)

ТҮТІНДІК ЖӘНЕ ЖЕЛДЕТУ АРНАЛАРЫ

Е.1* Осы қосымшада газды пайдаланатын жабдықтар, тұрмыстық жылыту және жылыту-пісіру пештері үшін түтін және желдету арналарын жобалауға ұсынылатын ережелер келтірілген.

Өндірістік ғимараттар мен қазандықтардың газ пайдалану қондырғыларынан түтін арналарын жобалау кезінде ҚР ҚН 4.02-05 және ҚР ЕЖ 4.02-105 талаптарын басшылыққа алу керек.

Жұмыс істеп тұрған қазандықтарды, өндірістік пештерді және басқа қондырғыларды қатты және сұйық отыннан газ отынына ауыстырған кезде газ-ауа трактінің тексеру есебі орындалуы керек (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШІК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

Е.2* Түтін және желдету каналдарының құрылғысы ҚР ЕЖ 4.02-101 талаптарына сәйкес болуы керек (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШІК 01.04.2019 ж. №46-НҚ бұйрық*).

Е.3 Газ пайдалану құрылғысының қоғамдық тамақтану, сауда, халыққа тұрмыстық қызмет көрсету ғимараттарына, тұрғын үйге орнатылған түтін арналарын тұрғын үй түтін арналарымен біріктіруге болмайды.

Жоғарыда аталған ғимараттардың желдетілуі дербес болуы қажет.

Е.4 Бір пәтерге сыйымды өлшемді кеңсе ғимараттарына орнатылған газ пайдаланатын жабдықтардың жану өнімдерін және желдетілуін тұрғылықты ғимараттардағыдай қарастыру керек.

Е.5* ҚР ҚН 4.02 - 01, ҚР ЕЖ 3.02-101 және ҚР ЕЖ 4.02-101 сәйкес ұжымдық (бөлек немесе коаксиалды) түтін арнасы бар көппәтерлі тұрғын үй ғимараттарында орнатылған қазандықтарды қоспағанда, тұрмыстық пештер мен газ пайдалану құрылғыларының жану өнімдерін түтіндік арнаға (түтін мұржасына) бұрғанда (бұдан әрі арна) әр пеш немесе құрылғы үшін ерекшеленген арна бойымен атмосфераға шығаруды қарастырады.

Қолданыстағы ғимараттарда бір арнаға ғимараттың бір немесе әртүрлі қабаттарында орналасқан екі пеш, құрал, қазандық немесе аппарат жалғауға жол беріледі, бұл жағдайда жану өнімдері әртүрлі деңгейдегі (бір –бірінен 0,75 м қашықтықта орналасқан) немесе бір деңгейдегі биіктігі 0,75 м кем емес арна арқылы шығарылады.

Тұрғын үй ғимараттарында бір тік түтін арнасына бірден көп газ пайдаланатын жылытқыш саңылаусыз жану камерасы және түтінді газдарды мәжбүрлі жою құрылғысы бар құрылғы жалғанады. Аталмыш құрылғыны ғимараттың әртүрлі қабаттарына орналастырады. Бір арнаға жалғанатын құрылғылар саны есептеу арқылы анықталады.

Тұрмыстық құрылғыларды ұзақ уақыт жанатын жылыту пеші арнасына жалғауға болмайды. (*Өзгерт.ред. – ҚТҮКШІК 12.08.2021 ж. №120-НҚ бұйрық*).

Е.6 Газ құрылғысы арналарын ғимараттың ішкі қабырғаларына орнатады немесе осы қабырғаларға қойылатын арналар қарастырылады.

Қолданыстағы ғимараттарда ғимараттың сыртқы қабырғасына орнатылатын жанбайтын материалдан жасалған түтіндік арналар пайдаланылады немесе оларға қойылатын арналар қарастырылады.

Е.7 Маусымды түрде қолданылатын газ пайдалану құрылғысын (ағынды су жылытқыш және т.б.) маусымды түрде жағылатын жылыту пеші арнасына олар бір қалыпты жұмыс жасаған жағдайда жалғауға болады, бұл жағдайда жалғанатын құрылғыдан жану өнімдерін жоюға арналған арнаның қиылысы жеткілікті болуы керек.

Газ пайдалану құрылғысының жалғастырғыш түтігін жылыту пешінің түтіндігі айналымына жалғау қажет емес.

Е.8 Арнаның қиылысу ауданы газ жалғанатын пайдаланатын құрылғының немесе пештің келте құбыры қиылысу ауданынан аз болмауы керек. Арнаға екі құрал, аппарат, қазандық немесе пеш жалғаған жағдайда оны олардың бір мезгілдегі жұмысын ескере отырып анықтау керек. Арналардың құрылымдық өлшемдері есептеу арқылы анықталады.

Е.9 Мейрамхана пештерінен, ас пісіру қазандарынан жану өнімдерін шығаруды әр құрылғы үшін жекелеме арна ретінде де, ортақ арна ретінде де қарастыруға болады. Бір-біріне тікелей жақын орнатылған газ пайдаланатын құрылғылардан жану өнімдерін шығару кезінде бір шатыр астына жіберіп, содан соң жинақ арнасына жинақтайды.

Бірнеше құралдарға ортақ жалғастырғыш құрылғылар қарастырылады.

Арналар мен жалғастырғыш түтіктердің қиылыстары бір арнаға және жалғастырғыш түтікке жалғанған барлық құралдардың бір мезгілдегі жұмысы жағдайын ескере отырып анықталады.

Е.10 Түтін арналарын кәдімгі керамикалық кірпіштен, сазды кірпіштен, ыстыққа тұрақты бетоннан, сонымен қатар бір қабатты ғимараттар үшін болат және асбестцемент құбырлардан жасауға болады. Кірпіштен жасалған арналардың сыртқы қабатын аязға тұрақтылығы ҚР ҚНЖЕ 5.02-02-2010 сәйкес кірпіштен жасау керек.

Сондай-ақ түтіндік арналар зауытта дайындалып, жинақтамада газ құрылғысымен жеткізілуі мүмкін.

Асбестцементті және болат құбырларды ғимараттан тыс орнатқанда немесе ғимарат шатыр асты жайы арқылы өткенде конденсат түзілуінің алдын алу үшін жылу оқшаулануы керек. Сыртқы қабырғалардағы түтіндік арналар құрылымы шық нүктесінен жоғары шығысындағы газ температурасын қамтамасыз етуі тиіс.

Арналарды шлакбетонды немесе басқа да тығыз емес және кеуекті материалдардан жасауға болмайды.

Е.11 Арналар тік және көлбеу емес болады. Арналарды бір жағына m дейінгі 30° ауытқуына жол берілері, бұл жағдайда арнаның еңкіш үлескілерінің қиылысу ауданы тік үлескілер қиылысынан аз болмауы керек.

Мейрамхана пештерінен, ас пісіру қазандарынан және осыған ұқсас газ құралдарынан жану өнімдерін шығару үшін еденнің жанатын және қиын жанатын құрылымы мен жабыны өртке қарсы өңделген жағдайда еденге жалпы ұзындығы 10 м артық емес көлденең арна үлескілерін орнатуға болады. Арналар тазарту үшін қол жетімді болуы тиіс.

Е.12 Газ пайдаланатын құрылғыны арнаға мырышталған болаттан немесе төсемеден жасалған, қалыңдығы mm кем емес жалғастырғыш түтіктермен, иілгіш горрфирленген металл келте құбырлармен немесе құрылғымен жинақтамада жеткізілетін элементтермен жалғайды.

Жаңа ғимараттарда жалғастырғыш түтіктердің көлденең үлескілерінің қосынды ұзындығы 3 м кем емес, қолданыстағы ғимараттарда – 6 м артық емес болуы керек.

Жалғастырғыш түтік газ құрылғысы орналасқан жаққа қарай 0,01 шамада еңкеюі керек.

Жалғастырғыш құбырларда дөңгелену радиусы құбыр диаметрінен кем емес үш айналым қарастырылады.

Жалғастырғыш құбырдың арнаға жалғасқан жерінен төмен тазалауға арналған орны бар еркін қол жетімді «қалта» құрылғысы қарастырылады.

Жылытылмайтын ғимараттар арқылы тартылатын жалғастырғыш құрылғылар жылу оқшаулануы тиіс.

Е.13 Газ пайдалану құрылғысынан жалғастырғыш құбырды тұрғылықты бөлмелер арқылы тартуға болмайды.

Е.14 Жалғастырғыш құбыр мен жанбайтын материалдан жасалған төбе немесе қабырғаның ара қашықтығы 5 см кем емес, ал жанатын және қиын жанатын материалдан жасалған қабырғалар мен төбеден – 25 см кем емес болуы керек. Ара қашықтықты 25 см-ден жанатын және қиын жанатын құрылым асбест бойымен қалыңдығы 3 мм кем емес төсемелік болатпен қорғалған жағдайда 10 см дейін азайтуға болады. Жылу оқшаулағыш жалғастырғыш құбыр өлшемдерінен әр жағынан 15 см шығыңқы болуы тиіс.

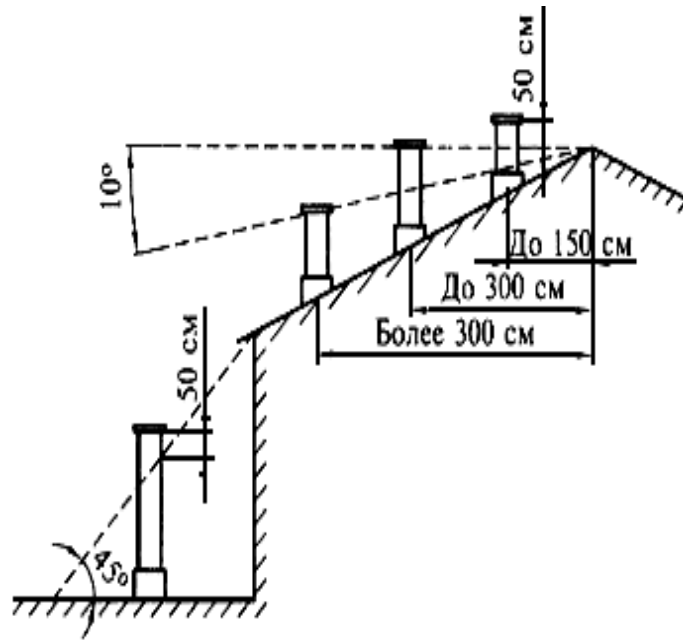
Е.15 Бір газ пайдалану құрылғысына бір арна жалғағанда және тұрақтандырғышы бар құрылғы жалғағанда жалғастырғыш түтіктерге тартқыш шибер қолданылмайды.

Жинақты түтіндікке тартқыш тұрақтандырғышы жоқ газ пайдалану құрылғысын жалғағанда жалғастырғыш құбырларда диаметрі 15 мм кертіктері бар шибер қарастырылады.

Е.16 Жылыту пешіне маусымды түрде пайдаланылатын газ жанарғысын орнатқанда пеш құрылымына шибер қарастырылуы тиіс. Үздіксіз жағылатын пештерге шибер орнатуға болмайды. Жылыту-қайнату пешін газдық отынға ауыстырғанда оның үш шибері болуы тиіс (біреуі – жазда пайдалануға, екіншісі – қыста пайдалануға және үшіншісі - желдеткіш).

Е.17 Газ пайдалану құрылғыларфының түтіндік арналары (Г.1. сурет):

- шатырдың қалқанынан немесе ойып жасалған атшасынан (көлденең есептегенде) олар 1,5 м қашықтықта орналасқан жағдайда 0,5 м биік;
- шатырдың қалқаны мен ойып жасалған атшасы 3 м қашықтықта орналасқан жағдайда қалқан мен атшамен бір деңгейде;
- құбырлар қалқан немесе атшадан 3 м қашықтықта орналасқанда атша немесе қалқаннан төмен қарай көкжиекке 10° бұрышпен жүргізілген түзуден төмен емес;
- арнаға жақын жерде ғимараттың биік бөліктері, құрылыстар немесе ағаштар бар болса, жел тіреуіші аймағынан 0,5 м кем емес биіктікте.



Е.1 сурет – Түтін арналарын ғимарат шатырына шығару сызбасы

Барлық жағдайларда шатырдың жауын бөлігіндегі құбыр биіктігі 0,5 м кем емес, ал біріккен (тегіс) шатыры бар үйлерде – 2,0 м кем емес болуы керек.

Кірпішті арналардың 0,2 м биіктіктегі сағасын атмосфералық ылғалдан цементті ерітінді қабатымен немесе шатырлық, мырышпен қапталған болат қалпақшамен жабу қажет. Арналарда желден қорғау құрылғыларын қарастыру керек.

Е.18 Қабырғалардағы түтін арналарын желдету арналарымен бірге жасайды. Бұл жағдайда олар барлық биіктігі бойымен саңылаусыз қабырға материалынан жасалған, қалыңдығы 120 мм кем емес қалқамен бөлінеді. Түтін арналарымен қатар орналасқан тартпалы желдету арналарының биіктігін түтін арнасы биіктігімен тең етіп алу керек.

Е.19 Жану өнімдерін желдету арналарына бұруға және түтіндік арналарға желдету торларын орнатуға болмайды.

Е.20 Жану өнімдерін атмосфераға газдандырылатын ғимарат қабырғасы арқылы жылытқыш газ пайдаланылатын саңылаусыз камерасы бар құрылғыдан тік арна орнатпастан және жану өнімдерін мәжбүрлі жоб құралдарын орнатпастан сыртқы қабырға арқылы шығаруға болады.

Е.21 Тұрғын үй қасбетіндегі түтін арналарының керткітері жылытқыш газ пайдаланатын құрылғыдан сыртқы қабырға арқылы жану өнімдерін шығарғанда газ пайдалану құрылғысын өндіруші кәсіпорынның монтаждау бойынша нұсқауына сәйкес орналастыру керек, ара қашықтығы:

- жер деңгейінен 2,0 м ;
- терезе, есік және ашық желдеткіш керткітер (торлар) көлденеңі бойынша 0,5 м;
- терезе, есік және желдеткіш торлардың жоғарғы бұрыштарынан 0,5 м;
- керткітер терезе астында орналасқан жағдайда терезеге дейін тігінен 1,0 м;

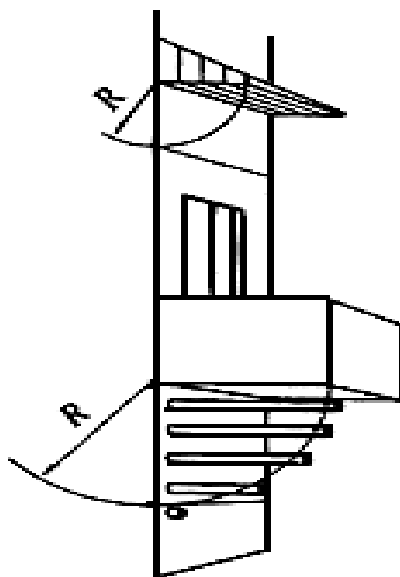
Аталғын қашықтықтар шыныблоктармен толтырылған терезе ойыстарына қатысты болмайды.

Арна керткітерін ғимарат қасбетіне желдеткіш тор астынан орнатуға болмайды.

Арнаның екі кертігі арасындағы ең аз қашықтық көлденеңінен 1,0 м, тігінен 2,0 м кем емес шамада қабылдау керек.

Түтіндік арна аспа, қылтима немесе ернеу астына орнатылған жағдайда аталмыш арна R радиуспен (Г.2. сурет) сипатталған шеңберден шыға алады.

Түтіндік арнаны сыртқы қабырға арқылы туннельдерге, жер асты өтпелеріне шығаруға болмайды.



Е.2 сурет - Аспа немесе қылтима астынан түтін арнасын орнату сызбасы

Е.22 Түтіндік арнасының герметикалық жану камерасы бар жылытқыш газ пайдаланатын құрылғыдан көлденең үлескісі ұзындығын сыртқы қабырға арқылы шығарылғанда 3 м кем емес шамада қабылдау керек.

Е.23 Жылулық қуаты 10 кВт дейін, жану өнімдерін газдандырылатын ғимаратқа бұратын газ пайдалану құрылғысы жану өнімдері аталмыш ғимараттың тартпа желдеткіш құралдары (арна, өстік желдеткіш) арқылы еркін шығуы қамтамасыз етілетіндей орналастырылады.

Е.24 Тұрғын үй ғимараттарында пәтерлерді жылытуға арналған жылытқыш газ пайдалану құрылғысы орнатылған бөлмелердің желдеткіш арналарын басқа бөлмелердің (тазалық бөлмесі, гараж, қойма және т.б.) желдеткіш арналарымен біріктіруге болмайды.

Е.25 Желдеткіш арналары ретінде басқа қолданыстағы түтіндік арналармен байланыспаған түтіндік арналарды пайдалануға болады.

Ауа шығынын есептеу қондырғысы бар толық жабылу мүмкіндігін болдырмайтын торлар газдандырылатын ғимараттардың тартпа желдеткіш арналары үшін қарастырылады.

Ж қосымшасы*(ақпараттық)***Үйкелме ұшқын қауіпсіздігін қамтамасыз ету бойынша еден материалына қойылатын талаптар****Ж.1 кестесі – Үйкелме ұшқын қауіпсіздігін қамтамасыз ету бойынша еден материалына қойылатын талаптар**

N p/c	Құрылымдық элементтер	Ұсынылатын материалдар
1	Еден жабындары	M100, M150, M200, M250 таңбалы ұшқын шығармайтын (әктасты) толтырғышы бар бетон. M100, M150, M200, M250 таңбалы 0-20 мм мәрмәр ұнтағы және ұсақ талшықты асбест түйіршіктері күйіндегі тығыздағышы бар бетон. Табиғи газбен қамту жүйесі аймақтарына және жарылыс қаупі бар ғимараттарға арналған ұсақ (диаметрі 5 мм дейін) тығыздағышы бар асфальт (газ ағыны кезінде еден жабыны тұтастығының бұзылу мүмкіндігіне және бірнеше мәрте қалпына келтіру жұмыстарын жүргізу қажеттігіне байланысты көмірсутекті сығылған газбен қамту жүйелері үшін ұсынылмайды.) МЕМСТ 6787 (өзгертулерімен) бойынша кіреукесі жоқ керамкалық тақта. Бетонды-мозаикалық тақта.
2	Баспалдақ басқыштары, жаяу жүргіншілік және басқа да алаңдар, эстакадалар	МЕМСТ 8568 бойынша қалыңдығы 4,0; 8,0 мм ромб тәрізді бұдырлы болат. ВИСЛ типті арнайы металл төсеме. МЕМСТ 380 бойынша көміртек мөлшері 0,22% аспайтын кәдімгі сапа таңбалы көміртекті құрылымдық болат. МЕМСТ 1050 бойынша көміртек мөлшері 0,24% аспайтын кәдімгі сапа таңбалы көміртекті құрылымдық болат.
3	Қоршаулар, терезе жақтаулары, фрамуга ашу және жабу механизмдері	Сұрыптық немесе беттік төмен сұрыпты МЕМСТ 1050 бойынша 10,20 және Ст3кп таңбаларының және МЕМСТ 380 бойынша Ст3сп таңбасының төменгі көміртекті болаттан жасалған ыстық тапталған прокаттары (швеллер, бұрыштық, жолақ, шыбық, тавр және т.б.) Болаттан жасалған иілген кескіндер. «Білік - төлке» үйкелу түйініндегі сырғу жылдамдығы 2,0 м/с аспауы керек.
4	Есіктер мен дарбазалар	Арнайы қорғаныш жабындары жоқ, бояулы және таттану белгілері жоқ төмен көміртекті болат.

1 Ескертпе - Граниттен жасалған едендерге және сипаттамасы бойынша қаттылығы мен тозуға тұрақтылығы, абразивтілігі қаптама материалдарды қолдануға болмайды.

2 Ескертпе - Металл құрылымдар бетінде жемірілудің түзілуінің алдын алу үшін перхлорвинил лак немесе (ПВХ) эмальдармен, майлы бояулармен (МА) бояу, сонымен қатар, мырышпен басқа да ұшқын шығармайтын материалдармен металдау ұсынылады. Бетті дайындау және төсеме бояу үшін МЕМСТ 8832 бойынша қалыңдығы 55-60 мкм екі қабат қажет.

II қосымшасы

(ақпараттық)

Дәнекерлі қосылыстардың сыртқы түрін бақылау үлгілерін рәсімдеу және бекіту тәртібі

И.1 Сыртқы түрдің бақылау үлгісі өзара немесе жалғастырғыш бөлшекпен жалғасқан, оның ішінде аталмыш ережелер жинағы талаптарына сай ЗН бөлшектер көмегімен жалғасқан полиэтиленді құбырлардың дәнекерлі қосылысы түрінде болады. Бақылау үлгісінің ұзындығы құбырдың екі бірлік диаметрінен кем болмауы және дәнекерлеу жапсары ортасында орналасуы тиіс.

И.2 Дәнекерлі қосылыс сыртқы түрінің бақылау үлгілерін әрбір құбыр тобынан және диаметрлері бойынша жалғасу бөлшектерінен бір типтік өкілге рәсімдейді және олар барлық стандартты SDR өлшемді қатынастар үшін бақылау үлгілері болып табылады.

И.3 Дәнекерлі қосылыс сыртқы түрінің бақылау үлгісі пломбаланған затбелгімен жабдықталады, онда :

дәнекерленген құбырлардың (дәнекерлеу бөлшектерінің) шартты белгілері;

дәнекерлеу жұмыстарын жүргізетін кәсіпорын атауы;

дөңгелек мөрмен расталған және бекіту күні қойылған кәсіпорын жетекшісінің үлгіні бекіту таңбасы;

дәнекерлеу күні және дәнекерлеу үдерісі хаттамасының номері болады.

И.4 Сыртқы түрлі бақылау үлгілерін дәнекерлеуді сыртқы ауа температурасы құрылыс жүргізу жағдайларына жақын температурада дәнекерлеуді автоматты хаттамалау құрылғысы бар дәнекерлеу құрылғысында жүргізеді.

И.5 Сыртқы түрлі бақылау үлгілерін дәнекерлеу жұмыстары жүргізілген кәсіпорында сақтайды.

КІТАПНАМА

- [1] ҚЕ 12-529-03 Газды тұтыну және газды тарату жүйесінің қауіпсіздік ережелері.
- [2] ҚЕН 105-03 Ғимараттар мен орындардың санаттарын және сыртқы қондырғыларды өрт қаупі және жарылыстардан анықтау.
- [3] Бу қысымы 0,07 МПа (0,7 кгс/см²) кем емес бу жіберетін қазандар, жылыту қазандары мен суды жылыту қызуы 388 К (115°С) аспайтын су жылыту құрылғыларын қолдану ережелері.
- [4] ҚЕ 10-574-03. Жылыту қазандықтары мен қолданылған қауіпсіз бу жіберетін құрылғылар ережелері
- [5] ҚЕ 03-576-03 Қысыммен жұмыс істеп тұрған, қолданылған қауіпсіздік түтікшелері мен құрылғыларын қолдану ережелері.
- [6] ҚЕН 111-98* Жанармай бекеттері. Өрт қауіпсіздігін сақтау талаптары.
- [7] СП42-102-2004 Металл құбырларынан газ құбырларын жобалау және құрылысы.

ӘӨЖ 621.64

МСЖ 91.140.40

Негізгі сөздер: газреттеу жүйелері, табиғи газ, сығылған көмірсутекті газ, отын, ішкі газ құбырлары, резервуарлы қондырғылар, пайдалану сипаттамасы, қауіпсіздік талаптары, газ құбырларын сынау.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	V
1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ.....	1
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	1
3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	4
4 ПРИЕМЛЕМЫЕ РЕШЕНИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ.....	5
4.1 Выбор системы газораспределения	5
4.2 Объемы потребления газа.....	7
4.3 Определение расчетных расходов газа.....	8
4.4 Расчет диаметра газопровода и допустимых потерь давления	11
4.5 Автоматизированные системы управления процессом распределения газа	16
5 НАРУЖНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ.....	17
5.1 Общие положения	17
5.2 Надземные газопроводы	19
5.3 Подземные газопроводы	21
5.4 Пересечения газопроводами естественных и искусственных преград	24
5.5 Размещение отключающих устройств на газопроводах	27
5.6 Сооружения на газопроводах	28
5.7 Защита газопровода от механических повреждений	32
5.8 Дополнительные требования к газопроводам в особых условиях	34
6 ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ И ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ УСТАНОВКИ.....	38
6.1 Размещение ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ	39
6.2 Оборудование ГРП, ГРУ, ГРПБ и ШРП.....	40
6.3 Выбор оборудования ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ	42
6.4 Выбор регулятора давления	42
6.5 Выбор фильтра.....	44
6.6 Выбор предохранительного запорного клапана - ПЗК.....	45
6.7 Выбор предохранительного сбросного клапана - ПСК	45
6.8 Подбор шкафных регуляторных пунктов - ШРП.....	46
7 ВНУТРЕННИЕ ГАЗОПРОВОДЫ	46
7.1 Общие положения	46
7.2 Газоиспользующее оборудование жилых зданий	50
7.3 Газоиспользующее оборудование общественных, административных и бытовых зданий	52
7.4 Газоиспользующее оборудование производственных зданий и котельных.....	52
7.5 Горелки инфракрасного излучения	55
7.6 Размещение счетчиков	56
8 ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА.....	57
9 РЕЗЕРВУАРНЫЕ И БАЛЛОННЫЕ УСТАНОВКИ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ.....	61
9.1 Резервуарные установки	61
9.2 Баллонные групповые и индивидуальные установки.....	68

10 ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ, ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПУНКТЫ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ	69
10.1 Общие положения	69
10.2 Размещение зданий и сооружений ГНС, ГНП и планировка территории.....	69
10.3 Резервуары для СУГ.....	73
10.4 Оборудование объектов СУГ	76
10.5 Промежуточные склады баллонов.....	80
10.6 Автогазозаправочные станции.....	80
11 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА РАБОТ.....	81
11.1 Внешний осмотр и измерения.....	81
11.2 Механические испытания.....	81
11.3 Контроль физическими методами	83
11.4 Испытания газопроводов.....	87
Приложение А (информационное) Расход газа на коммунально-бытовые нужды.....	91
Приложение Б (информационное) Минимальные расстояния от надземных (наземных без обвалования) газопроводов до зданий и сооружений	93
Приложение В (информационное) Минимальные расстояния от подземных (наземных с обвалованием) газопроводов до зданий и сооружений.....	96
Приложение Г (информационное) Типовые решения ограничения доступа к внутренним газопроводам	100
Приложение Д (информационное) Основные активные меры для безопасной газификации зданий.....	102
Приложение Е (информационное) Дымовые и вентиляционные каналы	104
Приложение Ж (информационное) Требования к материалам полов по обеспечению фрикционной искробезопасности.....	110
Приложение И (информационное) Порядок оформления и утверждения контрольных образцов внешнего вида сварных соединений.....	111
БИБЛИОГРАФИЯ.....	112

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий свод правил разработан в рамках структурной реформы нормативно-технической базы и содержит правила и положения, нормируемые показатели приемлемых решений, применяемых в качестве официально признанных и оправдавшие себя на практике рекомендуемые параметры, которые позволяют в широком спектре обеспечить выполнение требований, в том числе:

- направленных на обеспечение надежной и безопасной эксплуатации сетей газораспределения, газопотребления и объектов сжиженных углеводородных газов;
- по безопасности, установленных техническими регламентами и нормативными документами;
- по защите охраняемых законом прав и интересов потребителей строительной продукции путем регламентирования эксплуатационных характеристик сетей газораспределения, газопотребления и объектов сжиженных углеводородных газов;
- по расширению возможностей применения современных эффективных технологий, новых материалов, прежде всего полимерных, и оборудования для строительства новых и восстановления изношенных сетей газораспределения, газопотребления и объектов сжиженных углеводородных газов.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ ЕРЕЖЕЛЕР ЖИНАҒЫ
СВОД ПРАВИЛ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ

GAS-DISTRIBUTING SYSTEMS

Дата введения – 2015-07-01

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Положения настоящего свода правил применяется при проектировании, строительстве, капитальном ремонте, реконструкции, расширении, техническом перевооружении, консервации и ликвидации сетей газораспределения, сетей газопотребления и объектов СУГ - газонаполнительных станций (ГНС), газонаполнительных пунктов (ГНП), станций регазификации (СР), автогазозаправочных станций (АГЗС), промежуточных складов баллонов (ПСБ), резервуарных и баллонных установок.

***2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ**

(Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 20.06.2025 г. №96-НК).

Для применения настоящего свода правил необходимы следующие ссылочные нормативные документы:

Правила устройства электроустановок, утвержденные приказом Министерства энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года №230.

СН РК 1.02-03-2022 Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектно-сметной документации на строительство.

СН РК 2.03-01-2011 Здания и сооружения на подрабатываемых территориях и просадочных грунтах.

СН РК 3.01-01-2011 Генеральные планы промышленных предприятий.

СН РК 3.01-01-2013 Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских населенных пунктов.

СН РК 3.02-07-2014 Общественные здания и сооружения.

СН РК 3.02-27-2013 Производственные здания.

СН РК 3.02-28-2011 Сооружения промышленных предприятий.

СН РК 3.02-36-2012 Полы.

СН РК 3.03-12-2013 Мосты и трубы.

СН РК 3.03-22-2013 Промышленный транспорт.

СН РК 3.05-01-2013 Магистральные трубопроводы.

СН РК 4.01-01-2011 Внутренний водопровод и канализация зданий.

СН РК 4.02-01-2011 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

СН РК 4.02-05-2013 Котельные установки.

СН РК 5.01-02-2013 Основания зданий и сооружений.

Издание официальное

СП РК 4.03-101-2013*

СНиП РК 2.02-05-2009* Пожарная безопасность зданий и сооружений.

СНиП РК 5.02-02-2010 Каменные и армокаменные конструкции.

МСН 4.02-02-2004 Тепловые сети.

МСН 4.03-01-2003 Газораспределительные системы.

СП РК 2.03-30-2017* Строительство в сейсмических зонах.

СП РК 2.03-101-2012 Здания и сооружения на подрабатываемых территориях и просадочных грунтах.

СП РК 2.04-01-2017 Строительная климатология.

СП РК 2.04-103-2013 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

СП РК 3.01-101-2013 Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских населенных пунктов.

СП РК 3.02-107-2014 Общественные здания и сооружения.

СП РК 3.02-127-2013 Производственные здания

СП РК 3.02-128-2012 Сооружения промышленных предприятий.

СП РК 3.02-136-2012 Полы

СП РК 3.03-112-2013 Мосты и трубы.

СП РК 3.03-122-2013 Промышленный транспорт.

СП РК 3.05-101-2013 Магистральные трубопроводы.

СП РК 4.01-101-2012 Внутренний водопровод и канализация зданий.

СП РК 4.02-101-2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование

СП РК 4.02-105-2013 Котельные установки.

СП РК 5.01-102-2013 Основания зданий и сооружений.

СТ РК 4008-2025 Промышленность нефтяная и газовая. Трубопроводы. Интерференционное механическое соединение стальных труб. Общие требования.

СТ РК ISO 17640-2013 Контроль неразрушающий сварных соединений. Ультразвуковой контроль Методы, уровни звука и оценка.

СТ РК ГОСТ Р 50838-2011 Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия.

СТ РК ГОСТ Р 51387-2008 Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. Основные положения.

СТ РК 2939-2016 Неразъемное соединение «Полиэтилен сталь». Технические условия.

СТ РК ГОСТ Р 50670-2008. Оборудование промышленное газоиспользующее. Воздухонагреватели. Общие технические требования.

СТ РК ИСО 21329-2007 Промышленность нефтяная и газовая. Системы транспортировки по трубопроводу. Процедуры испытания механических соединителей.

СТ РК ГОСТ Р 52760-2010 Арматура трубопроводная. Требования к маркировке и отличительной окраске.

ГОСТ 2.601-2019 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.4.059-89 ССБТ. Строительство. Ограждения предохранительные инвентарные. Общие технические условия.

ГОСТ 21.610-85 (СТ СЭВ 5047-85) СПДС Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи.

ГОСТ 380-2005 Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки.

ГОСТ 481-80* Паронит и прокладки из него. Технические условия.

ГОСТ 1173-2006 Фольга, ленты, листы и плиты медные. Технические условия.

ГОСТ 1050-2013Metalлопродукция из нелегированных конструкционных качественных и специальных сталей. Общие технические условия.

ГОСТ 1215-79 Отливки из ковкого чугуна. Общие технические условия.

ГОСТ 1412-85 (СТ СЭВ 4560-84) Чугун с пластинчатым графитом для отливок. Марки.

ГОСТ 1583-93 Сплавы алюминиевые литейные. Технические условия.

ГОСТ 3845-2017 Трубы металлические. Метод испытания внутренним гидростатическим давлением.

ГОСТ 4543-2016 Metalлопродукция из конструкционной легированной стали. Технические условия.

ГОСТ 5520-2017 Прокат толстолистовой из нелегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия.

ГОСТ 6996-66 Сварные соединения. Методы определения механических свойств.

ГОСТ 7293-85 Чугун с шаровидным графитом для отливок. Марки.

ГОСТ 7338-90 Пластины резиновые и резинотканевые. Технические условия.

ГОСТ 8568-77 Листы стальные с ромбическим и чечевичным рифлением. Технические условия.

ГОСТ 9238-2022 Габариты приближения строений и подвижного состава железных дорог колеи 1520 (1524) мм.

ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов.

ГОСТ 13726-2023 Ленты из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия.

ГОСТ 13996-2019 Плитки керамические. Общие технические условия

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.

ГОСТ 15527-2004 Сплавы медно-цинковые (латуни), обрабатываемые давлением. Марки.

ГОСТ 16037-80* Швы стальных соединений стальных трубопроводов. Основные типы и конструктивные элементы.

ГОСТ 16337-77 Полиэтилен высокого давления. Технические условия.

ГОСТ 16338-85 Полиэтилен низкого давления. Технические условия.

ГОСТ 16569-86 Устройства газогорелочные для отопительных бытовых печей. Технические условия.

ГОСТ 17711-93 Сплавы медно-цинковые (латуни) литейные. Марки.

СП РК 4.03-101-2013*

ГОСТ 19281-2014 Прокат повышенной прочности. Общие технические условия.

ГОСТ 20448-2018 Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия.

ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод.

ГОСТ 21204-97 Горелки газовые промышленные. Общие технические требования.

ГОСТ 21488-97 Прутки прессованные из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия.

ГОСТ 25696-83 Горелки газовые инфракрасного излучения. Общие технические требования и приемка.

ГОСТ 28394-89 Чугун с вермикулярным графитом для отливок. Марки.

ГОСТ 28830-90 = ISO 5187-85 Соединения паяные. Методы испытаний на растяжение и длительную прочность.

ГОСТ 31848-2012 Оборудование промышленное газоиспользующее. Воздухонагреватели. Общие технические требования.

ГОСТ ISO 3183-2015 Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия.

ГОСТ ISO 10893-12-2017 Трубы стальные бесшовные и сварные. Часть 12. Ультразвуковой метод автоматизированного контроля толщины стенки по всей окружности.

ГОСТ IEC 60034-5-2011 Машины электрические вращающиеся. Часть 5. Классификация степеней защиты, обеспечиваемых оболочками вращающихся электрических машин (Код IP).

Примечание - При пользовании настоящим государственным нормативом целесообразно проверить действие ссылочных документов по информационным каталогам «Перечень нормативных правовых актов и нормативных технических документов в области архитектуры, градостроительства и строительства, действующих на территории Республики Казахстан», «Каталог национальных стандартов и национальных классификаторов технико-экономической информации РК» и «Каталог межгосударственных стандартов», составляемым ежегодно по состоянию на текущий год, и соответствующим ежемесячно издаваемым информационным бюллетеням - журналам и информационным указателям стандартов, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим нормативом следует руководствоваться замененным (измененным) стандартом, если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящем нормативном документе применяются термины и определения, приведенные в строительных нормах СН РК 4.03-01, а также следующие термины с соответствующими определениями.

3.1 Газораспределительная система: Комплекс технологически взаимосвязанных сооружений, состоящий из газопроводов (линейной части) и сопряженных с ними объектов, предназначенный для транспортировки товарного газа от магистрального газопровода до газопотребляющих систем.

3.2 Газораспределительная сеть: Система наружных газопроводов от источника до ввода газа потребителям, а также сооружения и технические устройства на них.

3.3 Источник газораспределения: Элемент системы газоснабжения (например, газораспределительная станция - ГРС), служащий для подачи газа в газораспределительную сеть.

3.4 Наружный газопровод: Подземный и (или) надземный газопровод сети газораспределения или газопотребления, проложенный вне зданий, до внешней грани наружной конструкции здания.

3.5 Внутренний газопровод: Газопровод, проложенный от наружной конструкции здания до места подключения расположенного внутри зданий газоиспользующего оборудования.

3.6 Газоиспользующее оборудование: Оборудование, использующее газ в качестве топлива.

3.7 Газовое оборудование: Технические изделия полной заводской готовности (компенсаторы, конденсатосборники, арматура трубопроводная запорная и т.д.), используемые в качестве составных элементов газопроводов.

3.8 Охранная зона объектов систем газоснабжения: Территория с особыми условиями использования, которая устанавливается вокруг объектов систем газоснабжения в целях обеспечения безопасных условий эксплуатации и исключения возможности их повреждения.

3.9 Товарный газ: Многокомпонентная смесь углеводородов с преобладающим содержанием метана, находящаяся в газообразном состоянии, являющаяся продуктом переработки сырого газа и отвечающая по качественному и количественному содержанию компонентов требованиям технических регламентов и государственных стандартов Республики Казахстан.

3.10 Подземный газопровод: Наружный газопровод, проложенный ниже уровня поверхности земли или по поверхности земли в обваловании.

3.11 Надземный газопровод: Наружный газопровод, проложенный над поверхностью земли или по поверхности земли без обвалования.

3.12 Подводный газопровод: Наружный газопровод, проложенный ниже уровня поверхности дна пересекаемых водных преград.

3.13 Индивидуальная баллонная установка: Технологическое устройство, включающее в себя не более двух баллонов с СУГ, газопроводы, технические устройства, предназначенные для подачи газа в сеть газораспределения.

3.14 Стесненные условия прокладки газопровода: Условия прокладки газопровода, при которых расстояния, регламентированные нормативными документами, выполнить не представляется возможным.

3.15 Клапан безопасности (контроллер) расхода газа: Устройство, автоматически перекрывающее течение газа в газопроводе при превышении определенного значения расхода газа.

4 ПРИЕМЛЕМЫЕ РЕШЕНИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

4.1 Выбор системы газораспределения

4.1.1 Разработку проектов газораспределительных систем следует вести на основании технических условий на подключение к магистральному газопроводу, газораспределительной системе или групповой резервуарной установке, выдаваемых эксплуатирующей газораспределительной организацией такой объект или администратором бюджетных программ в соответствии с утвержденными региональными схемами газификации.

4.1.2 Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации следует предусматривать в соответствии с СН РК 1.02-03.

4.1.3 Газораспределительные системы подразделяются по:

- виду газа (природный, попутный и СУГ);
- числу ступеней регулирования давления газа (одно- и многоступенчатые);
- принципу построения (кольцевые, тупиковые, смешанные);
- местоположению газопровода: наружные и внутренние, подземные (подводные), надземные (надводные);
- назначению в системе газоснабжения (распределительные, вводные, продувочные, сбросные, импульсные, а также межпоселковые);
- материалам труб: металлические (стальные, медные и др.) и неметаллические (полиэтиленовые и др.).

4.1.4 Выбор системы распределения газа рекомендуется производить в зависимости от объема, структуры и плотности газопотребления поселений, размещения жилых и производственных зон, а также источников газоснабжения (местоположение и мощность существующих и проектируемых магистральных газопроводов, газораспределительных станций - ГРС, газонаполнительных станций - ГНС и т.д.).

4.1.5 При использовании одно- или многоступенчатой системы распределения газ потребителям подается соответственно по распределительным газопроводам одной или нескольких категорий давления.

Для крупных и средних поселений, как правило, предусматривают многоступенчатые газораспределительные системы.

Для малых городов или отдельных жилых микрорайонов, а также для сельских поселений в качестве наиболее рациональной газораспределительной системы рекомендуется система распределения среднего давления с ШРП у потребителя или группы потребителей.

Одноступенчатые газораспределительные системы низкого давления из-за значительных материаловложений являются целесообразными лишь в малых поселениях с компактной застройкой, расположенных вблизи источника газоснабжения.

В зависимости от величины давления газа в распределительных газопроводах и климатических условий рекомендуется применение ГРП, ГРПБ, как правило, с местными приборами отопления.

4.1.6 Между газопроводами различных категорий давления, входящих в систему газораспределения, как правило, следует предусматривать газорегуляторные пункты (установки).

4.1.7 Принцип построения газораспределительных систем выбирается в зависимости от характера планировки и плотности застройки поселения. Предпочтительными являются

смешанные или кольцевые газораспределительные системы, обеспечивающие наиболее равномерный режим давления во всех точках отбора газа из распределительных газопроводов, а также повышающие надежность систем газоснабжения.

4.1.8 При газоснабжении СУГ рекомендуются газораспределительные системы на базе резервуарных установок или станций регазификации.

Газораспределительные системы с использованием групповых или индивидуальных баллонных установок СУГ рекомендуется применять только при технической невозможности или экономической нецелесообразности использования резервуарных установок.

4.2 Объемы потребления газа

4.2.1 При решении вопросов газоснабжения населенных пунктов использование газа предусматривается на:

- индивидуально-бытовые нужды населения: приготовление пищи, горячей воды, отопление индивидуальных жилых помещений (индивидуальных жилых домов, квартир, комнат), а для сельских населенных пунктов - также для приготовления кормов и подогрева воды для животных в домашних условиях;

- отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение жилых и общественных зданий;

- отопление и нужды производственных и коммунально-бытовых потребителей.

4.2.2 Годовые расходы газа для каждой категории потребителей следует определять на конец расчетного периода с учетом перспективы развития объектов - потребителей газа.

Продолжительность расчетного периода устанавливается на основании плана перспективного развития объектов - потребителей газа.

При определении объемов потребления газа на бытовые нужды населения применяются метод аналогов при наличии данных, полученных в результате измерения объемов потребления газа коллективными (общедомовыми) приборами учета или расчетный метод. Если отсутствуют результаты измерений объемов потребления газа коллективными (общедомовыми) приборами учета.

4.2.3 Годовые расходы газа для населения (без учета отопления), предприятий бытового обслуживания населения, общественного питания, предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий, а также для учреждений здравоохранения рекомендуется определять по нормам расхода теплоты, приведенным в приложении А.

Расход газа для потребителей, не перечисленные в приложении А, следует принимать по объемам расхода других видов топлива или по данным фактического расхода используемого топлива с учетом КПД при переводе на газовое топливо.

4.2.4 При составлении проектов генеральных планов городов и других населенных пунктов допускается принимать укрупненные объемы потребления газа, м³/год на 1 чел., при теплоте сгорания газа 34 МДж/м³ (8000 ккал/м³):

- при наличии централизованного горячего водоснабжения - 120;
- при горячем водоснабжении от газовых водонагревателей - 300;
- при отсутствии всяких видов горячего водоснабжения - 180 (220 в сельской

местности).

4.2.5 Годовые расходы газа на нужды предприятий торговли, бытового обслуживания непроизводственного характера и т.п. можно принимать в размере до 5 % суммарного расхода теплоты на жилые дома.

4.2.6 Годовые расходы газа на нужды промышленных и сельскохозяйственных предприятий следует определять по данным топливопотребления (с учетом изменения КПД при переходе на газовое топливо) этих предприятий с перспективой их развития или на основе технологических норм расхода топлива (теплоты).

*4.2.7 Годовые и расчетные часовые расходы теплоты на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения определяют в соответствии с СП РК 4.01-101, СП РК 4.02-101, МСН 4.02-02 (Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК).

4.2.8 Годовые расходы теплоты на приготовление кормов и подогрев воды для животных рекомендуется принимать по таблице 1.

Таблица 1 - Годовые расходы теплоты на приготовление кормов и подогрев воды для животных

Назначение расходуемого газа	Показатель	Нормы расхода теплоты на нужды одного животного, МДж (тыс.ккал)
Приготовление кормов для животных с учетом запаривания грубых кормов и корне-клубнеплодов	Лошадь	1700 (400)
	Корова	4200 (1000)
	Свинья	8400 (2000)
Подогрев воды для питья и санитарных целей	на 1 животное	420(100)

4.3 Определение расчетных расходов газа

4.3.1 Система газоснабжения городов и других населенных пунктов должна рассчитываться на максимальный часовой расход газа.

4.3.2 Максимальный расчетный часовой расход газа Q_d^h , м³/ч, при 0 °С и давлении газа 0,1 МПа (760 мм рт.ст.) на хозяйственно-бытовые и производственные нужды следует определять как долю годового расхода по формуле

$$Q_d^h = K_{\max}^h Q_y, \quad (1)$$

где $K_{\max}^h$ - коэффициент часового максимума (коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому расходу газа);

Q_y - годовой расход газа, м³/год.

Коэффициент часового максимума расхода газа следует принимать дифференцированно по каждой обособленной зоне газоснабжения, снабжаемой от одного источника.

Значения коэффициента часового максимума расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды в зависимости от численности населения, снабжаемого газом, приведены в таблице 2; для бань, прачечных, предприятий общественного питания и предприятий по

производству хлеба и кондитерских изделий - в таблице 3.

Таблица 2 - Значения коэффициента часового максимума расхода газа в зависимости от численности населения

Число жителей, снабжаемых газом, тыс.чел.	Коэффициент часового максимума расхода газа (без отопления) K_{max}^h
1	1/1800
2	1/2000
3	1/2050
5	1/2100
10	1/2200
20	1/2300
30	1/2400
40	1/2500
50	1/2600
100	1/2800
300	1/3000
500	1/3300
750	1/3500
1000	1/3700
2000 и более	1/4700

Таблица 3 - Значения коэффициента часового максимума расхода газа для бань, прачечных, предприятий общественного питания

Предприятия	Коэффициент часового максимума расхода газа K_{max}^h
Бани	1/2700
Прачечные	1/2900
Общественного питания	1/2000
По производству хлеба, кондитерских изделий	1/6000
Примечание - Для бань и прачечных значения коэффициента часового максимума расхода газа приведены с учетом расхода газа на нужды отопления и вентиляции.	

4.3.3 Расчетный часовой расход газа для предприятий различных отраслей промышленности и предприятий бытового обслуживания производственного характера следует определять по данным топливопотребления (с учетом изменения КПД при переходе на газовое топливо) или по формуле (1) исходя из годового расхода газа с учетом коэффициентов часового максимума по отрасли промышленности, приведенных в таблице 4.

Таблица 4 - Значения коэффициента часового максимума расхода газа в промышленной отрасли

Отрасль промышленности	Коэффициент часового максимума расходов газа $K_{\max}^h$		
	В целом по предприятию	По котельным	По промышленным печам
Черная металлургия	1/6100	1/5200	1/7500
Судостроительная	1/3200	1/3100	1/3400
Резиноасбестовая	1/5200	1/5200	-
Химическая	1/5900	1/5600	1/7300
Строительных материалов	1/5900	1/5500	1/6200
Радиопромышленность	1/3600	1/3300	1/5500
Электротехническая	1/3800	1/3600	1/5500
Цветная металлургия	1/3800	1/3100	1/5400
Станкостроительная и инструментальная	1/2700	1/2900	1/2600
Машиностроение	1/2700	1/2600	1/3200
Текстильная	1/4500	1/4500	-
Целлюлозно-бумажная	1/6100	1/6100	-
Деревообрабатывающая	1/5400	1/5400	-
Пищевая	1/5700	1/5900	1/4500
Пивоваренная	1/5400	1/5200	1/6900
Винодельческая	1/5700	1/5700	-
Обувная	1/3500	1/3500	-
Фарфорофаянсовая	1/5200	1/3900	1/6500
Кожевенно-галантерейная	1/4800	1/4800	-
Полиграфическая	1/4000	1/3900	1/4200
Швейная	1/4900	1/4900	-
Мукомольно-крупяная	1/3500	1/3600	1/3200
Табачная	1/3850	1/3500	-

4.3.4 Для отдельных жилых домов и общественных зданий расчетный часовой расход газа Q_d^h , м³/ч, следует определять по сумме номинальных расходов газа газовыми приборами с учетом коэффициента одновременности их действия по формуле

$$Q_d^h = \sum_{i=1}^m K_{sim} q_{nom} n_i, \quad (2)$$

где $Q_d^h = \sum_{i=1}^m$ - сумма произведений величин K_{sim} , q_{nom} и n_i от i до m ;

K_{sim} - коэффициент одновременности, принимаемый для жилых домов по таблице 5;

q_{nom} - номинальный расход газа прибором или группой приборов, м³/ч, принимаемый по паспортным данным или техническим характеристикам приборов;

n_i - число однотипных приборов или групп приборов;

m - число типов приборов или групп приборов.

Таблица 5 – Значения коэффициента одновременности K_{sim} в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования

Число квартир	Коэффициент одновременности K_{sim} в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
1	1	1	0,700	0,750
2	0,650	0,840	0,560	0,640
3	0,450	0,730	0,480	0,520
4	0,350	0,590	0,430	0,390
5	0,290	0,480	0,400	0,375
6	0,280	0,410	0,392	0,360
7	0,280	0,360	0,370	0,345
8	0,265	0,320	0,360	0,335
9	0,258	0,289	0,345	0,320
10	0,254	0,263	0,340	0,315
15	0,240	0,242	0,300	0,275
20	0,235	0,230	0,280	0,260
30	0,231	0,218	0,250	0,235
40	0,227	0,213	0,230	0,205
50	0,223	0,210	0,215	0,193
60	0,220	0,207	0,203	0,186
70	0,217	0,205	0,195	0,180
80	0,214	0,204	0,192	0,175
90	0,212	0,203	0,187	0,171
100	0,210	0,202	0,185	0,163
400	0,180	0,170	0,150	0,135
Примечания 1 Для квартир, в которых устанавливается несколько однотипных газовых приборов, коэффициент одновременности следует принимать как для такого же числа квартир с этими газовыми приборами. 2 Значение коэффициента одновременности для емкостных водонагревателей, отопительных котлов или отопительных печей рекомендуется принимать равным 0,85 независимо от количества квартир.				

4.4 Расчет диаметра газопровода и допустимых потерь давления

4.4.1 Пропускная способность газопроводов может приниматься из условий создания при максимально допустимых потерях давления газа наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы, обеспечивающей устойчивость работы ГРП и

газорегуляторных установок (ГРУ), а также работы горелок потребителей в допустимых диапазонах давления газа.

4.4.2 Расчетные внутренние диаметры газопроводов определяются исходя из условия обеспечения бесперебойного газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа.

4.4.3 Расчет диаметра газопровода следует выполнять, как правило, на компьютере с оптимальным распределением расчетной потери давления между участками сети.

При невозможности или нецелесообразности выполнения расчета на компьютере (отсутствие соответствующей программы, отдельные участки газопроводов и т.п.) гидравлический расчет допускается производить по приведенным ниже формулам. Можно пользоваться специально составленными номограммами.

4.4.4 Расчетные потери давления в газопроводах высокого и среднего давления принимаются в пределах категории давления, принятой для газопровода.

4.4.5 Расчетные суммарные потери давления газа в газопроводах низкого давления (от источника газоснабжения до наиболее удаленного прибора) принимаются не более 180 даПа, в том числе в распределительных газопроводах 120 даПа, в газопроводах-вводах и внутренних газопроводах - 60 даПа.

4.4.6 Значения расчетной потери давления газа при проектировании газопроводов всех давлений для промышленных, сельскохозяйственных и бытовых предприятий и организаций коммунально-бытового обслуживания принимаются в зависимости от давления газа в месте подключения с учетом технических характеристик принимаемого к установке газового оборудования, устройств автоматики безопасности и автоматики регулирования технологического режима тепловых агрегатов.

4.4.7 Падение давления на участке газовой сети можно определять:

- для сетей среднего и высокого давлений по формуле:

$$P_H^2 - P_K^2 = \frac{P_0}{81\pi^2} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l = 1,2687 \cdot 10^{-4} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l, \quad (3)$$

где P_H - абсолютное давление в начале газопровода, МПа;

P_K - абсолютное давление в конце газопровода, МПа;

$P_0 = 0,101325$ МПа;

λ - коэффициент гидравлического трения;

l - расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

ρ_0 - плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;

Q_0 - расход газа, м³/ч, при нормальных условиях;

- для сетей низкого давления по формуле:

$$P_H^2 - P_K^2 = \frac{10^6}{162\pi^2} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l = 626,1 \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l, \quad (4)$$

где P_H^2 - давление в начале газопровода, Па;

P_K^2 - давление в конце газопровода, Па;

$\lambda, l, d, \rho_0, Q_0$ - обозначения те же, что и в формуле (3).

4.4.8 Коэффициент гидравлического трения λ определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса,

$$R_e = \frac{Q_0}{9\pi d v} = 0,0354 \frac{Q_0}{d v}, \quad (5)$$

где v - коэффициент кинематической вязкости газа, м²/с, при нормальных условиях;

Q_0, d - обозначения те же, что и в формуле (3), и гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по условию (6),

$$R_e = \left(\frac{n}{d}\right) < 23, \quad (6)$$

где R_e - число Рейнольдса;

n - эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной для новых стальных - 0,01 см, для бывших в эксплуатации стальных - 0,1 см, для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации - 0,0007 см;

d - обозначение то же, что и в формуле (3).

В зависимости от значения R_e коэффициент гидравлического трения λ определяется:

- для ламинарного режима движения газа $R_e \leq 2000$

$$\lambda = \frac{64}{R_e}; \quad (7)$$

- для критического режима движения газа $R_e = 2000 - 4000$

$$\lambda = 0,0025 R_e^{0,333}; \quad (8)$$

- при $R_e > 4000$ - в зависимости от выполнения условия (6);

- для гидравлически гладкой стенки (неравенство (6) справедливо):

- при $4000 < R_e < 100000$ по формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{R_e^{0,25}}; \quad (9)$$

- при $R_e > 100000$

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \lg R_e - 1,64)^2}; \quad (10)$$

- для шероховатых стенок (неравенство (6) несправедливо) при $R_e > 4000$

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{n}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (11)$$

где n - обозначение то же, что и в формуле (6);

d - обозначение то же, что и в формуле (3).

4.4.9 Расчетный расход газа на участках распределительных наружных газопроводов низкого давления, имеющих путевые расходы газа, следует определять как сумму транзитного и 0,5 путевого расходов газа на данном участке.

4.4.10 Падение давления в местных сопротивлениях (колена, тройники, запорная арматура и др.) допускается учитывать путем увеличения фактической длины газопровода на 5 - 10%.

4.4.11 Для наружных надземных и внутренних газопроводов расчетную длину газопроводов определяют по формуле (12):

$$l = l_1 + \frac{d}{100\lambda} \sum \xi, \quad (12)$$

где l_1 - действительная длина газопровода, м;

$\sum \xi$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений участка газопровода;

d - обозначение то же, что и в формуле (3);

λ - коэффициент гидравлического трения, определяемый в зависимости от режима течения и гидравлической гладкости стенок газопровода по формулам (7) - (11).

4.4.12 В тех случаях когда газоснабжение СУГ является временным (с последующим переводом на снабжение природным газом), газопроводы проектируются из условий возможности их использования в будущем на природном газе.

При этом количество газа определяется как эквивалентное (по теплоте сгорания) расчетному расходу СУГ.

4.4.13 Падение давления в трубопроводах жидкой фазы СУГ определяется по формуле (13):

$$H = 50 \frac{\lambda V^2 \rho}{d}, \quad (13)$$

где λ - коэффициент гидравлического трения;

V - средняя скорость движения сжиженных газов, м/с.

С учетом противокавитационного запаса средние скорости движения жидкой фазы принимаются: во всасывающих трубопроводах - не более 1,2 м/с; в напорных трубопроводах - не более 3 м/с.

Коэффициент гидравлического трения λ определяется по формуле (11).

4.4.14 Расчет диаметра газопровода паровой фазы СУГ выполняется в соответствии с указаниями по расчету газопроводов природного газа соответствующего давления.

4.4.15 При расчете внутренних газопроводов низкого давления для жилых домов допускается определять потери давления газа на местные сопротивления в размере, %:

- на газопроводах от вводов в здание:

до стояка - 25 линейных потерь;
 на стояках - 20 " "
 - на внутриквартирной разводке:
 при длине разводки 1 - 2 м - 450 линейных потерь
 " " " 3 - 4 - 300 " "
 " " " 5 - 7 - 120 " "
 " " " 8 - 12 - 50 " "

4.4.16 При расчете газопроводов низкого давления учитывается гидростатический напор H_g , даПа, определяемый по формуле (14):

$$H_g = \pm \lg h(\rho_a - \rho_0), \quad (14)$$

где g - ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;

h - разность абсолютных отметок начальных и конечных участков газопровода, м;

ρ_a - плотность воздуха, кг/м³, при температуре 0 °С и давлении 0,10132 МПа;

ρ_0 - обозначение то же, что в формуле (3).

4.4.17 Расчет кольцевых сетей газопроводов следует выполнять с увязкой давлений газа в узловых точках расчетных колец. Неувязка потерь давления в кольце допускается до 10 %.

4.4.18 При выполнении гидравлического расчета надземных и внутренних газопроводов с учетом степени шума, создаваемого движением газа, следует принимать скорости движения газа не более 7 м/с для газопроводов низкого давления, 15 м/с для газопроводов среднего давления, 25 м/с для газопроводов высокого давления.

4.4.19 При выполнении гидравлического расчета газопроводов, проведенного по формулам (5) - (14), а также по различным методикам и программам для электронно-вычислительных машин, составленным на основе этих формул, расчетный внутренний диаметр газопровода следует предварительно определять по формуле (15):

$$d_p = \frac{m^1 \sqrt{AB\rho_0 Q_0^m}}{\sqrt{\Delta P_{уп}}}, \quad (15)$$

где d_p - расчетный диаметр, см;

A, B, m, m^1 - коэффициенты, определяемые по таблицам 6 и 7 в зависимости от категории сети (по давлению) и материала газопровода;

Q_0 - расчетный расход газа, м³/ч, при нормальных условиях;

$\Delta P_{уп}$ - удельные потери давления (Па/м - для сетей низкого давления, МПа/м - для сетей среднего и высокого давления), определяемые по формуле (16):

$$\Delta P_{уп} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1L}, \quad (16)$$

$\Delta P_{доп}$ - допустимые потери давления (Па - для сетей низкого давления, МПа/м - для сетей среднего и высокого давления);

L - расстояние до самой удаленной точки, м.

Таблица 6 – Значения коэффициентов в зависимости от категории сети (по давлению) и материала газопровода

Категория сети	A
Сети низкого давления	$10^6 / (162\pi^2) = 626$
Сети среднего и высокого давления	$P_0 / (P_m 162\pi^2),$ $P_0 = 0,101325$ МПа, P_m - усредненное давление газа (абсолютное) в сети, МПа.

Таблица 7 - Значения коэффициентов в зависимости от материала газопровода

Материал	B	m	m ¹
Сталь	0,022	2	5
Полиэтилен	$0,3164(9\pi\nu)^{0,25} = 0,0446,$ ν - кинематическая вязкость газа при нормальных условиях, м ² /с	1,75	4,75

4.4.20 Внутренний диаметр газопровода принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов: ближайший больший - для стальных газопроводов и ближайший меньший - для полиэтиленовых. Подбор диаметра стальных газопроводов в зависимости от давления можно производить и по табличным данным, приведенным в [1].

4.5 Автоматизированные системы управления процессом распределения газа

4.5.1 Автоматизированные системы управления технологическими процессами распределения газа (АСУ ТП РГ) имеют централизованную структуру, основными элементами которой являются контролируемые пункты (КП) на наружных сетях и сооружениях системы распределения газа (нижний уровень АСУ ТП РГ) и центральный диспетчерский пункт (ЦДП) (верхний уровень АСУ ТП РГ).

Верхний уровень АСУ ТП РГ реализуется в ЦДП в виде одного или нескольких автоматизированных рабочих мест (АРМ), связанных между собой локальной вычислительной сетью (ЛВС).

При необходимости создания многоуровневых АСУ ТП РГ предусматриваются промежуточные пункты управления (ППУ), координирующие работу КП. Работа ППУ координируется ЦДП. Допускается совмещение ППУ с одним из КП.

4.5.2 АСУ ТП РГ охватывают следующие газорегулирующие сооружения (ГС):

ГРС - связывающие магистральные газопроводы с городской (региональной) системой газораспределения (при соответствующем согласовании с организацией, эксплуатирующей данные магистральные газопроводы);

ГРП - обеспечивающие редуцирование давления газа в сетях высокого и среднего давления;

ГРП - питающие тупиковые сети низкого давления с часовым потреблением газа свыше 1000 м³/ч (при нормальных условиях);

ГРП потребителей с расчетным расходом газа свыше 1000 м³/ч (при нормальных условиях) - имеющие особые режимы газоснабжения или резервное топливное хозяйство;

ГРП - питающие кольцевые сети низкого давления;

ГРП - расположенные в удаленных населенных пунктах.

Количество потребителей, охваченных АСУ ТП РГ, должно, как правило, обеспечивать контроль потребления не менее 80 % объема газа, потребляемого городом (регионом) с учетом сезонных колебаний потребления.

5 НАРУЖНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

5.1 Общие положения

*5.1.1 Положения настоящего раздела распространяются на проектирование газопроводов от источников газораспределения до потребителей газа. При проектировании размещения наружных газопроводов следует руководствоваться положениями СП РК 3.01-101 и СН РК 3.01-01.

Наружные газопроводы следует размещать по отношению к зданиям, сооружениям и сетям инженерно-технического обеспечения в соответствии с приложениями Б и В настоящего свода правил *(Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК)*.

*5.1.2 При проектировании подземных газопроводов рекомендуется предусматривать полиэтиленовые трубы. Тип полиэтилена и расчетные коэффициенты запаса прочности рекомендуется принимать в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 50838.

При проектировании полиэтиленовых газопроводов в местах соединений полиэтиленовых и стальных труб рекомендуется применять соединительные детали – неразъемные соединения (полиэтилен-сталь) в соответствии с СТ РК 2939, с разрешением на применение технических устройств на опасных производственных объектах согласно Закона Республики Казахстан «О гражданской защите».

При проектировании газораспределительных систем следует учитывать планировку поселений, плотность и этажность застройки, объемы потребляемого газа, наличие и характеристики газопотребляющих установок, стоимость труб, оборудования, строительство и эксплуатация *(Изм.ред. – Приказы КДСиЖКХ от 25.12.2017 г. №319-НК и КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК)*.

5.1.3 Выбор трассы газопроводов производится из условий обеспечения экономичного строительства, надежной и безопасной эксплуатации газопроводов с учетом перспективного развития поселений, предприятий и других объектов, а также прогнозируемого изменения природных условий.

5.1.4 Согласование и представление (отвод, передача в аренду) земельных участков для строительства газопроводов производится органами местного самоуправления в пределах своих полномочий, руководствуясь при этом основными положениями Земельного Кодекса Республики Казахстан, законами об основах градостроительства, охраны окружающей среды, а также нормативными правовыми актами, регулирующими

землеприродопользование, проектирование и строительство.

5.1.5 Проекты наружных газопроводов следует выполнять на топографических планах в масштабах, предусмотренных ГОСТ 21.610. Разрешается выполнение проектов газопроводов, прокладываемых между поселениями, на планах в масштабе 1:5000 при закреплении оси трассы в натуре.

Продольные профили составляются для газопроводов, прокладываемых на местности со сложным рельефом, а также для технически сложных объектов при применении новых технологий и т.д.

Для участков газопровода, прокладываемого на местности со спокойным рельефом и однородными грунтовыми условиями, за исключением участков пересечений газопровода с естественными и искусственными преградами, различными сооружениями и коммуникациями, продольные профили можно не составлять. Для таких участков в местах пересечения с коммуникациями рекомендуется составлять эскизы.

5.1.6 Возможность использования материалов топографических, гидрологических и геологических изысканий, срок давности которых превышает 2 года, должна быть подтверждена территориальными органами архитектуры.

*5.1.7 На территории поселений прокладка газопроводов предусматривается преимущественно подземной в соответствии с требованиями СН РК 3.01-01 и СП РК 3.01-101.

Прокладка надземного газопровода осуществляется при техническом обосновании, которое составляется проектной организацией исходя из сложившихся архитектурно-планировочных, грунтовых и других условий района строительства. Прокладку распределительных газопроводов по улицам рекомендуется предусматривать на разделительных полосах, избегая по возможности прокладки газопроводов под усовершенствованными дорожными покрытиями.

На территории производственных предприятий предусматривается подземный или надземный способ прокладки в соответствии с требованиями СН РК 3.01-01.

Транзитную прокладку распределительных газопроводов через территории предприятий, организаций и т.п. (при отсутствии возможности иной прокладки) можно предусматривать для газопроводов давлением до 0,6 МПа при условии обеспечения постоянного доступа на эти территории представителей предприятия, эксплуатирующего данный газопровод (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК*).

5.1.8 Проектирование вводов газопроводов в здания рекомендуется вести с учетом обеспечения свободного перемещения газопровода в случаях деформаций зданий и (или) газопровода за счет компенсатора (как правило, П-, Г- или Z-образного, сильфонного и т.д.) на наружном газопроводе или размеров и конструкции заделки футляра в местах прохода через наружные стены здания и фундаменты.

Конструкция вводов должна предусматривать защиту труб от механических повреждений (футляр, защитная оболочка и т.д.).

5.1.9 Для газораспределительных сетей устанавливаются следующие охранные зоны:

а) вдоль трасс наружных газопроводов - в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 метров с каждой стороны

газопровода;

б) вдоль трасс подземных газопроводов из полиэтиленовых труб при использовании медного провода для обозначения трассы газопровода - в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 3 метров от газопровода со стороны провода и 2 метров - с противоположной стороны;

в) вокруг отдельно стоящих газорегуляторных пунктов - в виде территории, ограниченной замкнутой линией, проведенной на расстоянии 10 метров от границ этих объектов. Для газорегуляторных пунктов, пристроенных к зданиям, охранная зона не регламентируется;

г) вдоль подводных переходов газопроводов через судоходные и сплавные реки, озера, водохранилища, каналы - в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими на 100 м с каждой стороны газопровода;

д) вдоль трасс межпоселковых газопроводов, проходящих по лесам и древесно-кустарниковой растительности, - в виде просек шириной 6 метров, по 3 метра с каждой стороны газопровода. Для надземных участков газопроводов расстояние от деревьев до трубопровода должно быть не менее высоты деревьев в течение всего срока эксплуатации газопровода.

5.1.10 Отсчет расстояний при определении охранных зон газопроводов производится от оси газопровода - для однопроводных газопроводов и от осей крайних ниток газопроводов - для многопроводных.

5.2 Надземные газопроводы

5.2.1 Надземная прокладка газопроводов допускается: на участках переходов через естественные и искусственные преграды; по стенам зданий внутри жилых дворов и кварталов; для межпоселковых газопроводов, расположенных в районах распространения скальных, при наличии оползней, горных выработок и т.д., где при подземной прокладке по расчетам возможно образование провалов, трещин с напряжениями в газопроводах, превышающими допустимые.

5.2.2 При проектировании надземного газопровода необходимо предусматривать технические решения, защищающие газопровод от наезда автотранспорта.

5.2.3 Газопроводы по стенам зданий рекомендуется прокладывать без нарушений архитектурных элементов фасада на высоте, обеспечивающей возможность осмотра и ремонта газопроводов и исключающей возможность их механического повреждения.

5.2.4 Расстояние по горизонтали (в свету) от газопроводов до дверных и оконных проемов зданий рекомендуется принимать не менее 0,5 м. Для газопроводов высокого давления следует предусматривать преимущественную прокладку по глухим стенам (или участкам стен) зданий. Допускается прокладка указанных газопроводов под проемами на расстоянии более 5 м.

5.2.5 Размещение отключающих устройств на газопроводах под проемами и балконами, расположенными на расстоянии менее 3 м от газопровода, не рекомендуется.

*5.2.6 Расстояние по горизонтали в свету от надземных газопроводов, проложенных на опорах, до зданий и сооружений следует принимать в соответствии с требованиями СП

РК 3.01-101, ПУЭ РК *(Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК)*.

5.2.7 При прокладке газопровода на опорах вдоль зданий, расстояние до которых не нормируется, опоры и газопровод не должны препятствовать открыванию оконных и дверных блоков.

5.2.8 Высоту от уровня земли до низа трубы (или изоляции) газопровода, прокладываемого на опорах следует принимать в свету, не менее:

- а) в непроезжей части территории, в местах прохода людей - 2,2 м;
- б) в местах пересечения с автодорогами (от верха покрытия проезжей части) - 5 м;
- в) в местах пересечения с внутренними железнодорожными подъездными путями и путями общей сети - в соответствии с требованиями ГОСТ 9238;
- г) в местах пересечения с трамвайными путями - 7,1 м от головки рельса;
- д) в местах пересечения с контактной сетью троллейбуса (от верха покрытия проезжей части дороги) - 7,3 м.

В местах нерегулярного проезда автотранспорта (внутренние подъезды к домовладениям и т.д.) высоту прокладки надземных газопроводов допускается сокращать, но не более чем до 3,5 м. При этом на газопроводе следует устанавливать опознавательные знаки, ограничивающие габариты транспорта.

На свободной территории в местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей допускается прокладка газопровода на высоте не менее 0,35 м от поверхности земли до низа трубы (при ширине группы труб до 1,5 м) и не менее 0,5 м (при ширине группы труб более 1,5 м).

5.2.9 Под арками зданий и галереями разрешается прокладка газопроводов низкого давления, а в обоснованных случаях - и среднего давления. На газопроводах в пределах арки (галереи) следует предусматривать использование бесшовных труб и проверку всех сварных стыков и по одному стыку за пределами арки (галереи) физическими методами контроля.

Установка отключающих устройств в пределах арки (галереи) не рекомендуется.

5.2.10 Расстояние между опорами (креплениями) газопроводов следует принимать на основе расчетов при определении прочности и устойчивости газопроводов.

5.2.11 С целью уменьшения перемещений и снижения напряжений в газопроводе от температурных и других воздействий по трассе следует предусматривать, кроме промежуточных опор (скользящих, гибких, маятниковых и т.д.), неподвижные опоры на газопроводе и установку между ними компенсаторов (линзовых, сильфонных), а также самокомпенсацию за счет изменения направления трассы.

5.2.12 Расстояния в свету между надземными газопроводами и трубопроводами инженерных коммуникаций при их совместной прокладке следует принимать исходя из условий монтажа, осмотра и возможности ремонта.

Рекомендуемые минимальные расстояния приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Минимальные расстояния до трубопроводов инженерных коммуникаций

Условный диаметр газопровода, мм	Минимальные расстояния, мм, до трубопроводов инженерных коммуникаций диаметром, мм		
	До 300	Св. 300 до 600	Св. 600
До 300	100	150	150
Св. 300 до 600	150	150	200
Св. 600	150	200	300

5.2.13 Допускается крепление газопроводов к газопроводам и трубопроводам других инженерных коммуникаций (за исключением трубопроводов, транспортирующих агрессивные жидкости) по согласованию с организациями, в ведении которых находятся данные инженерные коммуникации.

5.2.14 При прокладке газопроводов совместно с трубопроводами, транспортирующими агрессивные жидкости, газопровод следует прокладывать выше них на расстоянии не менее 25 см. При наличии на трубопроводах с агрессивными жидкостями разъемных соединений, арматуры, а также при прокладке с ними газопроводов на одной высоте следует предусматривать устройство защитных экранов, предотвращающих попадание агрессивных жидкостей на газопровод.

5.2.15 В местах пересечения с естественными и искусственными преградами прокладка газопроводов давлением до 0,6 МПа разрешается по несгораемым конструкциям автомобильных и пешеходных мостов при условии согласования принятого решения с заинтересованными организациями (разработчик проекта и владелец моста).

При прокладке газопроводов по мостам должен быть обеспечен свободный доступ для их осмотра и ремонта.

Газопроводы, прокладываемые по мостам, должны выполняться из бесшовных труб и располагаться таким образом, чтобы исключалась возможность скопления газа в конструкциях моста.

5.2.16 При прокладке надземных газопроводов вдоль воздушных линий электропередачи, а также при пересечении с ними и при совместной прокладке газопроводов с электрическими кабелями и проводами следует руководствоваться требованиями ПУЭ РК.

5.2.17 Допускается крепление к газопроводам кабелей, предназначенных для обслуживания газопроводов (силовых, для сигнализации, диспетчеризации, управления задвижками). Кабели в этом случае должны быть заключены в кожух (трубу, короб) и проложены на расстоянии (в свету) не менее 0,5 м от газопровода.

5.3 Подземные газопроводы

*5.3.1 Минимальные расстояния по горизонтали от подземных газопроводов до зданий и сооружений принимаются в соответствии с требованиями СП РК 3.01-101 (Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК).

Расстояние от газопровода до наружных стенок колодцев и камер других подземных инженерных сетей следует принимать не менее 0,3 м (в свету) при условии соблюдения требований, предъявляемых к прокладке газопроводов в стесненных условиях на участках, где расстояние в свету от газопровода до колодцев и камер других подземных инженерных сетей менее нормативного расстояния для данной коммуникации.

5.3.2 Допускается укладка двух и более, в том числе стальных и полиэтиленовых газопроводов в одной траншее на одном или разных уровнях (ступенями). В этих случаях и также при прокладке проектируемого газопровода вдоль действующего газопровода высокого давления (св. 0,6 МПа до 1,2 МПа), расстояние между газопроводами следует принимать исходя из условий возможности производства строительно-монтажных и ремонтных работ для стальных газопроводов диаметром до 300 мм не менее 0,4 м, диаметром более 300 мм - не менее 0,5 м и не менее 0,1 м для полиэтиленовых газопроводов. При параллельной прокладке газопроводов расстояние между ними следует принимать как для газопровода большего диаметра.

При разнице в глубине заложений смежных газопроводов свыше 0,4 м указанные расстояния следует увеличивать с учетом крутизны откосов траншей, но принимать не менее разницы заложения газопроводов.

5.3.3 При прокладке газопровода неосушенного газа следует предусматривать установку конденсатосборников.

Прокладка газопроводов, транспортирующих неосушенный газ, должна предусматриваться ниже зоны сезонного промерзания грунта с уклоном к конденсатосборникам не менее 0,2 %.

Вводы газопроводов неосушенного газа в здания и сооружения должны предусматриваться с уклоном в сторону распределительного газопровода. Если по условиям рельефа местности не может быть создан необходимый уклон к распределительному газопроводу, допускается предусматривать прокладку газопровода с изломом в профиле с установкой конденсатосборника в низшей точке.

5.3.4 При прокладке газопроводов паровой фазы СУГ следует дополнительно учитывать положения раздела 10.

5.3.5 Газопроводы, прокладываемые в футлярах, должны иметь минимальное количество стыковых соединений.

5.3.6 В местах пересечения газопроводов с дренажными трубами, на последних предусматривают герметизацию отверстий и стыков на расстоянии по 2 м в обе стороны (в свету).

5.3.7 Глубину прокладки подземного газопровода следует принимать в соответствии с требованиями СН РК4.03-01.

При прокладке газопроводов на пахотных и орошаемых землях глубину заложения рекомендуется принимать не менее 1,0 м до верха газопровода.

На оползневых и подверженных эрозии участках прокладка газопроводов предусматривается на глубину не менее 0,5 м ниже:

- для оползневых участков - зеркала скольжения;
- для участков, подверженных эрозии, - границы прогнозируемого размыва.

5.3.8 При прокладке газопроводов в скальных, гравийно-галечниковых, щебенистых

и других грунтах с включениями вышеуказанных грунтов (свыше 15 %) по всей ширине траншеи предусматривают устройство основания под газопровод толщиной не менее 10 см из непучинистых, непросадочных, ненабухающих глинистых грунтов или песков (кроме пылеватых) и засыпку таким же грунтом на высоту не менее 20 см над верхней образующей трубы.

5.3.9 В грунтах с несущей способностью менее 0,025 МПа (неслежавшиеся насыпные или илистые грунты и т.п.), а также в грунтах с включением строительного мусора и перегноя (содержание больше 10 - 15 %) дно траншеи рекомендуется усиливать путем прокладки бетонных, антисептированных деревянных брусьев, устройства свайного основания, втрамбовыванием щебня или гравия или другими способами.

5.3.10 При прокладке газопроводов по местности с уклоном свыше 20 % в проекте предусматриваются мероприятия по предотвращению размыва засыпки траншеи: устройство противозэрозионных экранов и перемычек как из естественного грунта (например, глинистого), так и из искусственных материалов (обетонирование, шпунтовое ограждение и т.п.), нагорных канав, обвалования или другие мероприятия для отвода поверхностных вод от трассы газопровода.

Выбор способа защиты определяется в каждом конкретном случае исходя из инженерно-геологических, топографических и гидрогеологических условий местности.

5.3.11 При наличии вблизи охранной зоны трассы газопровода растущих оврагов и провалов, карстов и т.п., которые могут повлиять на безопасную эксплуатацию газопроводов, рекомендуется предусматривать мероприятия по предотвращению их развития.

*5.3.12 Для определения местонахождения газопровода на углах поворота трассы, местах изменения диаметра, установки арматуры и сооружений, принадлежащих газопроводу, а также на прямолинейных участках трассы (через 200-500 м) устанавливаются опознавательные знаки.

На опознавательный знак наносятся данные о диаметре, давлении, глубине заложения газопровода, материале труб, расстоянии до газопровода, сооружения или характерной точки и другие сведения.

Опознавательные знаки устанавливаются на железобетонные столбики или металлические реперы высотой не менее 1,5 м или другие постоянные ориентиры.

В местах перехода газопроводов через судоходные и лесосплавные водные преграды на обоих берегах предусматривается установка сигнальных знаков в соответствии с требованиями Устава внутреннего водного транспорта. На границе подводного перехода предусматривается установка постоянных реперов: при ширине преграды при меженном горизонте до 75 м - на одном берегу, при большей ширине - на обоих берегах.

При строительстве, реконструкции и ремонте подземных трасс газопроводов, монтажные работы и замену трубопроводов рекомендуется производить с устройством интеллектуальных (RFID) электронных маркеров, которые устанавливаются над подземными коммуникациями или их характерными точками, позволяют считывать информацию привязки, а также имеют индивидуальный идентификационный номер. При идентификации маркеров с помощью трассопоискового оборудования рекомендуется осуществлять их привязку к ГИС с помощью ГЛОНАСС или GPS. При этом допускается опознавательные знаки не устанавливать (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 05.03.2016 г. №64-НК*).

5.4 Пересечения газопроводами естественных и искусственных преград

5.4.1 Переходы газопроводов через водные преграды предусматривают на основании данных гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом условий эксплуатации существующих и строительства проектируемых мостов, гидротехнических сооружений, перспективных работ в заданном районе и экологии водоема.

5.4.2 Место перехода через водные преграды следует согласовывать с соответствующими местными органами исполнительной власти и другими заинтересованными организациями.

5.4.3 Створы подводных переходов через реки выбираются на прямолинейных устойчивых плесовых участках с пологими неразмываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. Створ подводного перехода следует предусматривать, как правило, перпендикулярным динамической оси потока, избегая участков, сложенных скальными грунтами. Устройство переходов на перекатах, как правило, не допускается.

5.4.4 Место перехода через реки и каналы следует выбирать, как правило, ниже (по течению) мостов, пристаней, речных вокзалов, гидротехнических сооружений и водозаборов.

5.4.5 При ширине водных преград при меженном горизонте 75 м и более подводные переходы следует предусматривать, как правило, в две нитки.

Вторая нитка не предусматривается при прокладке:

- закольцованных газопроводов, если при отключении подводного перехода обеспечивается бесперебойное снабжение газом потребителей;
- тупиковых газопроводов к потребителям, если потребители могут перейти на другой вид топлива, на период ремонта подводного перехода;
- методом наклонно-направленного бурения или другом обосновании принятого решения.

Диаметр каждой нитки газопровода должен подбираться из условия обеспечения пропускной способности трубы по 0,75 расчетного расхода газа.

5.4.6 Для подводных газопроводов, предназначенных для газоснабжения потребителей, не допускающих перерывов в подаче газа, или при ширине заливаемой поймы более 500 м по уровню ГВВ 10% обеспеченности и продолжительности подтопления паводковыми водами более 20 дней, а также для горных рек и водных преград с неустойчивым дном и берегами рекомендуется прокладка второй нитки.

5.4.7 При пересечении водных преград расстояние между нитками подводных газопроводов назначается исходя из инженерно-геологических и гидрологических изысканий, а также условий производства работ по устройству подводных траншей, возможности укладки в них газопроводов и сохранности газопровода при аварии на параллельно проложенном, но не менее расстояний, указанных в данном разделе.

На пойменных участках переходов на несудоходных реках с руслом и берегами, не подверженными размыву, а также при пересечении водных преград в пределах поселений разрешается предусматривать укладку ниток газопроводов в одну траншею.

Расстояние между газопроводами рекомендуется принимать не менее 15 м.

5.4.8 Прокладка газопроводов на подводных переходах предусматривается с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Величина заглубления принимается в соответствии с требованиями СН РК 4.03-01 с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ на русловых участках в течение 25 лет (углубление дна, расширения, срезки, переформирование русла, размыв берегов и т.п.).

На подводных переходах через несудоходные и несплавные водные преграды, а также в скальных грунтах разрешается уменьшение глубины укладки газопроводов, но верх газопровода (балласта, футеровки) во всех случаях должен быть не ниже отметки возможного размыва дна водоема на расчетный срок эксплуатации газопровода.

*5.4.9 При проектировании подводных переходов и газопроводов, прокладываемых в водонасыщенных грунтах, производится расчет устойчивости положения (против всплытия) и необходимости балластировки газопровода (СП РК 3.05-101) (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК*).

Газопроводы рассчитываются на всплытие в границах ГВВ (горизонт высоких вод) 2 % обеспеченности (водные преграды) и максимального уровня грунтовых вод УГВ (водонасыщенные грунты).

Установка пригрузов на газопроводах, прокладываемых на сезонно подтопляемых участках, не требуется, если грунт засыпки траншеи обеспечивает проектное положение газопровода при воздействии на него выталкивающей силы воды.

При наличии напорных вод глубина траншеи под газопровод назначается с учетом недопущения разрушения дна траншеи напорными водами.

При проектировании газопровода на участках, сложенных грунтами, которые могут перейти в жидкопластичное состояние, при определении выталкивающей силы следует вместо объемного веса воды принимать объемный вес разжиженного грунта по данным инженерно-геологических изысканий.

5.4.10 Проектом предусматриваются необходимые решения по укреплению берегов русла в местах прокладки подводного перехода и по предотвращению размыва траншеи поверхностными водами (одерновка, каменная наброска, устройство канав и перемычек).

5.4.11 На обоих берегах судоходных и лесосплавных водных преград следует предусматривать опознавательные знаки установленных образцов. На границе подводного перехода необходимо предусматривать установку постоянных реперов: при ширине преграды при меженном горизонте до 75 м - на одном берегу, при большей ширине - на обоих берегах.

5.4.12 Выбор способа прокладки газопровода через болота основан на обеспечении надежности и безопасности, удобства обслуживания и экономических соображениях.

В болотах I типа (целиком заполненных болотными грунтами, допускающих работу и неоднократное передвижение болотной техники, с удельным давлением 0,02-0,03 МПа) или работу обычной техники с помощью щитов, сланей или дорог, обеспечивающих снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,02 МПа), а также в болотах II типа (целиком заполненных болотными грунтами, допускающих работу и передвижение строительной техники только по щитам, сланям или дорогам, обеспечивающим снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,01 МПа) можно применять любые способы прокладки газопровода (подземную, наземную или надземную).

В болотах III типа (заполненных растекающимся болотным грунтом и водой с плавающим слоем болотного грунта, допускающих работу только специальной техники на понтонах или обычной техники с плавучих средств) наиболее целесообразна надземная прокладка. Допускается подземная прокладка при условии заглубления газопровода на минеральный грунт и устройства балластировки, как для болот I - II типов.

Наземную прокладку рекомендуется предусматривать в следующих случаях:

- болота не примыкают к затопляемым поймам рек;
- продольный и поперечный уклон болот не превышает 10 %;
- болота не подлежат осушению;
- существует возможность укладки газопровода в горизонтальных и вертикальных плоскостях естественным изгибом.

При наземной прокладке обваловку газопровода можно выполнять грунтом с откосами не менее 1:1,25 и устройством под газопроводом двухслойной хворостяной выстилки, уплотненной слоем местного или привозного грунта.

При подземной прокладке рекомендуется руководствоваться следующими положениями:

- откосы траншей принимаются для I типа болот не менее 1:0,75 и 1:1, для II типа болот - 1:1 и 1:1,25 соответственно для более плотной и менее плотной консистенции болотного грунта;
- газопровод прокладывается в горизонтальной и вертикальной плоскостях с помощью естественного изгиба;
- балластировка газопровода осуществляется анкерами винтового типа или пригрузами, распределенными по всей длине газопровода.

5.4.13 Пересечения газопроводами железнодорожных и трамвайных путей и автомобильных дорог I - III категорий следует предусматривать под углом 90°. В стесненных условиях в обоснованных случаях разрешается уменьшать угол пересечения до 60°.

5.4.14 Пересечения газопроводом железных и автомобильных дорог, трамвайных путей предусматривают подземно (под земляным полотном) или надземно (на опорах или эстакадах). При этом необходимо учитывать перспективу развития дороги, оговоренную в технических условиях предприятия, в ведении которого находится пересекаемая дорога.

5.4.15 Прокладка газопровода в теле насыпи, а также под мостами и в искусственных сооружениях (водопропускных, водоотводных, дренажных трубах и т.д.) железной дороги не рекомендуется.

5.4.16 При подземном пересечении газопроводами железных дорог на участках насыпей высотой более 6 м, а также на косогорных участках (с уклоном более 20%) в проекте предусматривают дополнительные мероприятия по обеспечению устойчивости земляного полотна.

5.4.17 Габариты приближения надземных переходов газопроводов через железные дороги общей сети, а также внутренние подъездные пути предприятий принимаются в соответствии с ГОСТ 9238 с учетом сохранения целостности земляного полотна при производстве работ.

5.5 Размещение отключающих устройств на газопроводах

*5.5.1 Отключающие устройства на наружных газопроводах размещаются:

а) подземно – в грунте (бесколодезная установка) или при технической необходимости в колодцах с соблюдением положений пункта 5.6 настоящего нормативного документа;

б) надземно- на специально обустроенных площадках (для подземных газопроводах) на стенках зданий, а также на подземных газопроводах, прокладываемых на опорах.

Полиэтиленовые краны и задвижки с неразъемными полиэтиленовыми концами заводского изготовления устанавливаются подземно с выводом узла управления под ковер или при техническом обосновании в колодцах с соблюдением положений пункта 5.6 настоящего нормативного документа (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 25.12.2017 г. №319-НК*).

5.5.2 Установку отключающих устройств предусматривают с учетом обеспечения возможности их монтажа и демонтажа. С этой целью, при размещении отключающих устройств в колодце на газопроводах с условным диаметром менее 100 мм предусматривают преимущественно П-образные компенсаторы, при больших диаметрах - линзовые или сильфонные компенсаторы.

При установке в колодце стальной фланцевой арматуры на газопроводах допускается предусматривать вместо компенсирующего устройства косую фланцевую вставку.

При надземной установке арматуры и арматуры, изготовленной для неразъемного присоединения к газопроводу, компенсирующее устройство и косую вставку можно не предусматривать.

5.5.3 Отключающие устройства на ответвлениях от распределительных газопроводов следует предусматривать, как правило, вне территории потребителя на расстояниях не более 100 м от распределительного газопровода и не ближе, чем на 2 м от линии застройки или ограждения территории потребителя.

5.5.4 Размещение отключающих устройств предусматривают в доступном для обслуживания месте.

Отключающие устройства, устанавливаемые на параллельных газопроводах, рекомендуется смещать относительно друг друга на расстояние, обеспечивающее удобство монтажа, обслуживания и демонтажа.

Для отключающих устройств (их управляющих органов), устанавливаемых на высоте более 2,2 м, в проекте предусматриваются решения, обеспечивающие удобство их обслуживания (лестницы, площадки из негорючих материалов и т.д.).

5.5.5 При надземной установке запорной арматуры с электроприводом рекомендуется предусматривать навес для защиты ее от атмосферных осадков.

*5.5.6 В соответствии с требованиями СН РК 3.03-12 и СП РК 3.03-112 отключающие устройства, как правило, следует предусматривать на газопроводах давлением до 0,6 МПа при прокладке их по большим (длиной св. 100 м или с пролетами св. 60 м) и средним (длиной св. 25 м до 100 м) автомобильным, городским и пешеходным мостам с обеих сторон от моста. Длину моста определяют между концами береговых опор (закладных щитов), при этом длину переходных плит в длину моста не включают.

Размещение отключающих устройств следует предусматривать, как правило, на расстоянии в свету не менее 15 м от устоев моста (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК*).

5.5.7 На вводах и выходах газопроводов из здания ГРП установку отключающих устройств рекомендуется предусматривать на расстоянии не менее 5 м и не более 100 м от ГРП.

Отключающие устройства перед встроенными, пристроенными и шкафными ГРП допускается предусматривать на наружных надземных газопроводах на расстоянии менее 5 м от ГРП в удобном для обслуживания месте.

5.5.8 При пересечении газопроводами воздушных линий электропередачи отключающие устройства следует предусматривать вне охранной зоны ЛЭП, которым является участок земли и пространства, заключенный между вертикальными плоскостями, проходящими через параллельные прямые, отстоящие от крайних проводов (при неотклоненном их положении) на расстоянии, зависящем от величины напряжения ЛЭП, а именно: для линий напряжением до 1 кВ - 2 м; от 1 до 20 кВ включ. - 10 м; 35 кВ - 15 м; 110 кВ - 20 м; 150 кВ и 220 кВ - 25 м; 330 кВ, 400 кВ и 500 кВ - 50 м; 750 кВ - 40 м; 800 кВ (постоянный ток) - 30 м.

5.5.9 На закольцованных газопроводах установку отключающих устройств предусматривают на обоих берегах, а на тупиковых газопроводах - на одном берегу до перехода (по ходу газа).

5.5.10 В случаях необходимости размещения отключающих устройств на подтопляемых участках при небольшой продолжительности подтопления (до 20 дней) и незначительной глубине этого подтопления (до 0,5 м) высота их установки принимается на 0,5 м выше прогнозируемой отметки подтопления за счет устройства специальных площадок, насыпей и т.д. В этих случаях необходимо предусматривать мероприятия по обеспечению доступа обслуживающего персонала к отключающим устройствам во время подъема воды (отсыпка грунтовых подходов, плавсредства и т.д.).

5.5.11 Отключающие устройства, предусмотренные к установке на переходах через железные и автомобильные дороги, следует размещать:

- на тупиковых газопроводах - не далее 1000 м от перехода (по ходу газа);
- на кольцевых газопроводах - по обе стороны перехода на расстоянии не далее 1000 м от перехода.

5.6 Сооружения на газопроводах

5.6.1 Колодцы для размещения отключающих устройств на газопроводах предусматривают из негорючих материалов (бетон, железобетон, кирпич, бутовый камень и т.д.).

Для защиты конструкций колодцев от возможного проникновения поверхностных или грунтовых вод необходимо предусматривать устройство гидроизоляции.

С целью обеспечения возможности спуска обслуживающего персонала в колодце предусматриваются металлические стремянки или скобы.

В местах прохода газопровода через стенки колодцев следует предусматривать футляры, выходящие не менее чем на 2 см за стенки. Диаметр футляра принимается

исходя из условий обеспечения выполнения строительно-монтажных работ, в том числе его герметизация, и с учетом возможных смещений газопровода.

5.6.2 Для защиты от механических повреждений контрольных трубок, контактных выводов контрольно-измерительных пунктов, водоотводящих трубок конденсатосборников, гидрозатворов и арматуры следует предусматривать коверы, которые устанавливают на бетонные и железобетонные подушки, располагаемые на основании, обеспечивающем их устойчивость.

5.6.3 При прокладке газопровода под проезжей частью дороги с усовершенствованным дорожным покрытием отметки крышек колодца и ковера должны соответствовать отметке дорожного покрытия, в местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей - быть не менее чем на 0,5 м выше уровня земли.

При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг колодцев и коверов предусматривают устройство отмостки шириной не менее 0,7 м с уклоном 5%, исключающим проникновение поверхностных вод в грунт близ колодца (ковера).

Контрольная трубка на газопроводе предназначена для быстрого обнаружения в подземном газопроводе утечки газа, в наиболее ответственных местах присоединения отводов, а также там, где газопровод трудно доступен для осмотра. Свободный конец контрольной трубки выводится на поверхность под защитное устройство - ковер.

Контрольная трубка изготавливается из трубы диаметром не менее 32 мм, нижний конец которой приваривается к футляру газопровода.

При выведении контрольной трубки выше уровня земли ее конец должен быть изогнут на 180°.

Варианты установки контрольных трубок приведены на рисунке 1.

5.6.4 Вытяжные свечи устанавливаются на переходах газопроводов через железные и шоссейные дороги. Устройство вытяжной свечи от защитного кожуха предусматривается для отвода газа в атмосферу при аварийных ситуациях в процессе эксплуатации газопровода. Для отбора проб из футляров предусматривают вытяжную свечу, изготовленную из стальных труб, с установкой на фундамент или иную опору.

Вариант установки вытяжной свечи приведен на рисунке 2.

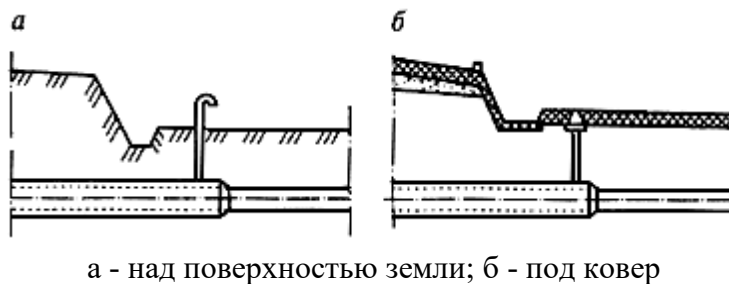
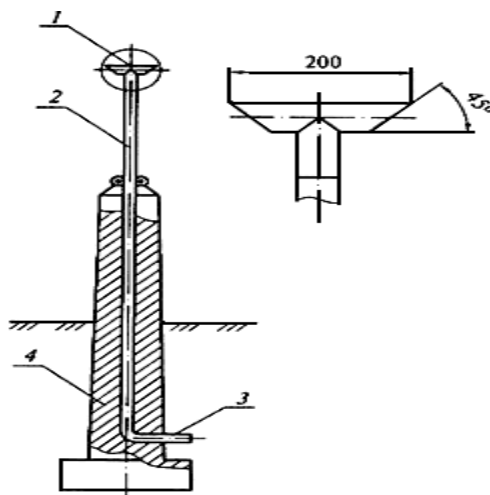


Рисунок 1 - Установка контрольных трубок



1 - оголовник; 2 - вытяжная труба; 3 - отводная труба; 4 - фундамент

Рисунок 2 - Вытяжная свеча

5.6.5 Футляры для газопроводов следует предусматривать для защиты газопровода от внешних нагрузок, от повреждений в местах пересечения с подземными сооружениями и коммуникациями, а также для возможности ремонта и замены, обнаружения и отвода газа в случае утечки. Соединения составных частей футляра должны обеспечивать его герметичность и прямолинейность.

Футляры изготавливаются из материалов, отвечающих условиям прочности, долговечности и надежности (сталь, асбестоцемент, полиэтилен и т.д.). При этом в местах пересечения газопровода с каналами тепловых сетей, а также на переходах через железные дороги общей сети рекомендуется предусматривать металлические футляры.

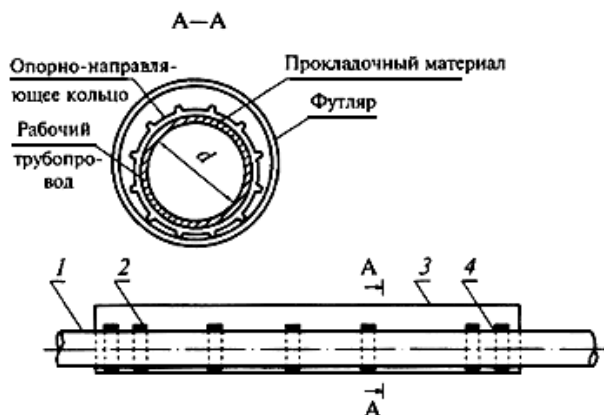
Для газопровода, прокладываемого внутри футляра, можно предусматривать опоры (для стальных газопроводов - диэлектрические), которые должны обеспечивать сохранность газопровода и его изоляции при протаскивании плети в футляре. Шаг опор должен определяться расчетом при определении прочности и устойчивости газопроводов.

Допускается размещение нескольких газопроводов внутри футляра при условии обеспечения свободного перемещения их относительно друг друга и сохранности их поверхности (изоляции), т.е. газопроводы не должны соприкасаться друг с другом.

Опоры могут быть скользящими, катковыми (роликовыми).

Катковые опоры рекомендуется применять при прокладке плети газопровода в футлярах длиной более 60 м.

Вариант конструкции опор приведен на рисунке 3.



1 - газопровод; 2 - опорно-направляющее кольцо; 3 - футляр; 4 - прокладочный материал

Рисунок 3 - Прокладка газопровода в футляре

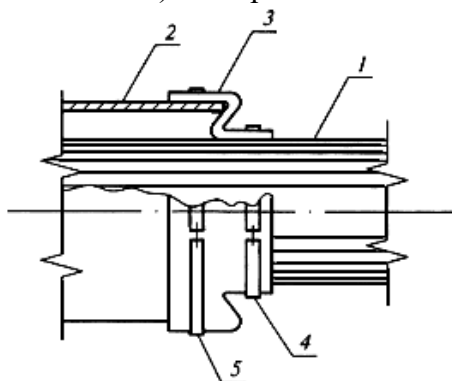
Диаметр футляра выбирается исходя из условий производства строительно-монтажных работ, а также возможных перемещений под нагрузкой и при прокладке его в особых условиях.

Концы футляра должны иметь уплотнение (манжету) (рисунок 4) из диэлектрического водонепроницаемого эластичного материала (пенополимерные материалы, пенополиуретан, битум, термоусадочные пленки, просмоленная пакля или прядь и т.д.).

Конструкция уплотнений должна обеспечивать устойчивость от воздействия грунта и проникновения грунтовых вод, а также свободные перемещения газопровода в футляре от изменения давления и температуры без нарушения целостности.

Применение пенополиуретана (типа "Макрофлекс", "Пенофлекс") рекомендуется для полиэтиленовых газопроводов.

5.6.6 На участках с высоким уровнем грунтовых вод (пойменных, заболоченных), а также участках подводных переходов трассы следует предусматривать пригрузки для балластировки (предотвращения всплытия) газопроводов.



1 - трубная плет; 2 - защитный футляр; 3 - резиновая манжета; 4 - малый хомут; 5 - большой хомут

Рисунок 4 - Эластичное уплотнение на конце футляра

На русловых и морских участках подводных переходов рекомендуется применение кольцевых (чугунных, железобетонных и т.п.) пригрузов или сплошного покрытия (монолитное, армированное бетонное и т.п.), на пойменных, заболоченных участках, а также участках с высоким уровнем грунтовых вод - седловых, поясных, шарнирных, контейнерных пригрузов (чугунных, железобетонных, из нетканых синтетических материалов и т.п.), а также анкерных устройств.

Для предохранения изоляции стального газопровода или поверхности трубы полиэтиленового газопровода от повреждения под чугунными, железобетонными и т.п. пригрузами рекомендуется предусматривать защитное покрытие (футеровка деревянными рейками, резиновые, бризольные, гидроизоляционные и т.п. коврики и т.д.).

5.6.7 Опоры, эстакады, висячие, вантовые, шпренгельные переходы газопроводов должны выполняться из несгораемых конструкций.

5.6.8 Установку конденсатосборника рекомендуется предусматривать в характерных низших точках трассы, ниже зоны сезонного промерзания грунта с уклоном трассы газопровода к конденсатосборникам не менее 0,3 %.

Необходимость установки конденсатосборников должна оговариваться в технических условиях на проектирование газораспределительных систем.

Диаметр конденсатосборника, мм, рекомендуется определять по формуле (17):

$$D_{\min} = 0,025 \sqrt[5]{Q_p^2} \quad (17)$$

где Q_p - расчетный расход газа в газопроводе, м³/ч.

5.6.9 Компенсаторы на газопроводах устанавливаются для снижения напряжений, возникающих в газопроводе в результате температурных, грунтовых и т.п. воздействий, а также удобства монтажа и демонтажа арматуры.

Установка сальниковых компенсаторов на газопроводах не допускается.

При проектировании и строительстве газопроводов следует использовать естественную самокомпенсацию труб за счет изменения направления трассы, как в вертикальном, так и в горизонтальном направлении и установки в обоснованных случаях неподвижных опор.

5.7 Защита газопровода от механических повреждений

5.7.1 Конструкцию защиты газопровода от механических повреждений в зависимости от грунтовых условий, сезона строительства, особенностей местности (наличия карьеров, обеспеченности транспортной сетью и т.п.) указывают в проекте.

5.7.2 На участках трассы, где газопровод прокладывают в скальных, полускальных и мерзлых грунтах, дно траншеи следует выравнивать, устраивая подсыпку из песчаного или глинистого грунта толщиной не менее 10 см над выступающими частями основания.

5.7.3 В качестве подстилающего слоя вместо сплошной подсыпки из указанных грунтов могут применяться различные эластичные изделия (например, резиноканевые маты), рулонные материалы типа "скальный лист" или полотна из геотекстильных материалов, сложенные в несколько слоев.

В этих случаях в рабочих чертежах должны быть указаны основные параметры подстилающих устройств, в частности их размеры.

5.7.4 Защиту от повреждений газопровода после его укладки обеспечивают, как правило, путем устройства присыпки из песчаного или глинистого грунтов на толщину не менее 20 см над верхней образующей трубы. Плюсовой допуск на толщину присыпки составляет 10 см; минусовой - равен нулю.

5.7.5 Грунт, используемый для создания постели и присыпки, не должен содержать мерзлые комья, щебень, гравий и другие включения размером более 50 мм в поперечнике.

5.7.6 Допускается в зимнее время применять для создания подсыпки и присыпки несмерзшийся грунт из отвала, разрабатывая и подавая его в траншею с помощью роторного траншеезасыпателя.

Возможно, также для этих целей применять местный грунт (в частности, из отвала), если предварительно его просеять или подвергнуть сортировке с помощью грохота.

5.7.7 При формировании присыпки для исключения овализации труб диаметром более 500 мм желательно обеспечивать полное и плотное заполнение пазух между стенками траншеи и газопроводом. При необходимости для обеспечения этой цели следует применять трамбовку грунта, используя механические, электрические или пневматические трамбовки. В отдельных случаях можно проводить уплотнение грунта в пазухах за счет полива его водой.

5.7.8 На протяженных продольных уклонах во избежание выноса защитного слоя грунта потоками подземных вод необходимо устраивать поперек траншеи перемычки из слабодренирующих грунтов (например, глины).

5.7.9 Вместо присыпки из песчаного или глинистого грунтов в качестве средств механической защиты могут быть использованы рулонные материалы, обладающие высокими прочностными и защитными свойствами, в частности, эластичностью и долговечностью.

При использовании таких материалов пазухи между газопроводом и стенками траншеи заполняются (с послойным уплотнением) грунтом, не содержащим крупных обломочных включений.

5.7.10 Защита газопровода от повреждений в местах установки штучных балластирующих пригрузов или силовых поясов анкерных устройств должна производиться в соответствии с требованиями технических условий на применение указанных изделий.

5.7.11 Защиту изоляционного покрытия газопровода от механических повреждений можно также производить с применением пенополимерных материалов (ППМ), срок службы которых соответствует сроку службы газопровода.

Толщина слоя пенополимерного материала на дне траншеи при нанесении должна составлять 200 - 250 мм. После укладки на него газопровода ППМ уплотняется, и за счет этого толщина слоя уменьшается до 100 - 150 мм.

При формировании защитного слоя над уложенным газопроводом его толщина должна находиться в пределах 300 - 400 мм; под действием веса грунта засыпки эта величина уменьшается до 200 - 250 мм.

5.8 Дополнительные требования к газопроводам в особых условиях

5.8.1 Подрабатываемые территории

*5.8.1.1 При проектировании систем газоснабжения, размещаемых над месторождениями полезных ископаемых, где проводились, проводятся или предусматриваются горные разработки, следует руководствоваться требованиями МСН 4.03-01, СП РК 2.03-101, а также положениями [2] (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК*).

5.8.1.2 Проект прокладки газопровода на подрабатываемой или закарстованной территории должен, как правило, иметь в своем составе горно-геологическое обоснование.

5.8.1.3 При составлении проекта газораспределения объектов, размещаемых на площадях залегания полезных ископаемых, необходимо учитывать программу развития горных работ на период предполагаемой эксплуатации газопровода.

5.8.1.4 При газоснабжении потребителей, для которых перерывы в подаче газа недопустимы по технологическим или другим причинам, предусматривается подача газа этим потребителям от двух газопроводов, прокладываемых по территориям, подработка которых начнется в разное время, с обязательным кольцеванием газопроводов.

5.8.1.5 Прочность и устойчивость газопроводов, проектируемых для прокладки на подрабатываемых или закарстованных территориях, должны, как правило, обеспечиваться за счет:

- увеличения подвижности газопровода в грунте;
- снижения воздействия деформирующегося грунта на газопровод.

Для обеспечения подвижности газопровода в грунте и снижения воздействия деформирующегося грунта на газопровод предусматриваются: применение компенсаторов, устанавливаемых в специальных нишах, предохраняющих компенсаторы от защемления грунтом, применение малозащемляющих материалов для засыпки траншей после укладки труб.

В качестве малозащемляющих материалов для засыпки траншей газопровода следует применять песок, песчаный грунт и другой грунт, обладающий малым сцеплением частиц.

Протяженность зоны защиты газопровода определяется длиной мульды сдвижения, увеличенной на 150d_c в каждую сторону от границы мульды сдвижения.

На участках пересечения газопроводами мест тектонических нарушений, у границ шахтного поля или границ оставляемых целиков, у которых по условиям ведения горных работ ожидается прекращение всех выработок, предусматривается установка компенсаторов.

5.8.1.6 Вводы газопроводов в здания при прокладке газопроводов на подрабатываемых территориях должны отвечать требованиям СН РК 4.03-01 и [2].

5.8.1.7 Надземная прокладка газопроводов рекомендуется, если по данным расчета напряжения в подземных газопроводах не могут соответствовать требованиям прочности, а уменьшение напряженности газопроводов путем устройства подземных компенсаторов связано со значительными затратами.

Кроме того, надземными рекомендуется предусматривать: переходы газопроводов через реки, овраги, железные и автомобильные дороги в выемках, а также места, где возможно, по

данным горно-геологического обоснования, образование провалов и трещин.

Опоры газопроводов должны иметь регулируемый по высоте ригель.

5.8.1.8 На газопроводах в пределах подрабатываемых и закарстованных территорий предусматривают установку контрольных трубок.

Контрольные трубы устанавливают на углах поворота (кроме выполненных упругим изгибом) и в местах разветвления сети.

Для предохранения от механических повреждений контрольные трубы в зависимости от местных условий выводят под ковер или другое защитное устройство.

5.8.1.9 В местах пересечения газопроводов с другими подземными коммуникациями, проложенными в каналах и коллекторах, предусматривают уплотнительные устройства (глиняные экраны, футляры на газопроводе и др.) и установку контрольных трубок.

5.8.1.10 Крепление к газопроводу элементов электрохимической защиты должно быть, как правило, податливым, обеспечивающим их сохранность в процессе деформации земной поверхности.

5.8.2 Сейсмические районы

*5.8.2.1 При проектировании наружных газопроводов, предназначенных для прокладки в районах с сейсмичностью свыше 6 баллов для надземных и свыше 8 баллов для подземных газопроводов следует руководствоваться требованиями СН РК 4.03-01, СП РК 2.03-30, [2] (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК*).

*5.8.2.2 Определение сейсмичности трассы газопровода производится на основании сейсмического микрорайонирования или в соответствии с указаниями, приведенными в СП РК 2.03-30 (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК*).

5.8.2.3 Для ГРП с входным давлением свыше 0,6 МПа и предприятий с непрерывными технологическими процессами предусматривают наружные обводные газопроводы с установкой отключающих устройств.

5.8.2.4 Размещение запорной арматуры (отключающих устройств) предусматривается в соответствии с требованиями СН РК 4.03-01.

5.8.2.5 При пересечении газопроводом участков трассы с грунтами, резко отличающимися друг от друга сейсмическими свойствами, рекомендуются устройство траншеи с пологими откосами и засыпка газопровода крупнозернистым песком, песчаным грунтом и т.д. Грунтовое основание газопровода должно быть уплотнено.

5.8.2.6 На надземных газопроводах, прокладываемых в районах с сейсмичностью 8 и 9 баллов, предусматриваются компенсирующие устройства в местах пересечения естественных и искусственных препятствий, присоединения газопроводов к оборудованию, установленному на фундаменты (резервуары СУГ, компенсаторы, насосы и т.д.), а также на вводах в здания.

5.8.2.7 На участках пересечения трассой газопровода активных тектонических разломов рекомендуется применять надземную прокладку.

5.8.2.8 Переходы газопроводов через реки, овраги и железнодорожные пути в выемках можно предусматривать надземными.

5.8.2.9 Конструкции опор надземных газопроводов должны обеспечивать

СП РК 4.03-101-2013*

возможность перемещений газопроводов, возникающих во время землетрясения.

5.8.2.10 Ввод газопровода в здание осуществляется через проем, размеры которого должны, как правило, превышать диаметр газопровода не менее чем на 200 мм. Эластичная водонепроницаемая заделка между трубой и проемом не должна препятствовать возможному взаимному смещению газопровода и здания.

5.8.2.11 Контрольные трубы на подземных газопроводах предусматриваются в местах врезки газопроводов, на углах поворота (кроме выполненных упругим изгибом), в местах пересечения с подземными инженерными коммуникациями, проложенными в каналах и коллекторах, а также на вводах в здания.

5.8.3 Районы с пучинистыми, просадочными, набухающими и насыпными грунтами

*5.8.3.1 При проектировании подземных газопроводов для районов с пучинистыми, просадочными, набухающими и насыпными грунтами следует руководствоваться требованиями МСН 4.03-01, СП РК 5.01-102, СП РК 2.03-101 и [2] (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК*).

5.8.3.2 Газопроводы для районов с просадочными, набухающими и насыпными грунтами проектируют с учетом свойств этих грунтов, предусматривая мероприятия по уменьшению деформации основания, например уплотнение грунтов, химическое закрепление, водозащитные и конструктивные мероприятия, с учетом имеющегося опыта использования таких грунтов в районе строительства в качестве оснований под здания и сооружения.

5.8.3.3 Глубина прокладки газопроводов при одинаковой степени пучинистости по трассе принимается до верха трубы:

- в среднепучинистых и сильнопучинистых грунтах не менее 0,8 нормативной глубины промерзания;
- в чрезмернопучинистых грунтах не менее 0,9 нормативной глубины промерзания, но не менее значений, определяемых требованиями СН РК 4.03-01.

5.8.3.4 Глубина прокладки газопроводов в грунтах неодинаковой степени пучинистости по трассе (резко меняющийся состав грунта, изменение уровня грунтовых вод, переход газопровода из проезжей части дороги в газон и др.) принимается не менее 0,9 нормативной глубины промерзания, но не менее значений, определяемых требованиями СН 4.03-01.

5.8.3.5 Прокладка газопроводов в слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности грунтах предусматривается в соответствии с требованиями подраздела «Подземные газопроводы» СН РК 4.03-01.

5.8.3.6 Значения дополнительных напряжений, обусловленных прокладкой газопроводов в пучинистых, просадочных или набухающих грунтах, определяются требованиями СН РК 4.03-01.

5.8.3.7 Противокоррозионная изоляция вертикальных участков подземных газопроводов и футляров (вводы в здания и ГРП, конденсатосборники, гидрозатворы и др.) предусматривается из полимерных материалов.

5.8.3.8 Для резервуарных установок СУГ с подземными резервуарами в

среднепучинистых и сильнопучинистых грунтах предусматривается надземная прокладка соединяющих резервуары газопроводов жидкой и паровой фаз.

5.8.3.9 При проектировании колодцев в пучинистых грунтах предусматриваются мероприятия по их защите от воздействия сил морозного пучения (гравийная или гравийно-песчаная засыпка пазух, обмазка внешней стороны стен гидроизоляционными или несмерзающимися покрытиями, например железнение, и др.). Над перекрытием колодцев устраивается асфальтовая отмостка, выходящая за пределы пазух не менее чем на 0,5 м.

5.8.4 Восстановление изношенных подземных стальных газопроводов

5.8.4.1 В настоящем подразделе приведены решения, рекомендуемые при восстановлении изношенных подземных стальных газопроводов с использованием их в качестве каркаса для протяжки в них полиэтиленовых труб или при восстановлении эксплуатационных свойств стального газопровода с применением синтетических тканевых шлангов и специального двухкомпонентного клея.

Решение об использовании конкретного варианта бестраншейного восстановления работоспособности газораспределительных сетей принимается после составления общей схемы реконструкции газовой сети на основании технико-экономического сравнения вариантов и расчета пропускной способности газопровода с учетом требований МСН4.03-01.

5.8.4.2 Бестраншейные методы восстановления газовых сетей низкого (до 0,005 МПа), среднего (свыше 0,005 МПа до 0,3 МПа) и высокого (до 0,6 МПа) давлений с применением полиэтиленовых труб, а также использование синтетических тканевых шлангов и специального двухкомпонентного клея для реконструкции газопроводов давлением до 1,2 МПа являются предпочтительнее открытой прокладки.

При восстановлении стального газопровода низкого давления протянутые в нем полиэтиленовые трубы могут использоваться для подачи газа как низкого, так и среднего или высокого давления. Целесообразность перевода существующих газовых сетей с низкого давления на среднее или высокое устанавливается расчетом пропускной способности реконструируемого газопровода.

Синтетическими тканевыми шлангами и специальным двухкомпонентным клеем, как правило, восстанавливают изношенные газопроводы без изменения давления в них.

5.8.4.3 Технология протяжки внутри стального изношенного газопровода полиэтиленовой трубы разделяется на два вида:

- протяжка обычной круглой трубы, при этом диаметр реконструируемого газопровода уменьшается;
- протяжка профилированной трубы, поперечное сечение которой временно уменьшено, способной восстановить свою первоначальную форму, существенно не изменяя диаметр реконструируемого газопровода.

5.8.4.4 Особенностью протяжки полиэтиленовых профилированных труб является то, что вследствие сложенной формы при втягивании трубы в реконструируемый газопровод требуется лишь небольшое тяговое усилие. После монтажа специальных деталей-законцовок полиэтиленовая профилированная труба подвергается строго определенному процессу обратной деформации, при этом труба разогревается при

помощи пара под давлением. Таким образом, активизируется специфическая для полиэтилена способность «воспоминания первоначальной формы» и полиэтиленовая труба приобретает круглое сечение, прилегая к стенкам старого газопровода. Изношенная металлическая труба бывшего газопровода используется как направляющий каркас и может служить дополнительной защитой (футляром).

5.8.4.5 Технология восстановления изношенного газопровода производится тканевым шлангом, наружная поверхность которого покрыта специальным двухкомпонентным клеем. Свойства полиэфирных нитей и специальный метод изготовления придают шлангу способность растягиваться в радиальном направлении, что обеспечивает плотное прилегание шланга к внутренней поверхности газопровода.

При восстановлении изношенного газопровода тканевыми шлангами предварительно рассчитанное количество клея, отличающегося высокой прочностью склеивания при небольшой величине усадки, смешивается и заливается в приподнятый конец отрезка тканевого шланга, соответствующего длине восстанавливаемого участка газопровода. Конец шланга надежно завязывается и прикрепляется к ленте, с помощью которой, проходя между двух валиков, втягивается в барабан реверс-машины. Валики, имеющие определенный зазор, обеспечивают равномерное распределение клея по всей длине шланга. Конец намотанного на барабан реверс-машины шланга прикрепляется к реверсивной головке. Реверсивная головка, используя сжатый воздух от компрессора, обеспечивает процесс инверсии, т.е. выворачивания наружу покрытого клеем вводимого в санируемый газопровод тканевого шланга. После прохода тканевого шланга через участок газопровода инициируется скорость затвердевания клея.

Выработанная парогенератором паровоздушная смесь с температурой 105 °С подается в тканевый шланг и выводится на другом конце восстанавливаемого участка газопровода через смонтированные сопла в конденсационную емкость. После окончания процесса отвердевания клея температура пара постепенно снижается до 30 °С. После этого отключается парогенератор и восстанавливаемый участок газопровода продувается воздухом с температурой 30 °С по показанию термометра на удаленном конце восстанавливаемого газопровода, затем с помощью поршня удаляется конденсат.

6 ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ И ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ УСТАНОВКИ

Для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне в системах газоснабжения должны предусматриваться газорегуляторные пункты (ГРП, ГРПБ, ШРП) или газорегуляторные установки (ГРУ).

По давлению газа ГРП, ГРПБ (газорегуляторный пункт блочный) подразделяются на:

- с входным давлением до 0,6 МПа;
- с входным давлением св. 0,6 МПа до 1,2 МПа.

По давлению газа ШРП (шкафной регуляторный пункт) подразделяются на:

- с входным давлением газа до 0,3 МПа;
- с входным давлением газа св. 0,3 МПа до 0,6 МПа;
- с входным давлением газа св. 0,6 МПа до 1,2 МПа.

6.1 Размещение ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ

6.1.1 Отдельно стоящие ГРП, ГРПБ и ШРП размещают с учетом исключения их повреждения от наезда транспорта, стихийных бедствий, урагана и др. Рекомендуется в пределах охранной зоны ГРП, ГРПБ и ШРП устанавливать ограждения, например из металлической сетки, высотой 1,6 м.

6.1.2 При размещении отдельно стоящих, пристроенных и встроенных ГРП обеспечивают свободные подъездные пути с твердым покрытием для транспорта, в том числе аварийных и пожарных машин.

6.1.3 Для отдельно стоящих ГРП и ГРПБ, размещаемых вблизи зданий, особенно повышенной этажности, учитывают зону ветрового подпора при устройстве вентиляции.

6.1.4 Вентиляция помещений ГРУ должна соответствовать требованиям основного производства.

6.1.5 Размещение ШРП с входным давлением газа св. 0,6 до 1,2 МПа на наружных стенах здания не допускается.

ШРП с входным давлением газа до 0,6 МПа допускается устанавливать на наружных стенах газифицируемых производственных зданий не ниже III степени огнестойкости класса С0, зданий котельных, общественных и бытовых зданий производственного назначения, а также на наружных стенах действующих ГРП.

6.1.6 ГРУ размещают в свободных для доступа обслуживающего персонала местах с естественным и/или искусственным освещением. Основной проход между выступающими ограждениями и ГРУ должен быть не менее 1 м.

На промышленных предприятиях при наличии в них собственных газовых служб допускается подача газа одинакового давления от ГРУ, расположенного в одном здании, к другим отдельно стоящим зданиям.

При размещении ГРУ на площадках, расположенных выше уровня пола более 1,5 м, на площадку обеспечивают доступ с двух сторон по отдельным лестницам.

6.1.7 Оборудование, размещаемое в помещениях ГРП, должно быть доступно для ремонта и обслуживания, ширина основных проходов между оборудованием и другими предметами должна быть не менее 0,8 м, а между параллельными рядами оборудования - не менее 0,4 м.

*6.1.8 В помещениях категории А [3] полы должны быть безыскровыми, конструкции окон и дверей должны исключать образование искр.

Стены, разделяющие помещения ГРП, необходимо предусматривать противопожарными I типа, газонепроницаемыми, они должны опираться на фундамент. Швы сопряжения стен и фундаментов всех помещений ГРП перевязываются.

Вспомогательные помещения оборудуются самостоятельным выходом наружу из здания, не связанным с технологическим помещением.

Двери ГРП и ГРПБ предусматривают противопожарными и открывающимися наружу.

Устройство дымовых и вентиляционных каналов в разделяющих стенах, а также в стенах зданий, к которым пристраиваются ГРП (в пределах примыкания ГРП), не допускается.

Помещения, в которых расположены узлы редуцирования с регуляторами давления, отдельно стоящих, пристроенных и встроенных ГРП и ГРПБ должны отвечать требованиям СП РК 3.02-128 и СНиП РК 2.02-05 для помещений категории А [3] (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК*).

6.1.9 При выносе из ГРП части оборудования наружу оно должно находиться в ограде ГРП высотой не менее 2 м.

*6.1.10 Необходимость отопления помещений ГРП, ГРПБ и вид теплоносителя определяются в соответствии с требованиями СП РК 4.02-101 с учетом климатического исполнения и категорий применяемых изделий и оборудования по ГОСТ 15150.

При устройстве местного отопления ГРП и ГРПБ от газовых водонагревателей узел редуцирования на отопительную установку размещается в основном технологическом помещении (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК*).

6.1.11 При размещении в ГРП смежных с регуляторным залом помещений, где размещаются отопительные приборы, приборы КИП и др., отверстия для прохода коммуникаций из зала в смежные помещения при прокладке в них труб должны иметь уплотнения, исключающие возможность проникновения газовой смеси из технологического помещения.

6.2 Оборудование ГРП, ГРУ, ГРПБ и ШРП

6.2.1 В состав оборудования ГРП, ГРУ, ГРПБ и ШРП входят:

- запорная арматура;
- регуляторы давления;
- предохранительно-запорные клапаны (далее - ПЗК);
- предохранительные сбросные клапаны (далее - ПСК);
- приборы замера расхода газа;
- приборы КИП.

6.2.2 Запорная арматура выбирается согласно требованиям раздела 8 настоящего документа.

6.2.3 В качестве регулирующих устройств могут применяться:

- регуляторы давления газа с односедельным клапаном;
- клапаны регулирующие двухседельные;
- поворотные заслонки с электронным регулятором и исполнительным механизмом.

6.2.4 Для прекращения подачи газа к потребителям при недопустимом повышении или понижении давления газа за регулирующим устройством применяются ПЗК различных конструкций (рычажные, пружинные, с соленоидным приводом и др.), отвечающие приведенным ниже требованиям:

- ПЗК рассчитывают на входное рабочее давление, МПа, по ряду: 0,05; 0,3; 0,6; 1,2; 1,6 с диапазоном срабатывания при повышении давления, МПа, от 0,002 до 0,75, а также с диапазоном срабатывания при понижении давления, МПа, от 0,0003 до 0,03;

- конструкция ПЗК должна исключать самопроизвольное открытие запорного органа без вмешательства обслуживающего персонала;

- герметичность запорного органа ПЗК должна соответствовать классу «А» по ГОСТ 9544;

- точность срабатывания должна составлять, как правило, $\pm 5\%$ заданных величин контролируемого давления для ПЗК, устанавливаемых в ГРП и $\pm 10\%$ для ПЗК в ШРП и ГРУ.

6.2.5 Для сброса газа за регулятором в случае кратковременного повышения давления газа сверх установленного должны применяться предохранительные сбросные клапаны (ПСК), которые могут быть мембранными и пружинными.

6.2.6 Пружинные ПСК должны быть снабжены устройством для их принудительного открытия. ШРП пропускной способностью до $100 \text{ м}^3/\text{ч}$, оснащенные регулятором с двухступенчатым регулированием, допускается не оснащать ПСК.

6.2.7 ПСК должны обеспечивать открытие при повышении установленного максимального рабочего давления не более чем на 15% .

6.2.8 ПСК должны быть рассчитаны на входное рабочее давление, МПа, по ряду: от 0,001 до 1,6 с диапазоном срабатывания, МПа, от 0,001 до 1,6.

6.2.9 Трубопроводы, отводящие газ от ПСК в ШРП, устанавливаемые на опорах, следует выводить на высоту не менее 4 м от уровня земли, а при размещении ШРП на стене здания - на 1 м выше карниза или парапета здания.

6.2.10 Для ШРП пропускной способностью до $400 \text{ м}^3/\text{ч}$ допускается предусматривать вывод сбросного газопровода от ПСК за заднюю стенку шкафа.

6.2.11 При наличии телефонной связи установку телефонного аппарата предусматривают вне помещения регуляторов или снаружи здания в специальном ящике.

Допускается установка телефонного аппарата во взрывозащищенном исполнении непосредственно в помещении регуляторов.

6.2.12 Для очистки газа от механических примесей и пыли применяют фильтры заводского изготовления, в паспортах которых должны указываться их пропускная способность при различных входных рабочих давлениях и потери давления в фильтрах.

6.2.13 Фильтрующие материалы должны обеспечивать требуемую очистку газа, не образовывать с ним химических соединений и не разрушаться от постоянного воздействия газа.

6.2.14 Пропускную способность ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ (регулятора давления) следует производить с увеличением на $15\text{-}20\%$ максимального расчетного расхода газа потребителями с учетом требуемого перепада давления.

6.2.15 Газовое оборудование в газорегулирующих блоках ГРП, ГРПБ и ГРУ располагают в следующей последовательности:

- общий запорный орган с ручным управлением для полного отключения ГРП и ГРУ;
- фильтр или группа фильтров с байпасами или без них;
- расходомер (камерная диафрагма с дифманометрами, газовый счетчик). Газовый счетчик может быть установлен после регулятора давления на низкой стороне в зависимости от принятой схемы газоснабжения;
- предохранительный запорный клапан (ПЗК);
- регулятор давления газа;
- предохранительный сбросной клапан (ПСК) после регулятора.

6.2.16 При устройстве байпаса газорегуляторного блока ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ предусматривается установка последовательно двух отключающих устройств с установкой манометра между ними.

Диаметр байпаса должен быть не менее диаметра седла клапана регулятора давления газа.

В ШРП вместо байпаса рекомендуется устройство второй нитки редуцирования.

При отсутствии в ШРП расходомера установка регистрирующих приборов для измерения входного и выходного давления и температуры газа не обязательна.

Газопроводы ГРП, ГРПБ, ШРП, ГРУ следует окрашивать в цвет согласно ГОСТ 14202.

В ГРП, ГРПБ и ГРУ предусматривают продувочные газопроводы:

- на входном газопроводе - после первого отключающего устройства;
- на байпase (обводном газопроводе) - между двумя отключающими устройствами;
- на участках газопровода - с оборудованием, отключаемым для производства профилактического осмотра и ремонта.

Условный диаметр таких газопроводов должен быть не менее 20 мм.

Условный диаметр сбросного газопровода, отводящего газ от ПСК, должен быть равен условному диаметру выходного патрубка клапана, но не менее 20 мм.

Продувочные и сбросные газопроводы должны иметь минимальное число поворотов. На концах продувочных и сбросных газопроводов предусматривают устройства, исключающие попадание атмосферных осадков в эти газопроводы.

6.3 Выбор оборудования ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ

6.3.1 При выборе оборудования ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ необходимо учитывать:

- рабочее давление газа в газопроводе, к которому подключается объект;
- состав газа, его плотность, температуру точки росы, теплоту сжигания (Q_H);
- потери давления на трение в газопроводе от места подключения до ввода его в ГРП или подвода к ГРУ;
- температурные условия эксплуатации оборудования и приборов КИП ГРП и ГРУ.

6.4 Выбор регулятора давления

6.4.1 При подборе регулятора следует руководствоваться номенклатурой ряда регуляторов, выпускаемых промышленностью.

6.4.2 При определении пропускной способности регулятора необходимо определить располагаемое давление газа перед ним и после него с учетом потерь давления и дополнительных потерь давления в арматуре, фильтре, расходомере и ПЗК, установленных до регулятора давления.

6.4.3 Пропускная способность регуляторов с односедельным клапаном определяется согласно паспортным данным, а при их отсутствии может быть определена по формуле (18)

$$Q = 1595fLP_1\varphi\sqrt{1/\rho_0}, \quad (18)$$

где Q - расход газа, м³/ч, при $t = 0^\circ\text{C}$ и $P_{\text{атм}} = 0,1033 \text{ МПа}$;

f - площадь седла клапана, см²;

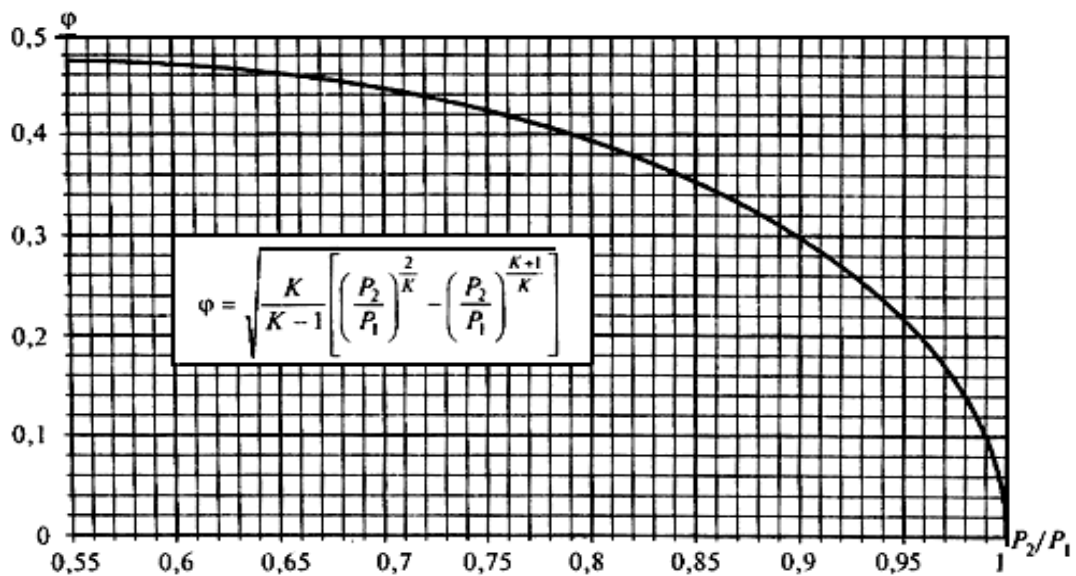
L - коэффициент расхода;

P_1 - абсолютное входное давление газа, равно сумме $P_{\text{изб}}$ и $P_{\text{атм}}$, где $P_{\text{изб}}$ - рабочее избыточное давление, МПа, $P_{\text{атм}} = 0,1033 \text{ МПа}$;

φ - коэффициент, зависящий от отношения P_2 к P_1 , где P_2 - абсолютное выходное

давление после регулятора, равно сумме $P_{2\text{раб}}$ и $P_{\text{атм}}$, МПа, определяется по рисунку 5;

ρ_0 - плотность газа, кг/м^3 , при $t=0^\circ\text{C}$ и $P_{\text{атм}}=0,1033$ МПа.



K - показатель адиабаты газа при давлении 750 мм вод.ст. и температуре 0°C , C_p - теплоемкость при постоянном давлении, $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$, C_v - теплоемкость при постоянном объеме, $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$

Рисунок 5 - График определения коэффициента φ в зависимости от P_2/P_1 при $K = C_p/C_v = 1,32$

Если в паспортных данных регулятора приведена величина расхода газа при максимальном давлении с соответствующей плотностью, то при других значениях P - входного давления и ρ_0 - плотности пропускная способность регулятора может быть определена по формуле (19)

$$Q_2 = Q_1 \frac{P_1^1 \varphi_1^1}{P_2 \varphi_2 \sqrt{\rho_0^1 / \rho_0}}, \quad (19)$$

где Q_2 - расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$, при t , $^\circ\text{C}$, и $P_{\text{бар}}=0,1033$ МПа со значениями P_1^1 , φ_1^1 и ρ_0^1 отличными от приведенных в паспорте на регулятор;

Q_1 - расход газа при P_1^1 , φ_1^1 и ρ_0 согласно паспортным данным;

P_1^1 - входное абсолютное давление, МПа;

φ_1 - коэффициент по отношению P_2/P_1 ;

ρ_0 - плотность газа, кг/м^3 , при $t=0^\circ\text{C}$ и $P_{\text{атм}}=0,1033$ МПа;

P_1^1 , φ_1^1 и ρ_0^1 - принятые данные при использовании других параметров газа.

6.4.4 Пропускная способность двухседельных регулирующих клапанов может быть определена по формуле (20)

$$Q = \frac{5245BK_{vy}\sqrt{\Delta P P_1}}{(273+t_1)\sqrt{\rho_0}}, \quad (20)$$

где Q - расход газа, м³/ч, при температуре газа, равной t_1 и $P_{атм}=0,1033$ МПа;

B - коэффициент, учитывающий расширение среды и зависящий от отношения P_2/P_1 ;

P_1 и P_2 - входные и выходные давления, МПа;

K_{vy} - коэффициент пропускной способности;

ΔP - перепад давления на клапанах, $\Delta P = P_1 - P_2$, МПа;

P_1 и P_2 - соответственно входные и выходные абсолютные давления, МПа;

ρ_0 - плотность газа при t ;

t_1 - температура газа.

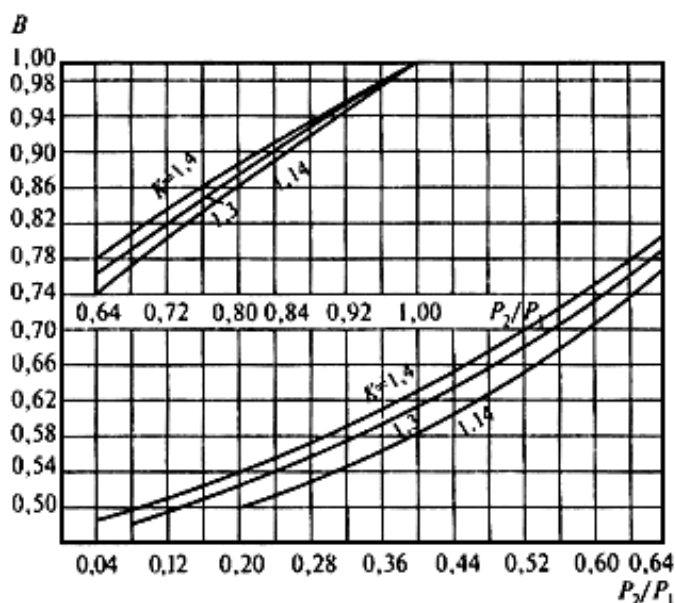


Рисунок 6 - Зависимость коэффициента B от P_2/P_1 .

6.5 Выбор фильтра

6.5.1 Пропускная способность фильтра должна определяться исходя из максимального допустимого перепада давления на его кассете, что должно быть отражено в паспорте на фильтр.

6.5.2 Фильтры, устанавливаемые в ГРП (ГРУ) для защиты регулирующих и предохранительных устройств от засорения механическими примесями, должны соответствовать данным, приведенным в таблице 9.

Таблица 9 – Значения параметров фильтра

Параметр	Значение параметра
Давление на входе (рабочее), МПа	0,3 (3); 0,6 (6); 1,2 (12)
Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра, даПа:	
сетчатого	500 (500)
висцинового	500 (500)
волосяного	1000 (1000)

6.6 Выбор предохранительного запорного клапана - ПЗК

6.6.1 Выбор типа ПЗК определяется исходя из параметров газа, проходящего через регулятор давления, а именно: максимального давления газа на входе в регулятор; выходного давления газа из регулятора и подлежащего контролю; диаметра входного патрубка в регулятор.

6.6.2 Выбранный ПЗК должен обеспечивать герметичное закрытие подачи газа в регулятор в случае повышения или понижения давления за ним сверх установленных пределов.

6.7 Выбор предохранительного сбросного клапана - ПСК

6.7.1 Количество газа, подлежащего сбросу ПСК, следует определять:

- при наличии перед регулятором давления ПЗК - по формуле (21)

$$Q \geq 0,0005Q_d, \quad (21)$$

где Q - количество газа, подлежащее сбросу ПСК в течение часа, м³/ч, при $t = 0$ °С и $P_{бар} = 0,10132$ МПа;

Q_d - расчетная пропускная способность регулятора давления, м³/ч, при $t = 0$ °С и $P_{бар} = 0,10132$ МПа;

- при отсутствии перед регулятором давления ПЗК - по формулам (22) и (23);

- для регуляторов давления с золотниковыми клапанами

$$Q \geq 0,01Q_d; \quad (22)$$

- для регулирующих заслонок с электронными регуляторами

$$Q \geq 0,02Q_d. \quad (23)$$

При необходимости установки в ГРП (ГРУ) параллельно нескольких регуляторов давления количество газа, подлежащего сбросу ПСК, следует определять по формуле (24)

$$Q^1 \geq Q \cdot n, \quad (24)$$

где Q^1 - необходимое суммарное количество газа, подлежащее сбросу ПСК в течение часа, м³/ч, при $t=0$ °С и $P_{бар}=0,10132$ МПа;

n - количество регуляторов, шт.;

Q - количество газа, подлежащее сбросу ПСК в течение часа каждым регулятором, м³/ч, при $t=0$ °С и $P_{бар}=0,10132$ МПа;

6.7.2 Пропускную способность ПСК следует определять по данным заводоизготовителей или расчетам.

6.8 Подбор шкафных регуляторных пунктов - ШРП

6.8.1 При выборе типа ШРП следует руководствоваться указаниями 6.2.14 - 6.2.16, 6.3.1, 6.4.1, а также учитывать следующие факторы:

- влияние климатической зоны, где будет эксплуатироваться ШРП;
- влияние отрицательных температур наружного воздуха;
- температуру точки росы природного газа, при которой из него выпадает конденсат.

7 ВНУТРЕННИЕ ГАЗОПРОВОДЫ

7.1 Общие положения

7.1.1 Внутренние газопроводы выполняют из металлических труб (стальных и медных) и теплостойких многослойных полимерных труб, включающих в себя в том числе один металлический слой (металлополимерных). Применение медных и многослойных металлополимерных труб допускается для газопроводов с давлением категории IV. Многослойные металлополимерные трубы допускается использовать для внутренних газопроводов при газоснабжении природным газом жилых многоквартирных домов высотой не более трех этажей при условии подтверждения в установленном порядке их пригодности для применения в строительстве.

Прокладка газопроводов из указанных труб должна предусматриваться согласно требованиям СН РК 4.03-01 и с учетом положений настоящего свода правил.

В качестве гибких рукавов рекомендуется применять сильфонные металлорукава, стойкие к воздействию транспортируемого газа при заданных давлении и температуре.

7.1.2 Гибкие рукава рекомендуется применять со сроком службы, установленным техническими условиями или стандартами, но не менее 12 лет. Импортные гибкие рукава должны иметь техническое свидетельство, подтверждающее их пригодность.

7.1.3 Гибкие рукава, используемые для присоединения бытового газоиспользующего оборудования, должны иметь маркировку «газ», внутренний диаметр - не менее 10 мм.

Гибкие рукава для присоединения бытовых приборов и лабораторных горелок КИП, баллонов СУГ не должны иметь стыковых соединений.

Не допускаются скрытая прокладка гибких рукавов, пересечение гибкими рукавами строительных конструкций, в том числе оконных и дверных проемов.

7.1.4 При подключении электрифицированного бытового газоиспользующего оборудования в помещениях, не отвечающих требованиям ПУЭ РК по устройству системы выравнивания потенциалов, на газопроводе следует предусматривать изолирующие вставки (после крана на опуске к оборудованию) для исключения протекания через газопровод токов утечки, замыкания на корпус и уравнивающих токов. Роль изолирующих вставок могут выполнять токонепроводящие гибкие рукава.

7.1.5 Открытая прокладка газопроводов предусматривается на несгораемых опорах, креплениях к конструкциям зданий, каркасам и площадкам газоиспользующих установок, котлов и т.п.

Крепление газопроводов предусматривают на расстоянии, обеспечивающем возможность осмотра, ремонта газопровода и установленной на нем арматуры.

7.1.6 Расстояние от газопровода до строительных конструкций, технологического оборудования и коммуникаций следует принимать из условия обеспечения возможности его монтажа и их эксплуатации, до кабелей электроснабжения - в соответствии с ПУЭ РК.

Пересечение газопроводами вентиляционных решеток, оконных и дверных проемов не допускается.

7.1.7 При прокладке газопроводов через конструкции зданий и сооружений газопроводы следует заключать в футляр. Пространство между газопроводом и футляром на всю его длину необходимо заделывать просмоленной паклей, резиновыми втулками или другими эластичными материалами. Пространство между стеной и футляром следует тщательно заделывать цементным или бетонным раствором на всю толщину пересекаемой конструкции.

Края футляров должны быть на одном уровне с поверхностями пересекаемых конструкций стен и не менее чем на 50 мм выше поверхности пола.

Диаметр футляра должен уточняться расчетом, но кольцевой зазор между газопроводом и футляром должен быть не менее 10 мм, а для газопроводов условным диаметром до 32 мм - не менее 5 мм.

7.1.8 Не допускается прокладывать газопроводы в местах, где они могут омываться горячими продуктами сгорания или соприкасаться с нагретым или расплавленным металлом, а также в местах возможного разлива или разбрызгивания коррозионно-активных жидкостей.

Газопроводы необходимо защищать от воздействия открытого теплового излучения (изоляция, устройство экранов и т.д.).

7.1.9 В обоснованных случаях (при отсутствии возможности другой прокладки) допускается транзитная прокладка газопроводов в коридорах общественных, административных и бытовых зданий на высоте не менее 2 м при отсутствии разъемных соединений и арматуры.

7.1.10 Скрытая прокладка газопроводов предусматривается в соответствии со следующими требованиями:

- а) в штрабе стены:
 - размер штрабы принимается из условия обеспечения возможности монтажа, эксплуатации и ремонта газопроводов;
 - вентиляционные отверстия в щитах, закрывающих штрабу, размещаются исходя из

СП РК 4.03-101-2013*

условия обеспечения ее полного проветривания;

*б) в полах монолитной конструкции:

- толщина подстилающего слоя пола под газопроводом, а также расстояние от металлических сеток (или других конструкций, расположенных в полу) принимается не менее 5 см;

- толщина подстилающего слоя над газопроводом принимается не менее 3 см;

- газопровод замоноличивается в конструкцию пола цементным или бетонным раствором, марка которого определяется проектом;

- отсутствие воздействия на полы в местах прокладки газопровода нагрузок в соответствии с требованиями СП РК 3.02-136 (от транспорта, оборудования и т.п.) и агрессивных сред;

- газопроводы в местах входа и выхода из полов следует заключать в футляр, выходящий не менее чем на 5 см из пола и заанкерованный в конструкцию пола (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК*);

в) в каналах полов:

- конструкция каналов должна исключать возможность распространения газа в конструкции полов и обеспечивать возможность осмотра и ремонта газопроводов (каналы засыпаются песком и перекрываются съемными несгораемыми плитами);

- не допускаются прокладка газопроводов в местах, где по условиям производства возможно попадание в каналы агрессивных сред, а также пересечения газопроводов каналами других коммуникаций.

7.1.11 При прокладке газопроводов в штрабе предусматривают крепления его к конструкциям здания. Прокладка газопроводов в канале предусматривается на несгораемых опорах.

*7.1.12 Защиту газопроводов от коррозии следует предусматривать в соответствии с требованиями МСН 4.03-01 и СП РК 3.02-136 (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК*).

7.1.13 На газопроводах производственных зданий (в том числе котельных), а также общественных и бытовых зданий производственного назначения предусматривают продувочные трубопроводы от наиболее удаленных от места ввода участков газопровода, а также от отводов к каждой газоиспользующей установке перед последним по ходу газа отключающим устройством.

Диаметр продувочного газопровода следует принимать не менее 20 мм.

Расстояние от концевых участков продувочных трубопроводов до заборных устройств приточной вентиляции должно быть не менее 3 м по вертикали.

После отключающего устройства на продувочном трубопроводе предусматривают штуцер с краном для отбора пробы, если для этого не может быть использован штуцер для присоединения запальника.

Допускается объединение продувочных трубопроводов от газопроводов с одинаковым давлением газа, за исключением продувочных трубопроводов для газов, имеющих плотность больше плотности воздуха.

При расположении здания вне зоны молниезащиты необходимо предусматривать молниезащиту продувочных трубопроводов в соответствии с СН РК 2.04-29.

7.1.14 На подводящих газопроводах к газоиспользующему оборудованию предусматривается установка отключающих устройств:

- к пищеварочным котлам, ресторанным плитам, отопительным печам и другому аналогичному оборудованию - последовательно два: одно для отключения прибора (оборудования в целом), другое - для отключения горелок;

- к оборудованию, у которого отключающее устройство перед горелками предусмотрено в конструкции, - одно.

7.1.15 Для предотвращения вмешательства посторонних лиц следует предусмотреть пассивные меры защиты внутреннего газопровода. Рекомендуется одна из следующих пассивных мер или их сочетание:

- а) ограничение доступа посторонних лиц к газопроводу (см. типовые решения в приложении Г);

- б) неразъемные соединения;

- в) ограничение доступа к разъемным соединениям и техническим устройствам.

7.1.16 Для безопасной газификации зданий всех назначений следует предусматривать устройства и системы автоматического отключения подачи газа в случае аварийных ситуаций:

при превышении расходом газа допустимого значения, например в результате разрыва газопровода или несанкционированного вмешательства посторонних лиц, - установка в наружных газопроводах запорных клапанов (контроллеров) по расходу газа, автоматически перекрывающих подачу газа;

при появлении в газифицированном помещении дозрывоопасных концентраций газа или опасных концентраций оксида углерода - оборудование помещений датчиками загазованности, связанными с электромагнитным клапаном, перекрывающим подачу газа;

Основные активные меры безопасной газификации здания приведены в приложении Д. Типовые изображения (см. рисунки Д.1 и Д.2 приложения Д) уточняются в проектной документации при их использовании. Активные меры безопасной газификации могут применяться как комплексно, так и в отдельности. Решение об этом должна принимать проектная организация в зависимости от степени риска, требований заказчика, состояния газовых сетей и газоиспользующего оборудования.

7.1.17 Для отопления помещений без центрального отопления или, если центральная система не обеспечивает эффективного отопления, рекомендуется устанавливать, в том числе в жилых помещениях, отопительное газоиспользующее оборудование радиационного и конвективного действия (камины, калориферы, термоблоки, конвекторы и т.д.). Устанавливаемое оборудование должно быть заводского изготовления с отводом продуктов сгорания в атмосферу. Газогорелочные устройства данного оборудования должны быть оснащены автоматикой безопасности по отключению горелок при погасании пламени и нарушении тяги в дымоходе. Помещения для установки вышеуказанного оборудования должны иметь окно с форточкой (открывающейся фрамугой) или вытяжной вентиляционный канал. Для притока воздуха в помещение с вытяжным каналом следует предусматривать приточное устройство. Размер вытяжного канала и приточного устройства определяется расчетом.

При установке газоиспользующего оборудования конвективного действия в жилых

помещениях забор воздуха на горение должен осуществляться снаружи помещения и отвод продуктов сгорания также через стену наружу или в дымоход.

7.1.18 Рекомендации по устройству дымовых и вентиляционных каналов приведены в приложении Е.

7.2 Газоиспользующее оборудование жилых зданий

*7.2.1 Помещения, предназначенные для установки газоиспользующего оборудования, должны отвечать требованиям по безопасности объектов систем газоснабжения, утвержденных приказом Министра внутренних дел Республики Казахстан от 9 октября 2017 года № 673, СН РК 4.03-01 и других нормативных документов.

В одном помещении допускается установка не более 2-х емкостных водонагревателей или 2-х малометражных отопительных котлов.

При установке одного прибора объем помещения составляет не менее 7 м³, 2-х приборов – не менее 12 м³.

В помещении, где устанавливается газоиспользующее оборудование, в качестве легкосбрасываемых ограждающих конструкций допускается использование оконных проемов, остекление которых должно выполняться из условия: площадь отдельного стекла должна быть не менее 0,8 м² при толщине стекла 3 мм, 1,0 м² - при 4 мм и 1,5 м² - при 5 мм (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.08.2018 г. №171-НК*).

7.2.2 Рекомендуются для помещений, предназначенных для установки отопительного газоиспользующего оборудования, соблюдать следующие условия:

- высота не менее 2,5 м (2 м - при мощности оборудования менее 60 кВт);
- естественная вентиляция из расчета: вытяжка - в объеме 3-кратного воздухообмена в час; приток - в объеме вытяжки и дополнительного количества воздуха на горение газа. Для оборудования мощностью св. 60 кВт размеры вытяжных и приточных устройств определяются расчетом;

- оконные проемы с площадью остекления из расчета 0,03 м² на 1 м³ объема помещения и ограждающие от смежных помещений конструкции с пределом огнестойкости не менее REI 45 - при установке оборудования мощностью св. 60 кВт или размещении оборудования в подвальном этаже здания независимо от его мощности;

- выход непосредственно наружу - для помещений цокольных и подвальных этажей многоквартирных и блокированных жилых зданий при установке оборудования мощностью св. 150 кВт в соответствии с требованиями МДС 41-2.

*7.2.3 В жилых зданиях газовые плиты устанавливаются в помещениях кухонь, отвечающих требованиям по безопасности объектов систем газоснабжения, утвержденных приказом Министра внутренних дел Республики Казахстан от 9 октября 2017 года № 673 и инструкций заводов-изготовителей по монтажу газовых плит (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.08.2018 г. №171-НК*).

7.2.4 Допускается установка газовых бытовых плит в летних кухнях или снаружи под навесом. При установке плиты под навесом горелки плиты должны защищаться от задувания ветром.

7.2.5 Допускается перевод на газовое топливо отопительного оборудования заводского изготовления, предназначенного для работы на твердом или жидком топливе.

Газогорелочные устройства, устанавливаемые в оборудовании, должны соответствовать ГОСТ 21204 или ГОСТ 16569.

7.2.6 Расстояния от строительных конструкций помещений до бытовых газовых плит и отопительного газоиспользующего оборудования следует предусматривать в соответствии с паспортами или инструкциями по монтажу предприятий-изготовителей.

7.2.7 При отсутствии требований в паспортах или инструкциях заводов-изготовителей газоиспользующее оборудование устанавливают исходя из условия удобства монтажа, эксплуатации и ремонта, при этом рекомендуется предусматривать установку:

газовой плиты:

- у стены из несгораемых материалов на расстоянии не менее 6 см от стены (в том числе боковой стены). Допускается установка плиты у стен из трудносгораемых и сгораемых материалов, изолированных несгораемыми материалами (кровельной сталью по листу асбеста толщиной не менее 3 мм, штукатуркой и т.п.), на расстоянии не менее 7 см от стен. Изоляция стен предусматривается от пола и должна выступать за габариты плиты на 10 см с каждой стороны и не менее 80 см сверху;

- настенного газоиспользующего оборудования для отопления и горячего водоснабжения:

- на стенах из несгораемых материалов на расстоянии не менее 2 см от стены (в том числе от боковой стены);

- на стенах из трудносгораемых и сгораемых материалов, изолированных несгораемыми материалами (кровельной сталью по листу асбеста толщиной не менее 3 мм, штукатуркой и т.д.), на расстоянии не менее 3 см от стены (в том числе от боковой стены).

Изоляция должна выступать за габариты корпуса оборудования на 10 см и 70 см сверху. Расстояние по горизонтали в свету от выступающих частей данного оборудования до бытовой плиты следует принимать не менее 10 см.

Оборудование для поквартирного отопления следует предусматривать на расстоянии не менее 10 см от стены из несгораемых материалов и от стен из трудносгораемых и горючих материалов.

Допускается установка данного оборудования у стен из трудносгораемых и сгораемых материалов без защиты на расстоянии более 25 см от стен.

При установке вышеуказанного оборудования на пол с деревянным покрытием последний должен быть изолирован несгораемыми материалами, обеспечивая предел огнестойкости конструкции не менее 0,75 ч. Изоляция пола должна выступать за габариты корпуса оборудования на 10 см.

7.2.8 Расстояние от выступающих частей газоиспользующего оборудования в местах прохода должно быть в свету не менее 1,0 м.

7.2.9 Газовые горелки, устанавливаемые в топках отопительных и отопительно-варочных печей, должны быть оснащены автоматикой безопасности по отключению горелок при погасании пламени и нарушении тяги в дымоходе (в соответствии с требованиями ГОСТ 16569).

Топки газифицируемых печей следует предусматривать, как правило, со стороны

коридора или другого нежилого (неслужебного) помещения. Помещения, в которые выходят топки печей, должны иметь вытяжной вентиляционный канал, окно с форточкой (открывающейся фрамугой) и дверь, выходящую в нежилое помещение или тамбур. Перед печью должен быть предусмотрен проход шириной не менее 1 м.

В помещениях с печным газовым отоплением не допускается устройство вытяжной вентиляции с искусственным побуждением.

Топливники отопительных печей при переводе на газовое топливо следует футеровать тугоплавким и огнеупорным кирпичом.

7.3 Газоиспользующее оборудование общественных, административных и бытовых зданий

7.3.1 Не допускается переводить на газ отопительно-варочные печи в помещениях, расположенных под спальными и групповыми комнатами детских учреждений, обеденными и торговыми залами кафе, столовых и ресторанов, больничными палатами, аудиториями, классами учебных заведений, фойе, зрительными залами зданий культурно-просветительных и зрелищных учреждений и других помещений с массовым пребыванием людей.

7.3.2 Допускается переводить на газовое топливо пищеварочные котлы и плиты, кипятивники и т.п., предназначенные для работы на твердом или жидком топливе. В пищеварочных плитах следует предусматривать замену съемных конфорочных колец сплошным настилом. Газогорелочные устройства, устанавливаемые в этом оборудовании, должны быть оснащены автоматикой безопасности по отключению горелок при погасании пламени и нарушении тяги в дымоходе.

7.3.3 Газоиспользующее оборудование для предприятий торговли, общественного питания и других аналогичных потребителей следует оснащать приборами автоматики безопасности, обеспечивающими отключение основных (рабочих) горелок в случае прекращения подачи газа, погасания пламени и прекращения подачи воздуха (для оборудования, оснащенного горелками с принудительной подачей воздуха). Для горелки или группы горелок, объединенных в блок, имеющих номинальную тепловую мощность менее 5,6 кВт, установка автоматики безопасности не обязательна.

7.4 Газоиспользующее оборудование производственных зданий и котельных

7.4.1 Обязка газовых горелок запорной арматурой и средствами автоматики безопасности должна отвечать требованиям ГОСТ 21204.

Для горелок котлов котельных с теплопроизводительностью единичного котлоагрегата 120 МВт и более перед каждой горелкой предусматривают два запорных устройства с электрическими приводами, а во вновь вводимых в эксплуатацию котельных - установку предохранительно-запорного клапана и запорного устройства с электроприводом.

Расстояние от выступающих частей газовых горелок или арматуры до стен или других частей здания, сооружения и оборудования должно быть не менее 1 м по горизонтали.

7.4.2 Газоиспользующее оборудование по комбинированной выработке электроэнергии и тепла размещают в изолируемом помещении с ограждающими конструкциями стен перекрытий не ниже II степени огнестойкости, с минимальными пределами огнестойкости 0,75 ч и пределом распространения огня по конструкциям, равным нулю.

Помещения установок по комбинированной выработке электроэнергии и тепла оборудуют:

- шумопоглощающими устройствами;
- постоянно действующей вентиляцией с механическим побуждением, сблокированной с автоматическим запорным органом, установленным непосредственно на вводе газопровода в помещение;
- системами по контролю загазованности и пожарной сигнализацией, сблокированной с автоматическим запорным органом на вводе в помещение, с выводом сигнала опасности на диспетчерский пульт.

При газоснабжении установок по комбинированной выработке электроэнергии и тепла обвязку отдельных двигателей предусматривают как для газовых горелок по ГОСТ 21204.

На газопроводах предусматривают систему продувочных трубопроводов.

7.4.3 Допускается размещение производственных газоиспользующих установок, а также газогорелочных устройств с обвязкой контрольно-измерительными приборами, арматурой, средствами автоматики, безопасности и регулирования на отметке ниже уровня пола первого этажа помещения (в техническом подполье), если это обусловлено технологическим процессом.

При этом автоматика безопасности должна прекращать подачу газа в случае прекращения энергоснабжения, нарушения вентиляции помещения, понижения или повышения давления газа сверх допустимого, понижения давления воздуха перед смесительными горелками.

Техническое подполье должно быть оборудовано системой контроля загазованности с автоматическим отключением подачи газа и должно быть открыто сверху. Допускается перекрывать подполье решетчатым настилом для обслуживания установки при условии полностью автоматизированного газового оборудования.

При размещении газоиспользующих установок с обвязкой в техническом подполье рекомендуется выполнить следующие требования:

- в техническом подполье следует предусматривать лестницу с поручнями, изготовленную из несгораемых материалов и устанавливаемую с уклоном не менее 45°;
- открытое сверху техническое подполье должно иметь защитное ограждение по периметру (перила), выполняемое по ГОСТ 12.4.059;
- для обслуживания газоиспользующих установок необходимо предусматривать свободные проходы шириной не менее 0,6 м, а перед газогорелочными устройствами - не менее 1,0 м. При полностью автоматизированном оборудовании ширина проходов принимается из расчета свободного доступа при техническом обслуживании.

*Вентиляция технического подполья должна отвечать требованиям основного производства с учетом требований СП РК 4.02-101 (Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК).

7.4.4 При переводе котлов на газовое топливо предусматривают устройство предохранительных взрывных клапанов на котлах и газоходах от них в соответствии с требованиями [4].

Для паровых котлов с давлением пара св. 0,07 МПа и водогрейных котлов с температурой воды выше 115 °С взрывные клапаны предусматривают в соответствии с требованиями. [5].

Для вновь устанавливаемых котлов необходимость устройства взрывных клапанов определяется конструкцией котла, а на газоходах - решается проектной организацией.

Необходимость установки взрывных клапанов на печах и других газоиспользующих установках (за исключением котлов) и газоходах, места установки взрывных клапанов и их число определяются нормами технологического проектирования, а при отсутствии указанных норм - решаются проектной организацией.

При невозможности установки взрывных клапанов в местах, безопасных для обслуживающего персонала, предусматривают защитные устройства на случай срабатывания клапана.

7.4.5 При наличии в котельной нескольких котлов, работающих с топкой под наддувом и подключенных к общей дымовой трубе, предусматривают контроль разрежения у основания дымовой трубы с выводом сигнала от датчика на автоматику безопасности всех котлов. При нарушении работы дымовой трубы по разрежению подача газа на горелки всех работающих котлов должна прекращаться автоматически.

7.4.6 Печи и другие газоиспользующие установки оборудуют автоматикой безопасности, обеспечивающей отключение подачи газа при отклонении заданных параметров от нормы.

7.4.7 Аварийное отключение подачи газа в системе автоматики безопасности может быть заменено сигнализацией об изменении контролируемых параметров, если технологический процесс не допускает перерывов в подаче газа.

7.4.8 Размещение КИП предусматривают у места регулирования измеряемого параметра или на специальном приборном щите.

На отводах к КИП предусматривают отключающие устройства.

При установке КИП на приборном щите допускается использование одного прибора с переключателем для измерения параметров в нескольких точках.

Присоединение КИП и приборов автоматики к газопроводам предусматривают с помощью металлических труб, если иного не предусмотрено требованиями паспорта на прибор или оборудование.

При давлении газа до 0,1 МПа допускается предусматривать присоединение КИП с помощью гибких рукавов длиной не более 3 м.

7.4.9 Для обеспечения стабильного давления газа перед газовыми горелками газоиспользующего оборудования и котлов производственных зданий и котельных рекомендуется установка на газовых сетях регуляторов-стабилизаторов.

При установке регуляторов-стабилизаторов наличия перед ними ПЗК, а после них ПСК не требуется.

7.4.10 Вентиляция производственных помещений и котельных должна соответствовать требованиям строительных норм и правил по размещенному в них производству.

7.5 Горелки инфракрасного излучения

*7.5.1 Горелки инфракрасного излучения (ГИИ) должны соответствовать требованиям технических условий на конкретный тип горелок в соответствии с областью их применения и требованиям стандартов (ГОСТ 25696, ГОСТ 50670).

При использовании систем обогрева с ГИИ помимо положений настоящего документа следует руководствоваться требованиями ГОСТ 12.1.005, СП РК 4.02-101 и других нормативных документов (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК*).

7.5.2 ГИИ допускается применять для обогрева в соответствии с требованиями паспортов и инструкций заводов-изготовителей:

- рабочих мест и зон производственных помещений;
- рабочих мест и зон на открытых площадках (в том числе перронах, спортивных сооружений);
- помещений, конструкций зданий и сооружений и грунта в процессе строительства зданий и сооружений;
- общественных помещений с временным пребыванием людей:
 - а) торговых залов, кроме торговых залов и помещений для обработки и хранения материалов, содержащих легковоспламеняющиеся и взрывоопасные вещества;
 - б) помещений общественного питания, кроме ресторанов;
- животноводческих зданий и помещений;
- для технологического обогрева материалов и оборудования, кроме содержащих легковоспламеняющиеся и взрывоопасные вещества;
- в системах снеготаяния на открытых и полукрытых площадках, на кровлях зданий и сооружений.

7.5.3 Не допускается устанавливать ГИИ в производственных помещениях категорий А, Б, В1 по взрывопожарной и пожарной опасности [3], в зданиях категорий ниже III степени огнестойкости класса С0, а также в цокольных и подвальных помещениях.

7.5.4 Отопительные установки с ГИИ, предназначенные для отопления помещений без постоянного обслуживающего персонала, предусматривают с автоматикой, обеспечивающей прекращение подачи газа в случае погасания пламени горелки.

Необходимость оборудования автоматикой ГИИ, устанавливаемых вне помещений, определяется проектной организацией исходя из конкретных условий размещения и эксплуатации горелок (технологическое размещение ГИИ, розжиг горелок, установленных на высоте более 2,2 м, наличие обслуживающего персонала и др.).

7.5.5 Расстояние от ГИИ до ограждающих конструкций помещения из горючих и трудногорючих материалов (перекрытий, оконных и дверных коробок и т.п.) должно быть, как правило, не менее 0,5 м при температуре излучающей поверхности до 900 °С и не менее 1,25 м для температуры выше 900 °С при условии защиты или экранирования негорючими материалами (кровельной сталью по асбесту, асбестоцементным листом и т.п.).

Открытая электропроводка должна находиться на расстоянии не менее 1 м от ГИИ и поверхности облучения.

7.5.6 Расчет вентиляции помещений, где предусматривается установка ГИИ, следует

выполнять, руководствуясь нормами предельно допустимых концентраций CO₂ и NO_x в воздухе рабочей зоны. Размещение вытяжных устройств следует предусматривать выше излучателей (горелок), а приточных устройств - вне зоны излучения горелок.

Системы обогрева с ГИИ должны быть сблокированы с системой местной или общеобменной вентиляции, исключая возможность пуска и работы системы обогрева при неработающей вентиляции.

7.6 Размещение счетчиков

7.6.1 Приборы (узлы) учета расхода газа рекомендуется устанавливать:

- в газифицируемом помещении;
- в нежилом помещении газифицируемого жилого здания, имеющем естественную вентиляцию;
- в смежном с газифицируемым помещением и соединенным с ним открытым проемом помещения производственного здания и котельной;
- в ГРП, ШРП, ГРПБ;
- вне здания.

7.6.2 В качестве приборов учета газа разрешается использовать бытовые газовые счетчики (далее - счетчики), размещение которых регламентируется данным подразделом.

7.6.3 Установка счетчиков предусматривается исходя из условий удобства их монтажа, обслуживания и ремонта. Высоту установки счетчиков, как правило, следует принимать 1,6 м от уровня пола помещения или земли.

7.6.4 С целью исключения коррозионного повреждения покрытия счетчика при его установке следует предусматривать зазор (2-5 см) между счетчиком и конструкцией здания (сооружения) или опоры.

7.6.5 Установку счетчика внутри помещения предусматривают вне зоны тепло- и влаговыведений (от плиты, раковины и т.п.) в естественно проветриваемых местах. Не рекомендуется устанавливать счетчики в застойных зонах помещения (участки помещения, отгороженные от вентиляционного канала или окна, ниши и т.п.).

Расстояние от мест установки счетчиков до газового оборудования принимают в соответствии с требованиями и рекомендациями предприятий-изготовителей, изложенными в паспортах счетчиков. При отсутствии в паспортах вышеуказанных требований размещение счетчиков следует предусматривать, как правило, на расстоянии (по радиусу) не менее:

- 0,8 м от бытовой газовой плиты и отопительного газоиспользующего оборудования (емкостного и проточного водонагревателя, котла, теплогенератора);
- 1,0 м от ресторанной плиты, варочного котла, отопительной и отопительно-варочной печи.

7.6.6 Наружная (вне здания) установка счетчика предусматривается под навесом, в шкафах или других конструкциях, обеспечивающих защиту счетчика от внешних воздействий. Разрешается открытая установка счетчика.

Размещение счетчика предусматривают:

- на отдельно стоящей опоре на территории потребителя газа;
- на стене газифицируемого здания на расстоянии по горизонтали не менее 0,5 м от

дверных и оконных проемов.

Размещение счетчиков под проемами в стенах не рекомендуется.

7.6.7 Конструкция шкафа для размещения счетчика должна обеспечивать естественную вентиляцию. Дверцы шкафа должны иметь запоры.

8 ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА

*8.1 При проектировании стальных и полиэтиленовых газопроводов рекомендуется предусматривать типы запорной арматуры, приведенные в таблице 10 Герметичность запорной арматуры должна соответствовать классу А по ГОСТ 9544 (Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 25.12.2017 г. №319-НК).

***Таблица 10 – Типы запорной арматуры**
(Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 25.12.2017 г. №319-НК)

Тип арматуры	Область применения
1. Краны конусные натяжные	Наружные надземные и внутренние газопроводы природного газа и паровой фазы СУГ давлением до 0,005 МПа
2. Краны конусные сальниковые	Наружные и внутренние газопроводы природного газа давлением до 1,2 МПа, паровой и жидкой фазы СУГ давлением до 1,6 МПа
3. Краны шаровые, задвижки, клапаны (вентили)	Наружные и внутренние газопроводы природного газа давлением до 1,2 МПа, паровой и жидкой фазы СУГ давлением до 1,6 МПа
4. Задвижки из высокопрочного чугуна с обрезаемым клином	Наружные и внутренние газопроводы природного газа давлением до 1,2 МПа

На подземных газопроводах низкого давления, кроме прокладываемых в районах с сейсмичностью свыше 7 баллов, на подрабатываемых и карстовых территориях в качестве запорных устройств допускается применять гидрозатворы.

8.2 Запорная арматура, устанавливаемая на наружных газопроводах в районах с очень холодным и холодным климатом (районы I₁ и I₂ по ГОСТ 16350), выполняется в климатическом исполнении 5 по ГОСТ 15150 УХЛ1, УХЛ2, ХЛ1, ХЛ2; на внутренних газопроводах в отапливаемых помещениях - У1, У2, У3, У5, УХЛ4, УХЛ5, ХЛ.

Запорная арматура, устанавливаемая в районах с умеренно холодным климатом (районы I₁ и I₂ по ГОСТ 16350) на наружных газопроводах и на внутренних газопроводах в неотапливаемых помещениях выполняется в климатическом исполнении по ГОСТ 15150 У1, У2, У3, УХЛ1, УХЛ2, УХЛ3.

*8.3 Материал запорной арматуры, устанавливаемой на наружных газопроводах и на внутренних газопроводах в неотапливаемых помещениях, рекомендуется принимать с учетом температуры эксплуатации в зависимости от рабочего давления газа по таблице 11. За температуру эксплуатации принимается температура, до которой может

охлаждаться газопровод при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 по СП РК 2.04-01.

На полиэтиленовых газопроводах преимущественно устанавливаются полиэтиленовые краны или задвижки с обрезиненным клином и с неразъемными полиэтиленовыми концами заводского изготовления с выводом штока управления под ковер. Рабочее давления в полиэтиленовом кране или задвижке, как правило, не должны превышать допустимого давления, предусмотренного производителем для данной конструкции крана (*Изм.ред. – Приказы КДСиЖКХ от 25.12.2017 г. №319-НК и от 01.04.2019 г. №46-НК*).

*8.4 В районах строительства с особыми грунтовыми условиями для подземных газопроводов всех давлений условным диаметром свыше 400 мм рекомендуется предусматривать стальную арматуру. Для условных диаметров до 400 мм включительно и давлением до 1,6 МПа допускается применение запорной арматуры стальной и из высокопрочного чугуна.

Для подземных газопроводов условным диаметром до 80 мм допускается применения запорной арматуры из ковкого чугуна.

Для подземных газопроводов давлением до 0,6 МПа, проектируемых для районов со среднепучинистыми, средненабухающими и I типа просадочности грунтами, допускается применять чугунную запорную арматуру, при этом арматуру из серого чугуна следует устанавливать с компенсирующим устройством, обеспечивающим вертикальное перемещение газопровода.

На подземных газопроводах, прокладываемых в районах с сейсмичностью 8 баллов и выше, следует применять запорную арматуру соответствующую классу сейсмичности, подтвержденную документально.

Полиэтиленовые краны и задвижки с обрезиненным клином и с неразъемными полиэтиленовыми концами заводского изготовления на подземных газопроводах применяются вне зависимости от грунтовых условий.

При бесколодезной установке в грунтах с высоким уровнем грунтовых вод и в скальных грунтах, запорную арматуру всех типов следует предусматривать с дополнительным полиуретановым покрытием (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 25.12.2017 г. №319-НК*).

8.5 Запорная арматура предназначена для природного (или сжиженного) газа с соответствующей записью в паспорте.

При использовании запорной арматуры, предназначенной для жидких и газообразных нефтепродуктов, попутного нефтяного газа, а также для аммиака, пара и воды, уплотнительные материалы затвора и разъемов корпуса выполняются стойкими к транспортируемому газу (природному или СУГ).

8.6 Выбор рабочего давления запорной арматуры следует производить в соответствии с давлением газа в газопроводе в зависимости от величины нормативного условного давления арматуры по таблице 12.

Для газопроводов обвязки надземных резервуаров СУГ и средств транспортировки СУГ (железнодорожные и автомобильные цистерны) условное давление запорной арматуры следует принимать не менее 2,5 МПа.

***Таблица 11 – Материал запорной арматуры**
(Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 25.12.2017 г. №319-НК)

Материал запорной арматуры	Нормативный документ	Давление в газопроводе, МПа	Диаметр газопровода, мм	Температура эксплуатации, °С	Примечания
Серый чугун	ГОСТ 1412	Паровая фаза СУГ до 0,05, природный газ до 0,6		Не ниже минус 15**	Не ниже минус 60 °С при диаметре до 100 мм и давлении до 0,005 МПа
Ковкий чугун	ГОСТ 1215, ГОСТ 28394			Не ниже минус 35	
Высокопрочный чугун	ГОСТ 7293	Природный газ до 1,2		Не ниже минус 40**	
Углеродистая сталь	ГОСТ 380, ГОСТ 1050			Не ниже минус 40	
Легированная сталь	ГОСТ 4543, ГОСТ 5520, ГОСТ 19281	СУГ до 1,6, природный газ до 1,2	Без ограничения	Не ниже минус 60	-
Сплавы на основе меди	ГОСТ 17711, ГОСТ 15527, ГОСТ 613			Не ниже минус 60	
Сплавы на основе алюминия *	ГОСТ 21488, ГОСТ 1583	СУГ до 1,6, природный газ до 1,2	До 100	Не ниже минус 60	-
Примечания * Корпусные детали должны изготавливаться: - кованые и штампованные - из деформируемого сплава марки Д-16; - литые - гарантированного качества с механическими свойствами не ниже марки АК-7ч (АЛ-9) по ГОСТ 1583. ** В соответствии с ГОСТ33260.					

Таблица 12 – Давление запорной арматуры

Рабочее давление газопровода, МПа	Условное давление запорной арматуры, МПа, по ГОСТ 356, не менее
До 0,005	0,1
Св. 0,005 до 0,3	0,4
Св. 0,3 до 0,6	0,6 (1,0 - для арматуры из серого чугуна)
Св. 0,6 до 1,2	1,6
Для жидкой фазы СУГ св. 0,6 до 1,6	1,6

*8.7 Запорная арматура должна обладать герметичностью класса А, испытана в заводских условиях на прочность корпуса, герметичность затвора, подвижных и неподвижных соединений и проверена на функционирование в соответствии с ГОСТ 33257 (ГОСТ Р 54432). В соответствии с ГОСТ 4666 запорная арматура должна иметь маркировку на корпусе и отличительную окраску. Маркировка должна содержать товарный знак завода-изготовителя, условное или рабочее давление, условный проход и указатель направления потока, если это необходимо. Окраска корпуса и крышки запорной арматуры выполняется в соответствии с таблицей 13. Полиэтиленовые краны не окрашиваются, их цвет зависит от цвета полиэтилена, из которого они изготовлены (Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 25.12.2017 г. №319-НК).

Таблица 13 – Окраска корпусов запорной арматуры

Материал корпуса	Цвет окраски
Чугун	Черный
Сталь углеродистая	Серый
Сталь коррозионностойкая (нержавеющая)	Голубой
Сталь легированная	Синий
Цветные металлы	Не окрашивается

8.8 Партия запорной арматуры, как правило, сопровождается не менее чем двумя комплектами эксплуатационной документации, включающей в себя паспорт и техническое описание. Допускается объединение этих документов в один (паспорт). Для запорной арматуры с условным проходом св. 100 мм эксплуатационной документацией комплектуется каждое изделие.

8.9 Паспорт на запорную арматуру заполняется в соответствии с ГОСТ 2.601 и отражает, кроме того, следующие основные сведения:

- наименование и адрес завода-изготовителя;
- условное обозначение изделия;
- тип, марку, нормативный документ, по которому изготовлена арматура;
- номер и дату выдачи сертификата установленного образца;
- номер и дату выдачи лицензии на изготовление изделия;
- условный проход, условное и рабочее давление, вид привода, габариты и массу изделия;
- вид и температуру рабочей среды;
- класс герметичности в соответствии с ГОСТ 9544;
- материал основных деталей изделия и уплотнения.

8.10 Условное обозначение запорной арматуры принимается в соответствии с приложением Ж.

8.11 Электропривод запорной арматуры выполняют во взрывозащищенном исполнении.

8.12 Для уплотнений фланцевых соединений применяют прокладки, стойкие к

воздействию транспортируемого газа. Материалы для изготовления прокладок рекомендуется предусматривать по таблице 14.

Таблица 14 – Материалы прокладок для фланцевых соединений

Уплотнительные листовые материалы для фланцевых соединений	Толщина листа, мм	Назначение
1. Паронит по ГОСТ 481 (марка ПМБ)	0,4-4,0	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 1,6 МПа
2. Резина маслобензостойкая по ГОСТ 7338	3-5	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 0,6 МПа
3. Алюминий по ГОСТ 21631 или ГОСТ 13726	1-4	Для уплотнения соединений на газопроводах всех давлений, в том числе транспортирующих сернистый газ
4. Медь по ГОСТ 495 (марки М1, М2)	1-4	Для уплотнения соединений на газопроводах всех давлений, кроме газопроводов, транспортирующих сернистый газ
5. Пластмассы: полиэтилен высокой плотности (ВД) по ГОСТ 16338, низкой плотности (НД) по ГОСТ 16337, фторопласт-4 по ГОСТ 10007	1-4	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 0,6 МПа
Примечание - Прокладки из паронита должны соответствовать требованиям ГОСТ 15180.		

9 РЕЗЕРВУАРНЫЕ И БАЛЛОННЫЕ УСТАНОВКИ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

9.1 Резервуарные установки

9.1.1 Положения настоящего подраздела распространяются на резервуарные установки СУГ, служащие в качестве источников газоснабжения зданий всех назначений.

9.1.2 В составе резервуарной установки должны быть предусмотрены резервуары [в подземном и (или) надземном исполнении], регуляторы давления газа, ПЗК и ПСК, КИП для контроля давления и уровня СУГ в резервуаре, запорная арматура, а также трубопроводы жидкой и паровой фаз.

При технической необходимости в состав резервуарной установки включают испарительные установки СУГ.

9.1.3 Число резервуаров в установке должно быть не менее двух. Допускается установка одного резервуара, если по условиям эксплуатации допускаются перерывы в

потреблении СУГ на длительное время (не менее месяца).

Допускается для обеспечения совместной работы объединять резервуары в группы с соединением их между собой трубопроводами жидкой и паровой фаз СУГ с установкой запорной арматуры на трубопроводах.

9.1.4 Общая вместимость резервуарной установки и вместимость одного резервуара - не более указанных в таблице 15.

9.1.5 Подземные резервуары следует устанавливать на глубине не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней образующей резервуара.

Таблица 15 – Вместимость резервуаров

Назначение резервуарной установки	Общая вместимость резервуарной установки, м ³		Максимальная вместимость одного резервуара, м ³	
	надземной	подземной	надземного	подземного
Газоснабжение жилых, административных и бытовых зданий, общественных зданий и сооружений, в том числе общественных зданий административного назначения	5	300	5	50
Газоснабжение производственных и складских зданий, сельскохозяйственных предприятий и котельных	20	300	10	100

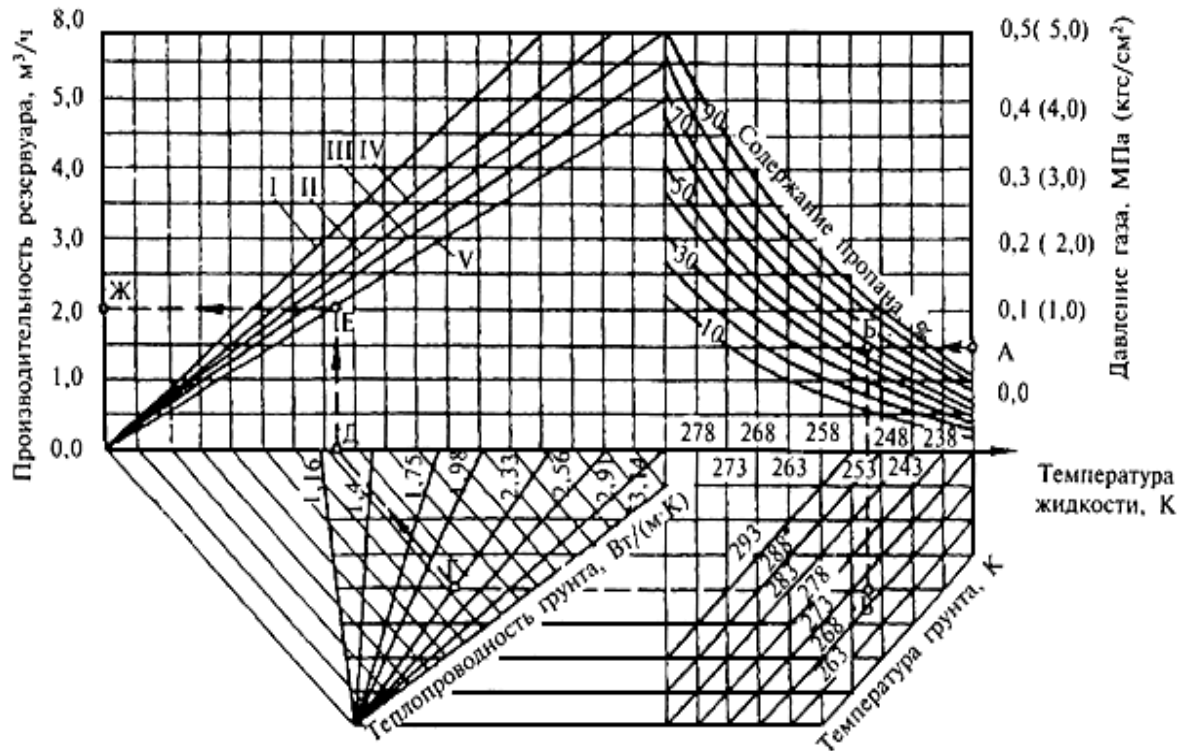
При установке резервуаров следует проводить мероприятия для обеспечения их устойчивости.

9.1.6 Для резервуарных установок следует применять стальные резервуары цилиндрической формы, устанавливаемые подземно или надземно.

В резервуарах следует предусматривать уклон не менее 2% в сторону сборника конденсата, воды и неиспарившихся остатков. При этом сборник конденсата не должен иметь выступов над нижней образующей резервуара, препятствующих полному сбору и удалению конденсата воды и неиспарившихся остатков.

Для надземной установки разрешается предусматривать как стационарные, так и транспортабельные (съемные) резервуары, наполняемые СУГ на ГНС.

9.1.7 Производительность резервуаров вместимостью 2,5 и 5 м³ при подземном расположении и естественном испарении следует определять по рисунку 7.



I - резервуар 5 м³, заполнение 85%; II - резервуар 5 м³, заполнение 50%; III - резервуар 5 м³, заполнение 35% и резервуар 2,5 м³, заполнение 50%;
IV - резервуар 2,5 м³, заполнение 85%; V - резервуар 2,5 м³, заполнение 35%

Рисунок 7 - Номограмма для определения производительности резервуара сжиженного газа вместимостью 2,5 и 5 м³ (подземного)

ПРИМЕР Дано: давление газа - 0,04 МПа (0,4 кгс/см²); содержание пропана - 60%; температура грунта - 270 К; теплопроводность грунта - 2,33 Вт/(м·К); заполнение 35%.

Находим производительность резервуаров - 2 м³/ч по линии А-Б-В-Г-Д-Е-Ж (рисунок 7).

Примечание - Для резервуаров большей вместимости их производительность следует определять опытным путем.

9.1.8 Для учета теплового воздействия подземных резервуаров, расположенных на расстоянии не более 1 м один от другого, полученную по номограмме производительность следует умножить на коэффициент теплового воздействия m в зависимости от числа резервуаров в установке:

При числе резервуаров в установке:

2 - $m = 0,93$;

4 - $m = 0,74$;

6 - $m = 0,67$;

8- $m = 0,64$.

При числе резервуаров больше восьми значение коэффициента m определяется экстраполяцией.

9.1.9 Производительность резервуаров вместимостью 600, 1000, 1600 л при надземном расположении определяется теплотехническим расчетом исходя из условий теплообмена с воздухом или по таблицам 16 и 17.

Таблица 16 - Производительность резервуаров

Содержание пропана в сжиженных газах, %	600 л						1000 л		
	Температура наружного воздуха, °С								
	-30	-20	-10	0	10	20	-30	-20	-10
0	-	-	-	-	0,7	2,3	-	-	-
10	-	-	-	-	1,4	3,0	-	-	-
20	-	-	-	0,3	2,0	3,7	-	-	-
30	-	-	-	1,1	2,7	4,3	-	-	-
40	-	-	0,2	1,8	3,4	5,0	-	-	0,3
50	-	-	0,9	2,6	4,0	5,6	-		1,4
60	-	-	1,7	3,2	4,8	6,3	-	-	2,8
70	-	0,7	2,4	4,0	5,4	7,0	-	2,5	5,3
80	-	1,5	3,3	4,7	6,1	7,6	-	2,5	5,3
90	0,5	2,2	4,0	5,4	6,8	8,2	0,8	3,6	6,4
100	1,2	2,9	4,7	6,1	7,5	9,0	1,9	4,7	7,5

Таблица 17 - Производительность резервуаров

Содержание пропана в сжиженных газах, %	1000 л			1600 л					
	Температура наружного воздуха, °С								
	0	10	20	-30	-20	-10	0	10	20
0	-	1,1	3,5	-	-	-	-	1,5	4,7
10	-	2,3	4,7	-	-	-	-	3,0	6,4
20	0,5	3,4	5,9	-	-	-	1,0	4,6	8,0
30	1,7	4,6	7,0	-	-	-	2,8	6,3	9,3
40	2,8	5,6	8,2	-	-	0,4	4,3	7,8	11,4
50	4,0	6,8	9,3	-	-	1,9	5,9	9,4	13,2
60	5,0	8,0	10,6	-	-	3,8	7,5	11,1	14,8
70	7,3	10,2	13,0	-	3,5	7,3	10,8	14,3	16,5
80	7,3	10,2	13,0	-	3,5	7,3	10,8	14,3	18,2
90	8,6	11,5	14,2	1,1	5,0	8,9	12,4	15,8	19,8
100	9,6	12,5	15,1	2,7	6,6	10,4	14,0	17,5	21,8

Примечание - При температурах, отличающихся от приведенных в таблице 17, производительность следует определять экстраполяцией.

9.1.10 Расчетный часовой расход сжиженных газов Q_d^h , кг/ч, при газоснабжении жилых зданий следует определять по формуле (25)

$$Q_d^h = \frac{n K_d^g Q_y}{Q_1^g \cdot 365} K_h^g, \quad (25)$$

где n - число жителей, пользующихся газом, чел. При отсутствии данных n принимается по числу газифицируемых квартир и коэффициенту семейности, принятому по данным администрации газифицируемого района;

K_d^g - коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течение года (при наличии в квартирах газовых плит $K_d^g=1,4$; при наличии плит и проточных водонагревателей $K_d^g=2,0$);

Q_y - годовой расход газа на одного человека в тепловых единицах, кДж/год (ккал/год), принимается по ГОСТ 51617 (приложение А);

K_h^g - показатель часового максимума суточного расхода - 0,12;

Q_1^g - теплота сгорания газа, кДж/год (ккал/год).

Расчетный часовой расход сжиженных газов для общественных, административных и производственных зданий определяется по тепловой мощности газоиспользующего оборудования.

9.1.11 На газопроводе паровой фазы, объединяющем подземные резервуары, предусматривают установку отключающего устройства между группами резервуаров на высоте не менее 0,5 м от земли. Арматуру и КИП резервуарных установок защищают от повреждений и атмосферных воздействий запирающимися кожухами.

9.1.12 Установку предохранительных сбросных клапанов (ПСК) предусматривают на каждом резервуаре, а при объединении резервуаров в группы (по жидкой и паровой фазам) - на одном из резервуаров каждой группы.

9.1.13 Пропускную способность ПСК следует определять расчетом в соответствии с ГОСТ 12.2.085.

9.1.14 Число квартир, которое целесообразно снабжать от одной резервуарной установки, допускается принимать при подаче паровой фазы СУГ по таблице 18.

9.1.15 Испарительные установки производительностью до 100 м³/ч (200 кг/ч) допускается устанавливать непосредственно на крышках горловин резервуаров или на расстоянии не менее 1 м от подземных или надземных резервуаров, а также непосредственно у газоиспользующего оборудования, если они размещены в отдельных помещениях или на открытых площадках.

При групповом размещении испарителей расстояние между ними должны быть не менее 1 м.

Таблица 18 – Количество квартир для одной резервуарной установки

Преобладаю щая этажность застройки	Оптимальная плотность газопотреблен ия кг/(ч·га)	Число квартир в зависимости от типа испарителей газа			
		электрических		водяных и паровых	
		Оптимальное	допустимое	оптимальное	допустимое
При установке газовых плит					
2	1,65	735	513-1100	975	688-1563
3	2,15	1071	725-1700	1553	1068-2500
4	2,30	1189	775-2013	1765	1188-2813
5	2,60	1444	913-2475	2243	1563-3850
9	3,45	2138	1325-3825	3639	2238-5750
При установке газовых плит и проточных водонагревателей					
2	2,95	803	488-1338	956	588-1575
3	3,80	1355	788-2525	1580	975-2675
4	4,20	1570	900-2938	1818	1163-3200
5	4,60	2051	1075-4200	2349	1400-4225

9.1.16 Испарительные установки предусматривают в случаях, когда резервуарные установки с естественным испарением и резервуарные установки с грунтовыми испарителями не обеспечивают расчетную потребность в газе.

Испарительные установки необходимо оборудовать КИП, а также регулирующей и предохранительной арматурой, исключающей выход жидкой фазы из испарительной установки в газопровод паровой фазы и повышение давления паровой и жидкой фаз выше допустимого. Испарительные установки, для которых в качестве теплоносителя предусматривается горячая вода или водяной пар, должны быть оборудованы сигнализацией о недопустимом снижении температуры теплоносителя.

Температура паровой фазы не должна превышать температуру начала полимеризации непредельных углеводородов (70 °С) с отложением образовавшихся продуктов на поверхности испарителя, а жидкой фазы - минус 45 °С.

В элементах испарительной установки, включая регулятор давления, запорно-предохранительный клапан и трубопроводы, предусматривают мероприятия по предупреждению образования конденсата и кристаллогидратов.

9.1.17 Испарительные установки подразделяются на проточные, обеспечивающие получение паровой фазы постоянного состава в специальных теплообменных аппаратах (испарителях), и емкостные с испарением сжиженных газов непосредственно в расходных резервуарах с помощью специальных погружных нагревателей (регазификаторов).

Проточные и емкостные испарительные установки рекомендуется предусматривать с подземными резервуарами. Допускается использовать испарительные установки с надземными резервуарами при условии нанесения соответствующей тепловой изоляции на их наружную поверхность.

При испарении СУГ непосредственно в подземных резервуарах с помощью регазификаторов предусматривают систему автоматической защиты от снижения уровня

жидкой фазы в резервуаре ниже минимально допустимой, а также от повышения температуры жидкой фазы в резервуаре по сравнению с температурой окружающего грунта сверх допустимой величины.

9.1.18 При использовании в испарительных установках электронагрева электрооборудование должно соответствовать требованиям ПУЭ РК в части взрывозащищенного исполнения. При этом система регулирования должна обеспечивать автоматическое включение электронагревателей после временных перебоев в подаче электроэнергии.

В электрических проточных испарительных установках с промежуточным теплоносителем (антифризом) должна предусматриваться система защиты от повышения температуры антифриза выше допустимого, предотвращения его вскипания и перегорания электронагревателей.

В районах особых грунтовых условий, а также в районах с сейсмичностью выше 6 баллов соединительную трубопроводную и электрическую обвязку рекомендуется устанавливать на крышках горловин подземных резервуаров с соблюдением соответствующих требований ПУЭ РК. Соединения подземных резервуаров с подземными распределительными газопроводами и линиями электропередачи в этих районах должны предусматривать компенсацию их взаимных, в том числе противоположно направленных, перемещений.

При использовании в испарительных установках в качестве теплоносителя горячей воды или пара из тепловых сетей следует предусматривать мероприятия (отстойники и т.д.), исключающие возможность попадания СУГ в тепловые сети.

9.1.19 Испарительные установки, для которых в качестве теплоносителя используются горячая вода или водяной пар, должны быть оборудованы сигнализацией о недопустимом снижении температуры теплоносителя.

Для испарителей, размещаемых вне помещений, следует предусматривать тепловую изоляцию корпуса и других элементов, теплотери с наружных поверхностей которых могут нарушить их нормальный режим эксплуатации.

9.1.20 Испарительные установки в комплексе со смесительными установками (установки пропано-воздушной смеси) следует предусматривать в следующих случаях:

- при газоснабжении районов или объектов, которые в перспективе будут снабжаться природным газом;
- для покрытия пиковых нагрузок в сетях природного газа в периоды часового, суточного или сезонного максимума;
- в качестве резервного топлива для объектов и установок, требующих бесперебойного газоснабжения;
- при использовании в системах газоснабжения технического бутана.

9.1.21 Прокладка газопроводов может быть как подземной, так и надземной.

Прокладку подземных газопроводов паровой фазы СУГ низкого давления от резервуарных установок осуществляют на такой глубине, где минимальная температура грунта выше температуры конденсации паровой фазы СУГ.

При прокладке газопроводов выше глубины промерзания грунта следует предусматривать конденсатосборники, расположенные ниже глубины промерзания грунта.

При прокладке подземных газопроводов низкого давления паровой фазы СУГ допускается применение полиэтиленовых труб из ПЭ 100.

9.1.22 Уклон газопроводов должен быть не менее 5% в сторону конденсатосборников. Вместимость конденсатосборников должен быть по расчету в зависимости от состава СУГ и следует принимать не менее 4 л на 1 м³ расчетного часового расхода газа..

9.1.23 Прокладку надземных газопроводов от резервуарных установок следует (при необходимости) предусматривать с тепловой изоляцией и обогревом газопроводов. В пониженных местах надземных газопроводов следует предусматривать конденсатоотводчики (краны). Тепловая изоляция должна быть из негорючих материалов.

Для резервуарных установок следует предусматривать молниезащиту, если они не попадают в зону защиты близрасположенных зданий, в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

9.1.24 Для резервуарных установок СУГ с подземными резервуарами, установленными в районах с особыми условиями, должна быть предусмотрена надземная прокладка газопроводов жидкой и паровой фаз, соединяющих резервуары.

9.2 Баллонные групповые и индивидуальные установки

9.2.1 Баллонные установки СУГ, служащие в качестве источников газоснабжения зданий различного назначения, подразделяют на:

- индивидуальные, в состав которых входит не более двух баллонов;
- групповые, в состав которых входит более двух баллонов.

9.2.2 В состав групповой баллонной установки следует включить баллоны для СУГ, запорную арматуру, регуляторы давления газа, ПЗК и ПСК, манометр и трубопроводы паровой фазы СУГ. Число баллонов в групповой установке следует определять расчетом.

9.2.3 Максимальную общую вместимость групповой баллонной установки следует принимать по таблице 19.

Таблица 19 – Максимальная вместимость групповой баллонной установки

Назначение групповой баллонной установки	Вместимость всех баллонов в групповой баллонной установке, л (м ³), при размещении	
	у стен здания	на расстоянии от здания
Газоснабжение жилых, административных и бытовых зданий, общественных зданий и сооружений, в том числе общественных зданий административного назначения	600 (0,6)	1000 (1)
Газоснабжение зданий производственных предприятий, складов, котельных, общественных и бытовых зданий производственного назначения	1000 (1)	1500 (1,5)

Прокладка газопроводов от размещенных вне зданий баллонных установок должна быть, как правило, надземной.

9.2.4 Групповые баллонные установки размещают в запирающихся шкафах из негорючих материалов, при этом шкафы должны устанавливаться на опорах и иметь естественную вентиляцию.

9.2.5 Прокладку подземных газопроводов низкого давления от групповых баллонных и резервуарных установок с искусственным испарением газа следует предусматривать на глубине, где минимальная температура выше температуры конденсации газа.

10 ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ, ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПУНКТЫ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

10.1 Общие положения

10.1.1 Раздел содержит положения по проектированию и реконструкции газонаполнительных станций (ГНС), газонаполнительных пунктов (ГНП), складов баллонов (СБ). Проектировать станции регазификации рекомендуется по нормам ГНС.

10.2 Размещение зданий и сооружений ГНС, ГНП и планировка территории

10.2.1 Территории ГНС, ГНП подразделяются на производственную и вспомогательную зоны, в пределах которых в зависимости от технологического процесса, транспортирования, хранения и поставки потребителям СУГ могут предусматриваться следующие основные здания, помещения и сооружения:

- а) в производственной зоне:
 - железнодорожный путь с эстакадой и сливными устройствами для слива СУГ из железнодорожных цистерн в резервуары базы хранения;
 - база хранения с резервуарами для СУГ;
 - насосно-компрессорное отделение;
 - испарительное отделение;
 - наполнительный цех;
 - отделение технического освидетельствования баллонов;
 - отделение окраски баллонов;
 - колонки для наполнения автоцистерн, слива газа из автоцистерн при доставке газа на ГНС автомобильным транспортом, заправки газобаллонных автомобилей;
 - теплообменные установки для подогрева газа;
 - резервуары для слива из баллонов неиспарившегося газа и газа из переполненных и неисправных баллонов;
 - прирельсовый склад баллонов и другие здания и сооружения, требуемые по технологии ГНС;
- б) во вспомогательной зоне:
 - цех вспомогательного назначения с размещением в нем административно-

СП РК 4.03-101-2013*

хозяйственных и бытовых помещений, лабораторий, насосной, механических мастерских по ремонту оборудования ГНС, баллонов и вентилей, аккумуляторной и других помещений;

- котельную (при невозможности подключения к существующим источникам теплоснабжения);

- трансформаторную подстанцию;

- резервуары для противопожарного запаса воды с насосной станцией;

- водонапорную башню;

- складские и другие помещения;

- очистные сооружения;

- мойку для автомобилей;

- здание для технического обслуживания автомобилей;

- пункт технического контроля;

- автовесы и другие здания и сооружения, связанные с функциональностью ГНС.

10.2.2 Во вспомогательной или производственной зоне допускается предусматривать:

- воздушную компрессорную;

- железнодорожные и автомобильные весы или заменяющие их весовые устройства.

10.2.3 В насосно-компрессорном и испарительном отделениях допускается предусматривать газорегуляторную установку для собственных нужд.

10.2.4 Подъездной железнодорожный путь к ГНС, как правило, не должен проходить через территорию других предприятий.

Допускается прохождение подъездного железнодорожного пути к ГНС через территорию не более одного предприятия (по согласованию с этим предприятием) с примыканием подъездного пути ГНС к существующей железнодорожной ветке предприятия.

10.2.5 Производственную и вспомогательную зоны и участок размещения автохозяйства следует разделять конструкциями облегченного типа из негорючих материалов, например, металлической сеткой.

Территория ГНС и ГНП должна быть ограждена проветриваемой оградой из негорючих материалов.

10.2.6 Планировка территорий должна исключать возможность образования мест скопления сжиженных газов (застойных зон) и вместе с системой водостоков обеспечивать водоотвод и защиту территории от попадания извне талых и ливневых вод.

*10.2.7 Планировку площадок и проектирование подъездных и внутриплощадочных дорог следует выполнять в соответствии с требованиями СН РК 3.01-01, СП РК 3.03-122 и с учетом рекомендаций настоящего свода правил (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК*).

10.2.8 Участок железной дороги от места примыкания, включая территорию ГНС, следует относить к подъездной дороге V категории; подъездную автодорогу ГНС - к IV категории.

10.2.9 Железнодорожные пути ГНС в местах слива газа должны предусматриваться в виде горизонтальных или с уклоном не круче 2,5% участков.

Для расцепки состава необходимо предусматривать дополнительный прямой участок пути со стороны тупика длиной не менее 20 м.

10.2.10 Территория ГНС, ГНП и СБ должна сообщаться с автомобильной дорогой общего назначения подъездной автодорогой IV категории.

Для резервуаров вместимостью свыше 500 м³ предусматривают два рассредоточенных выезда: основной и запасной для аварийной эвакуации автотранспорта.

Присоединение запасного выезда к подъездной автодороге предусматривают на расстоянии не менее 40 м от основного выезда.

10.2.11 Автомобильные дороги для противопожарных проездов проектируются на две полосы движения для ГНС.

Автомобильные дороги на территориях предусматривают по IV категории.

Перед территорией рекомендуется предусматривать площадку для разворота и стоянки автомашин исходя из производительности объекта.

10.2.12 Между колонками для наполнения автоцистерн и заправки газобаллонных автомобилей предусматривают сквозной проезд шириной не менее 6 м.

На подъездах к колонкам необходимо предусматривать защиту от наезда автомобилей.

10.2.13 Для ГНС, размещаемых на территории промышленных предприятий, следует предусматривать один въезд на их территорию с разработкой регламента.

10.2.14 Проектирование зданий и сооружений должно выполняться в соответствии с требованиями СП РК 3.02-107, СП РК 3.02-128, СНиП РК 2.02-05, МСН 4.03-01 и настоящих положений (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК*).

10.2.15 Насосно-компрессорное отделение размещают в отдельно стоящем здании, в котором, при необходимости, допускается предусматривать размещение испарительной (теплообменной) установки.

Допускается совмещение в отдельно выделенном помещении насосно-компрессорного отделения с наполнительным отделением (цехом), за исключением ГНС и ГНП.

10.2.16 В здании наполнительного отделения (цеха) предусматривают следующие основные помещения:

- наполнительное отделение с оборудованием для слива, наполнения, контроля герметичности и контроля заполнения баллонов;
- отделение дегазации баллонов (по назначению объекта);
- погрузочно-разгрузочную площадку для баллонов.

В помещении насосно-компрессорного и наполнительного отделений предусматривают порошковые огнетушители из расчета не менее 100 кг порошка при площади помещения до 200 м² включительно и не менее 250 кг при площади помещения до 500 м² включительно.

10.2.17 Отделение технического освидетельствования баллонов и отделение окраски баллонов могут размещаться в здании наполнительного отделения (цеха) или в отдельном здании, кроме ГНП, СБ.

10.2.18 Отделение окраски баллонов предусматривают заблокированным с

отделением технического освидетельствования баллонов.

10.2.19 При реконструкции ГНС рекомендуется предусматривать размещение помещения для окраски баллонов в отдельном здании.

10.2.20 Для отделения технического освидетельствования баллонов предусматривают погрузочно-разгрузочную площадку для баллонов, поступающих на техническое освидетельствование.

Размеры площадки с учетом проходов и свободного проезда транспортных средств определяются из расчета обеспечения размещения баллонов в количестве двойной суточной производительности наполнительного отделения.

10.2.21 Площадку располагают на обособленном участке вне территории населенного пункта, преимущественно на возвышенном месте с подветренной стороны ветров преобладающего направления (по годовой «розе ветров») по отношению к жилым, общественным и производственным зданиям (сооружениям), а также к объектам с открытыми источниками пламени (котельные, факельные установки, печи и т.д.).

Территорию площадки следует планировать горизонтально с допустимым уклоном не более 2%.

Дороги въезда - выезда и территория площадки должны иметь твердое покрытие из негорючих материалов.

Территория площадки, за исключением въездов и выездов, должна иметь ограждение, обозначающее площадь, закрытую для посещения посторонними лицами. Ограждение должно быть выполнено из негорючих материалов в виде продуваемых преград высотой от 0,5 до 0,7 м. Допускается предусматривать ограждение в виде шнура с красными флажками с фиксацией его посредством металлических штырей.

Для въезда на территорию площадки и выезда на дороги, открытые для общего пользования, предусматривают наличие ограничителей проезда (шлагбаумы, переносные барьеры или дорожные знаки и т.п.).

Площадка имеет две зоны:

- производственную, на которой осуществляется заправка бытовых баллонов;
- складскую, на которой осуществляется хранение бытовых баллонов (с момента разгрузки порожних баллонов и до момента их заполнения и погрузки на специальные транспортные средства для доставки потребителям).

Места расположения порожних и наполненных баллонов должны обозначаться соответствующими табличками.

В складской зоне баллоны устанавливаются в специальных устройствах (рамах), препятствующих падению и соударению баллонов друг с другом. Допускается горизонтальное размещение баллонов с СУГ для временного складирования в складской зоне площадки. При этом высота штабеля не должна превышать 1,5 м, а вентили баллонов должны быть обращены в одну сторону.

Над погрузочно-разгрузочной площадкой предусматривают навесы из негорючих материалов, а по периметру - сплошное решетчатое ограждение (при необходимости). Полы следует предусматривать с покрытиями из негорючих, не дающих искры материалов. Выбор материалов для изготовления полов и различных металлических конструкций следует производить в соответствии с приложением Ж.

При необходимости территория площадки может быть оборудована наружным освещением, обеспечивающим требуемую нормативными документами величину минимальной общей освещенности. Освещение выполняют с применением арматуры, соответствующей уровню взрывозащиты, определяемому по ПУЭ РК, или устанавливают вне взрывоопасных зон.

Предусматривать на площадке воздушные линии электропередачи не допускается.

При размещении площадки вблизи посадок сельскохозяйственных культур, по которым возможно распространение пламени, вдоль прилегающих к посадкам границ площадки должны предусматриваться наземное покрытие, выполненное из материалов, не распространяющих пламя по своей поверхности, или вспаханная полоса земли шириной не менее 5 м. На расстоянии ближе 20 м от площадки не допускается расположение кустарников и деревьев, выделяющих при цветении хлопья, волокнистые вещества или опушенные семена.

10.3 Резервуары для СУГ

10.3.1 Резервуары для СУГ на ГНС, ГНП могут устанавливаться надземно, подземно или в засыпке грунтом.

Расстояния в свету между отдельными подземными резервуарами должны быть равны половине диаметра большего смежного резервуара, но не менее 1 м.

Толщина засыпки (обсыпки) подземных резервуаров должна быть не менее 0,2 м от верхней образующей резервуара.

10.3.2 Надземные резервуары следует располагать группами, как правило, в районе пониженных планировочных отметок площадки ГНС, ГНП. Рекомендуется принимать максимальную общую вместимость надземных резервуаров в группе по таблице 20, минимальные расстояния в свету между группами резервуаров - по таблице 21.

Таблица 20 - Максимальная общая вместимость надземных резервуаров

Общая вместимость резервуаров ГНС, ГНП, м ³	Общая вместимость резервуаров в группе, м ³
До 2000	1000
Св. 2000 до 8000	2000

Таблица 21- Минимальные расстояния в свету между группами резервуаров

Общая вместимость резервуаров в группе, м ³	Расстояние в свету между внешними образующими крайних резервуаров групп, расположенных надземно, м
До 200	5
Св. 200 до 700	10
Св. 700 до 2000	20

10.3.3 Внутри группы расстояния в свету между надземными резервуарами должны

быть не менее диаметра наибольшего из рядом стоящих резервуаров, а при диаметре резервуаров до 2 м - не менее 2 м.

Расстояние между рядами надземных резервуаров, размещаемых в два ряда и более, должно быть равно длине наибольшего резервуара, но не менее 10 м.

10.3.4 Обвязку резервуаров, предназначенных для приема и хранения СУГ, предусматривают с учетом раздельного приема и хранения газа различных марок, предусмотренных ГОСТ 20448.

10.3.5 Вместимость базы хранения СУГ на ГНС определяют в зависимости от суточной производительности станции (без пунктов), степени заполнения резервуаров и количества резервируемых для хранения СУГ на газонаполнительной станции. Количество резервируемого для хранения газа следует определять в зависимости от расчетного времени работы объекта без поступления газа t , сут, определяемого по формуле (26)

$$t = \frac{L}{V} + t_1 + t_2, \quad (26)$$

где L - расстояние от завода-поставщика сжиженных газов до объекта, км;

V - нормативная суточная скорость доставки грузов МПС повагонной отправки, км/сут (допускается 330 км/сут);

t_1 - время, затрачиваемое на операции, связанные с отправлением и прибытием груза (принимается 1 сут);

t_2 - время, которое следует предусматривать на эксплуатационный запас сжиженных газов на объекте (принимается в зависимости от местных условий в размере 3-5 сут).

При соответствующем обосновании (ненадежность транспортных связей и др.) допускается увеличивать t_2 , но не более чем до 10 сут.

10.3.6 При расположении объекта в непосредственной близости от предприятия, вырабатывающего сжиженные газы, транспортирование которых на объект осуществляется в автоцистернах или по трубопроводам, допускается сокращать запас газа до 2 сут.

При размещении ГНС на промышленном предприятии запас сжиженных газов следует определять в зависимости от принятого для промышленного предприятия норматива по хранению резервного топлива.

10.3.7 Надземные резервуары устанавливают с уклоном 2-3% в сторону сливного патрубка.

Надземными считаются резервуары, у которых нижняя образующая находится на одном уровне или выше планировочной отметки прилегающей территории.

10.3.8 Надземные резервуары устанавливают на опоры из негорючих материалов (с пределами огнестойкости не менее 2 ч) с устройством стационарных металлических площадок с лестницами.

Площадки должны предусматриваться с двух сторон от арматуры, приборов и люков. К штуцеру для вентиляции следует предусматривать площадку с одной стороны.

При устройстве одной площадки для нескольких резервуаров лестницы следует предусматривать в концах площадки. При длине площадки более 60 м в средней ее части следует предусматривать дополнительную лестницу. Лестницы должны выводиться за

обвалование.

10.3.9 Надземные резервуары защищают от нагрева солнечными лучами (например, окраска резервуаров в белый или серебристый цвет, водяное охлаждение).

10.3.10 Для подземного размещения базы хранения предусматривают только цилиндрические резервуары.

10.3.11 Подземные и наземные резервуары, засыпаемые грунтом, устанавливают на фундаменты из негорючих материалов.

Допускается устанавливать такие резервуары непосредственно на грунт при несущей способности грунта не менее 0,1 МПа.

Подземно расположенными резервуарами следует считать резервуары, у которых верхняя образующая резервуара находится ниже планировочной отметки земли не менее чем на 0,2 м.

К подземным резервуарам приравниваются надземные, засыпаемые грунтом на высоту не менее 0,2 м выше их верхней образующей и шириной не менее 6 м, считая от стенки резервуара до бровки насыпи, или защищенные иным негорючим материалом, обеспечивающим такую же теплоизоляцию от воздействия пожара. При этом следует обеспечить предотвращение образования пустот между резервуаром и защищающим его материалом в течение времени эксплуатации резервуара.

Засыпку резервуаров следует предусматривать песками или глинистым грунтом, не имеющим в своем составе органических примесей с дерном.

10.3.12 В местах с прогнозированным высоким стоянием грунтовых вод должны быть предусмотрены решения, исключающие всплытие резервуаров.

10.3.13 Резервуары следует защищать от коррозии:

- подземные - в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602 и нормативно-технической документации, утвержденной в установленном порядке;

- надземные - покрытием, состоящим из двух слоев грунтовки и двух слоев краски, лака и эмали, предназначенной для наружных работ при расчетной температуре в районе строительства.

10.3.14 Соединение электродвигателей с насосами и компрессорами предусматривают муфтовым с диэлектрическими прокладками и шайбами.

10.3.15 Контроль степени наполнения баллонов предусматривают независимо от способа их наполнения путем взвешивания или другим методом, обеспечивающим не меньшую точность определения степени наполнения всех баллонов (100%).

10.3.16 Испарители и теплообменники для подогрева СУГ (в дальнейшем - испарительные установки), размещаемые вне помещений, располагают на расстоянии не менее 10 м от резервуаров для хранения СУГ и не менее 1 м от стен здания насосно-компрессорного отделения или наполнительного цеха.

10.3.17 Испарительные установки производительностью до 200 кг/ч допускается размещать в насосно-компрессорном отделении или непосредственно на крышках горловин (на штуцерах) подземных и надземных резервуаров, а также в пределах базы хранения на расстоянии не менее 1 м от резервуаров.

10.3.18 Расстояние между испарителями принимают не менее диаметра испарителя, но не менее 1 м.

10.4 Оборудование объектов СУГ

10.4.1 Газопроводы, арматура и КИП

10.4.1.1 На вводе газопроводов в насосно-компрессорное и наполнительное отделения предусматривают снаружи здания отключающее устройство с электроприводом на расстоянии от здания не менее 5 м и не более 30 м.

10.4.1.2 Газопроводы жидкой и паровой фазы СУГ следует предусматривать из стальных труб в соответствии с требованиями СН 4.03-01.

10.4.1.3 Для присоединения сливных, наливных и заправочных устройств ГНС предусматривают резиновые и резинотканевые рукава, материал которых должен обеспечивать стойкость рукавов к транспортируемому газу при заданных давлении и температуре.

10.4.1.4 Прокладку газопроводов в производственной зоне ГНС и ГНП предусматривают надземной на опорах из негорючих материалов высотой не менее 0,5 м от уровня земли.

10.4.1.5 Допускается прокладка газопроводов по наружным стенам, кроме стен зданий III и ниже степени огнестойкости основных производственных зданий на расстоянии 0,5 м выше или ниже оконных проемов и на 0,5 м выше дверных проемов. В этих случаях размещать арматуру, фланцевые и резьбовые соединения над и под проемами не допускается.

10.4.1.6 Проходы газопроводов и других коммуникаций через стены, отделяющие помещения с взрывоопасными зонами класса В-1а от помещений невзрывоопасных зон, предусматривают в футлярах, уплотненных с двух сторон газонепроницаемым материалом.

10.4.1.7 Расчет пропускной способности газопроводов сжиженных газов производят в соответствии с разделом «Расчет диаметра газопровода и допустимых потерь давления» настоящего свода правил.

10.4.1.8 На участках надземных газопроводов жидкой фазы, ограниченных запорными устройствами, для защиты газопровода от повышения давления при нагреве солнечными лучами предусматривают установку предохранительного клапана, сброс газа которого осуществляется через свечу на высоту не менее 3 м от уровня газопровода.

10.4.1.9 В помещениях насосно-компрессорном, наполнения и слива, дегазации баллонов, окрасочном, а также в других помещениях категории А предусматривают установку сигнализаторов опасной концентрации газа в воздухе помещения.

10.4.1.10 Для подземных и надземных резервуаров СУГ предусматривают КИП и предохранительную арматуру в соответствии с положениями [6].

10.4.1.11 Пропускная способность предохранительных клапанов (количества газа, подлежащего отводу через предохранительный клапан) для надземных резервуаров определяется из условий теплообмена между надземным резервуаром и окружающей средой в случае пожара при температуре окружающего воздуха 600 °С, а для подземных резервуаров принимается в размере 30% расчетной пропускной способности, определенной для надземных резервуаров.

10.4.1.12 Отвод газа от предохранительных клапанов резервуаров предусматривают

через сбросные газопроводы, которые должны быть выведены на высоту не менее 3 м от настила обслуживающей площадки надземных резервуаров или от поверхности засыпки подземных резервуаров. Допускается присоединение нескольких предохранительных клапанов к одному газопроводу.

На концах сбросных газопроводов предусматривают устройства, исключающие попадание атмосферных осадков в эти газопроводы и направление потока газа вниз.

На сбросных газопроводах от предохранительных клапанов установка отключающих устройств не допускается.

10.4.1.13 КИП, регулирующую, предохранительную и запорную арматуру подземных резервуаров устанавливают над засыпной частью и предусматривают защиту их от повреждений.

10.4.2 Сливные устройства

10.4.2.1 Число сливных устройств на железнодорожной эстакаде и сливных колонок определяют исходя из максимального суточного отпуска газа с ГНС с учетом неравномерности поступления газа в железнодорожных цистернах (коэффициент неравномерности принимают равным 2,0).

Для обслуживания сливных устройств необходимо предусматривать эстакады (колонки) из негорючих материалов с площадками для присоединения сливных устройств к цистернам (колонкам). В конце эстакады следует предусматривать лестницы шириной не менее 0,7 м, уклоном не более 45°. Лестницы, площадки эстакады должны иметь перила высотой 1 м со сплошной обшивкой понижу высотой не менее 90 мм.

10.4.2.2 На газопроводах для слива газа из железнодорожных цистерн в непосредственной близости от места соединения стационарных газопроводов ГНС со сливными устройствами транспортных средств предусматривают:

- на газопроводах жидкой фазы - обратный клапан;
- на газопроводах паровой фазы - скоростной клапан;
- до отключающего устройства - штуцер с запорным органом для удаления остатков газа в систему газопроводов или продувочную свечу (газопровод).

Допускается не предусматривать скоростной клапан при бесшланговом способе слива (налива) газа по металлическим газопроводам специальной конструкции при обеспечении безопасных условий слива (налива).

10.4.2.3 Для слива газа, поступающего на ГНС и ГНП в автоцистернах, следует предусматривать сливные колонки, обвязка которых должна обеспечивать соединение автоцистерны с газопроводами паровой и жидкой фаз резервуаров базы хранения через запорно-предохранительную арматуру аналогично сливным железнодорожным устройствам.

Колонки для заправки газобаллонных автомобилей следует оборудовать запорно-предохранительной арматурой и устройством для замера расхода газа.

10.4.3 Инженерные коммуникации

10.4.3.1 Система водоснабжения должна обеспечивать производственные и бытовые

нужды, а также потребность в воде на тушение пожара.

Расход воды на пожаротушение для резервуаров сжиженных газов должен быть обеспечен в количестве, определенном нормативными документами.

10.4.3.2 При водоснабжении газовых объектов от артезианских скважин или открытых водоемов вода, идущая на бытовые нужды, должна хлорироваться и подвергаться бактериологическому анализу в сроки, установленные органами санитарного надзора.

10.4.3.3 В теплое (жаркое) время года рекомендуется проверять работу системы орошения резервуаров парка хранения сжиженных газов.

10.4.3.4 Задвижки водопровода, подающего воду в систему орошения резервуаров, располагаются в доступных местах на расстоянии не менее 25 м от резервуаров.

10.4.3.5 При проектировании канализации предусматривают производственно-ливневую, хозяйственно-фекальную канализации и повторное использование незагрязненных производственных стоков, а также загрязненных стоков после их локальной очистки.

10.4.3.6 Для улавливания жидкостей, не растворяющихся в воде, а также взвешенных частиц на производственно-ливневой канализации устанавливается специальный отстойник.

10.4.3.7 Вода после гидравлических испытаний или промывок резервуаров, автоцистерн и баллонов отводится в канализацию только через отстойник с гидрозатвором, исключающим возможность попадания сжиженных газов в канализацию.

10.4.3.8 Отвод поверхностных вод с территории базы хранения, станции и других объектов предусматривают за счет планировки территорий с выпуском воды через дождеприемник с гидрозатвором.

10.4.3.9 В производственных и вспомогательных зданиях и помещениях допускается устройство водяного, парового (низкого давления) или воздушного отопления.

10.4.3.10 Трубопроводы тепловых сетей предусматриваются надземными. Подземная бесканальная прокладка трубопроводов допускается на отдельных участках при невозможности осуществить надземную прокладку.

10.4.3.11 Прокладка трубопроводов системы отопления внутри производственных помещений категории А предусматривается открытой. Допускается прокладка трубопроводов отопления в штрабе пола, засыпанной песком.

*10.4.3.12 Вентиляторы и электродвигатели вытяжных вентиляторов должны применяться только во взрывобезопасном исполнении.

Оборудование приточных систем вентиляции следует проектировать в соответствии с требованиями СП РК 4.02-101 *(Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК)*.

10.4.3.13 В помещениях, где располагается вытяжное вентиляционное оборудование (вентиляционные камеры), предусматривается вентиляция, обеспечивающая не менее однократного воздухообмена в 1 ч.

10.4.3.14 Системы вентиляции оборудуются устройствами для регулирования производительности.

10.4.3.15 Все шиберы на коробах вытяжной и приточной вентиляции выполняются из цветного металла.

10.4.3.16 Все воздуховоды выполняются из несгораемых материалов и подлежат заземлению. Мягкие вставки вентиляционных систем должны иметь металлические перемычки.

10.4.3.17 В помещениях категории А отверстия отсоса воздуха вытяжных вентиляционных систем закрывают сеткой, предотвращающей попадание в систему посторонних предметов.

10.4.3.18 В помещениях категории А устанавливают приборы, сигнализирующие об опасной концентрации газа в помещении.

10.4.3.19 Вентиляционная система блокируется с пусковыми устройствами технологического оборудования, причем блокировка должна обеспечивать возможность включения в работу оборудования не ранее чем через 15 мин после начала работы вентиляторов, и исключать возможность работы оборудования при выключенной вентиляции.

Аварийная вентиляция должна быть заблокирована с газоанализаторами, установленными стационарно во взрывоопасных помещениях.

10.4.4 Электроснабжение, электрооборудование, молниезащита и связь

10.4.4.1 Выбор электрооборудования, электропроводок и кабельных линий для взрывоопасных зон производится в соответствии с требованиями ПУЭ РК.

10.4.4.2 Трансформаторные подстанции (ТП, КТП), питающие установки с сжиженными газами, сооружаются отдельно стоящими.

ТП, КТП, РУ, ПП, питающие электроустановки зданий и сооружений ГНС, ГНП и других объектов СУГ, проектируют в соответствии с требованиями ПУЭ РК.

Во взрывоопасных зонах класса В-1а применяют провода и кабели с медными жилами, в зонах класса В-1г допускается применять провода и кабели с медными жилами, а в зонах класса В-1г допускается применение проводов и кабелей с алюминиевыми жилами.

10.4.4.3 Во взрывоопасных зонах любого класса могут применяться провода и кабели с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией.

Применение проводов и кабелей с полиэтиленовой изоляцией или оболочкой не допускается во взрывоопасных зонах всех классов.

*10.4.4.4 Во взрывоопасных зонах любого класса могут применяться электрические машины при условии, что уровень их взрывозащиты или степень защиты оболочки соответствует ГОСТ ИЕС 60034-5 (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК*).

10.4.4.5 КИП и электрооборудование, размещаемое в категорийных объектах, должны быть во взрывозащищенном исполнении.

10.4.4.6 Во взрывоопасных зонах всех классов занулению (заземлению) подлежит электрооборудование переменного и постоянного тока, за исключением электрооборудования, установленного внутри зануленных (заземленных) корпусов шкафов и пультов.

10.4.4.7 Для зданий, сооружений, наружных технологических установок и

СП РК 4.03-101-2013*

коммуникаций в зависимости от класса взрывоопасных зон предусматривают молниезащиту, в соответствии с требованиями СН РК 2.04-29.

10.4.4.8 Для ГНС и ГНП предусматривают внешнюю телефонную связь и диспетчерское оповещение через громкоговоритель на территории.

На ГНС также предусматривают внутреннюю связь.

На СБ предусматривается возможность выхода на внешнюю телефонную сеть.

10.5 Промежуточные склады баллонов

*10.5.1 Промежуточные склады баллонов следует размещать на территории поселений на расстояниях от зданий и сооружений в соответствии с нормативами, как для склада наполненных баллонов на ГНС, ГНП.

Здания промежуточных складов баллонов должны соответствовать требованиям, предъявляемым к зданиям производственной зоны ГНС, ГНП, в том числе к сетям инженерно-технического обеспечения.

Здания промежуточных складов баллонов относят к категории А в соответствии с [1].

Промежуточные склады баллонов СУГ должны проектироваться с учетом требований СН РК 3.02-27 и СП РК 3.02-127 (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК*).

10.5.2 На территории складов баллонов (СБ) в зависимости от технологического процесса могут размещаться:

- наполнительное отделение баллонов;
- резервуар (баллон) для слива неиспарившихся газов, переполненных и неисправных баллонов;
- отделение для пустых баллонов;
- административные и бытовые помещения.

10.5.3 Котельная и испарительное отделение предусматриваются при отсутствии централизованного теплоснабжения.

10.5.4 Территории СБ должны быть ограждены проветриваемой оградой облегченного типа, например, металлической сеткой.

10.6 Автогазозаправочные станции

10.6.1 Автогазозаправочные станции, технологические участки СУГ на многотопливных АЗС (далее АГЗС) проектируют в соответствии с требованиями [7] и (или) технико-экономической документацией (ТЭД), согласованной в установленном порядке и требованиями настоящего свода правил.

Кроме того, при проектировании АГЗС следует соблюдать требования других нормативных документов, которые могут распространяться на проектирование данных объектов.

Вокруг АГЗС должно быть предусмотрено проветриваемое ограждение высотой не менее 1,6 м из негорючих материалов.

11 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА РАБОТ

11.1 Внешний осмотр и измерения

*11.1.1 Внешним осмотром и измерениями проверяют:

- глубину заложения подземного (наземного) или расположение надземного газопровода; уклоны; устройство основания, постели или опор; длину, диаметр и толщину стенок трубопровода; установку запорной арматуры и других элементов газопровода;
- размеры раструба, штифта и глубины вставки по окончании монтажа интерференционного механического соединения трубопроводов в соответствии с СТ РК 4008;
- тип, размеры и наличие дефектов на каждом из сварных стыковых или интерференционных механических соединений трубопроводов;
- сплошность, адгезию к стали и толщину защитных покрытий труб и соединений, а также резервуаров СУГ. *(Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 20.06.2025 г. №96-НК).*

11.1.2 Проверку подземных трубопроводов (резервуаров) проводят до и после опускания их в траншею (котлован). Число измерений - в соответствии с указаниями проекта или технологической документации организации - исполнителя работ.

*11.1.3 Обнаруженные внешним осмотром и измерениями дефекты устраняют. Недопустимые дефекты сварных и интерференционных механических соединений должны быть удалены. *(Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 20.06.2025 г. №96-НК).*

11.2 Механические испытания

11.2.1 Механическим испытаниям подвергают:

- пробные (допускные) сварные стыки и паяные соединения; испытания проводят для проверки технологии сварки и пайки стыков стальных, медных и полиэтиленовых газопроводов;
- сварные стыки стальных газопроводов, не подлежащие контролю физическими методами, и стыки подземных газопроводов, сваренных газовой сваркой. Образцы стыковых соединений отбирают в период производства сварочных работ в количестве 0,5 % общего числа стыковых соединений, сваренных каждым сварщиком, но не менее двух стыков диаметром 50 мм и менее и не менее одного стыка диаметром свыше 50 мм, сваренных им в течение календарного месяца.

Стыки стальных газопроводов испытывают на статическое растяжение и статический изгиб (загиб) по ГОСТ 6996.

Сварные соединения медных газопроводов испытывают на статическое растяжение по ГОСТ 6996, а паяные соединения медных газопроводов по ГОСТ 28830.

Стыки полиэтиленовых газопроводов испытывают на растяжение по приложению Е ГОСТ Р 52779.

11.2.2 Механические свойства стыков стальных труб с условным проходом свыше 50 определяют испытаниями на растяжение и изгиб образцов (вырезанных равномерно по периметру каждого отобранного стыка) со снятым усилением в соответствии с ГОСТ 6996.

Результаты механических испытаний стыка считаются неудовлетворительными, если:

- среднеарифметическое значение предела прочности трех образцов при испытании на растяжение будет менее значения нормативного предела прочности основного металла трубы;
- среднеарифметическое значение угла изгиба трех образцов при испытании на изгиб будет менее 120° для дуговой сварки и менее 100° - для газовой сварки;
- результат испытаний хотя бы одного из трех образцов по одному из видов испытаний будет на 10 % ниже нормативного значения показателя прочности или угла изгиба.

Результаты механических испытаний сварного или паяного соединения медных труб считают неудовлетворительными, если разрушение произошло по сварному шву, а среднеарифметическое значение предела прочности двух образцов при испытании на растяжение менее 210 МПа.

11.2.3 Механические свойства сварных стыков стальных труб условным проходом до 50 включительно должны определяться испытаниями целых стыков на растяжение и сплющивание. Для труб этих диаметров половину отобранных для контроля стыков (с неснятым усилением) испытывают на растяжение и половину (со снятым усилением) - на сплющивание.

Результаты механических испытаний сварного стыка считают неудовлетворительными, если:

- предел прочности при испытании стыка на растяжение менее нормативного предела прочности основного металла трубы;
- просвет между сжимающими поверхностями пресса при появлении первой трещины на сварном шве при испытании стыка на сплющивание превышает $5S$, где S - номинальная толщина стенки трубы.

11.2.4 При неудовлетворительных испытаниях хотя бы одного стыка проводят повторные испытания на удвоенном числе стыков. Испытания проводят по виду испытаний, давшему неудовлетворительные результаты.

В случае получения при повторных испытаниях неудовлетворительных результатов хотя бы на одном стыке все стыки, сваренные данным сварщиком в течение календарного месяца на конкретном объекте газовой сваркой, должны быть удалены, а стыки, сваренные дуговой сваркой, проверены радиографическим методом контроля.

11.2.5 Сварные соединения полиэтиленовых труб между собой и при наличии соединительных деталей, а также выполненные деталями с ЗН, подвергают внешнему осмотру без применения увеличительных приборов.

Внешний вид стыкового сварного соединения должен соответствовать следующим требованиям:

- валики сварного шва должны быть симметрично и равномерно распределены по окружности сваренных изделий;
- на наружной поверхности валиков не допускаются трещины, раковины, посторонние включения;
- смещение наружных кромок свариваемых частей изделий должно быть

минимальным;

- впадина между валиками грата не должна находиться ниже наружной поверхности труб (деталей).

Внешний вид сварных соединений, выполненных при помощи деталей с ЗН, должен соответствовать следующим требованиям:

- трубы за пределами соединительной детали должны иметь следы механической обработки (зачистки) или быть другого цвета в случае наличия на трубе защитного слоя;

- индикаторы сварки деталей должны находиться в выдвинутом положении;

- поверхность деталей не должна иметь следов температурной деформации или термической деструкции (сгоревшего) полиэтилена;

- по периметру детали не должно быть следов расплава полиэтилена, возникшего в процессе сварки.

Внешний вид сварных соединений (стыкового и выполненного при помощи деталей с ЗН) должен соответствовать контрольному образцу по приложению И.

11.2.6 Интерференционные механические соединения стальных газопроводов по заданию заказчика могут быть испытаны на соответствие СТ РК ИСО 21329. *(Дополнен – Приказ КДСиЖКХ от 20.06.2025 г. №96-НК).*

11.2.7 При расчете параметров интерференционного механического соединения необходимо учитывать следующие показатели:

- максимально допустимое рабочее давление:

$$MAOP = 0.72 \times SMYS \times (2 \times WT)/OD, \quad (27)$$

где: SMYS - заданный минимальный предел текучести, МПа;

OD - наружный диаметр трубы, мм;

WT - толщина стенки трубы, мм;

- максимальное давление при проведении гидростатических испытаний:

$$MHTP = 0.9 \times SMYS \times (2 \times WT)/OD, \quad (28)$$

- при циклической нагрузке интерференционное механическое соединение можно считать эквивалентным сварному шву типа F2 или класса F (горизонтальное положение сварки с угловым швом). *(Дополнен – Приказ КДСиЖКХ от 20.06.2025 г. №96-НК).*

11.3 Контроль физическими методами

*11.3.1 Контролю физическими методами подлежат стыки законченных строительством участков газопроводов, выполненных электродуговой и газовой сваркой (газопроводы из стальных труб), а также сваркой нагретым инструментом встык (газопроводы из полиэтиленовых труб), в соответствии с таблицей 22. Допускается уменьшать количество контролируемых стыков полиэтиленовых газопроводов, сваренных с использованием сварочной техники средней степени автоматизации на 60%, высокой степени автоматизации - на 80%.

Обязательному контролю физическими методами не подлежат стыки полиэтиленовых газопроводов, выполненные на сварочной технике высокой степени автоматизации, аттестованной и допущенной к применению в установленном порядке.

Сварка полиэтиленовых газопроводов соединительными деталями с ЗН должна выполняться аппаратами, осуществляющими регистрацию результатов сварки с их последующей выдачей в виде распечатанного протокола.

Контроль стыков стальных газопроводов проводят радиографическим - по ГОСТ 7512 и ультразвуковым - по СТ РК ISO 17640 методами. Стыки полиэтиленовых газопроводов проверяют ультразвуковым методом по СТ РК ISO 17640.

Контроль соединений многослойных полимерных и медных газопроводов проводят внешним осмотром и обмыливанием при испытании газопровода (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК*).

11.3.1-1 Контроль подготовленных концов труб для интерференционных механических соединений стальных труб неразрушающим методом производится по заданию заказчика в соответствии с ГОСТ ISO 10893, ГОСТ 21105. (*Дополнен – Приказ КДСиЖКХ от 20.06.2025 г. №96-НК*).

11.3.2 Ультразвуковой метод контроля сварных стыков стальных газопроводов применяется при условии проведения выборочной проверки не менее 10 % стыков радиографическим методом. При получении неудовлетворительных результатов радиографического контроля хотя бы на одном стыке объем контроля следует увеличить до 50 % общего числа стыков. В случае повторного выявления дефектных стыков все стыки, сваренные конкретным сварщиком на объекте в течение календарного месяца и проверенные ультразвуковым методом, должны быть подвергнуты радиографическому контролю.

11.3.3 При неудовлетворительных результатах контроля ультразвуковым методом стыковых соединений стальных и полиэтиленовых газопроводов проводят проверку удвоенного числа стыков на участках, которые к моменту обнаружения брака не были приняты по результатам этого вида контроля. Если при повторной проверке качество хотя бы одного из проверяемых стыков окажется неудовлетворительным, то все стыки, сваренные данным сварщиком на объекте, должны быть проверены ультразвуковым методом.

*11.3.4 Исправление дефектов шва стыков стальных газопроводов, выполненных газовой сваркой, не допускается. Исправление дефектов шва, выполненного дуговой сваркой, допускается проводить удалением дефектной части и заварки ее заново с последующей проверкой всего сварного стыка радиографическим методом. Превышение высоты усиления сварного шва относительно размеров, установленных ГОСТ 16037, разрешается устранять механической обработкой. Подрезы следует исправлять наплавкой ниточных валиков высотой не более 2 - 3 мм, при этом высота ниточного валика не должна превышать высоту шва. Исправление дефектов подчеканкой и повторный ремонт стыков не допускается.

Дефектные стыковые соединения полиэтиленовых газопроводов исправлению не подлежат и должны быть удалены.

Дефекты концов труб и интерференционных механических соединений стальных газопроводов исправляются путем их обрезки и переделки. (*Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 20.06.2025 г. №96-НК*).

Таблица 22 – Стыки газопроводов, подлежащие контролю физическими методами

Газопроводы	Число стыков, подлежащих контролю, % общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте
1 Наружные и внутренние газопроводы СУГ всех давлений с условным проходом менее 50	Не подлежат контролю
2 Наружные и внутренние газопроводы СУГ всех давлений с условным проходом более 50	25, но не менее одного стыка
3 Газопроводы ГРП и ГРУ	100
4 Наружные и внутренние газопроводы СУГ всех давлений (за исключением указанных в строке 1)	100
5 Надземные и внутренние газопроводы природного газа (кроме строки 9)	5, но не менее одного стыка
6 Подземные газопроводы природного газа давлением:	
до 0,005 МПа включ.	10, но не менее одного стыка
св. 0,005 до 0,3 МПа включ.	50, но не менее одного стыка
св. 0,3 МПа	100
7 Подземные газопроводы всех давлений, прокладываемые под магистральными дорогами и улицами с капитальными типами дорожных одежд, а также на переходах через водные преграды, во всех случаях прокладки газопроводов в футляре (в пределах перехода и по одному стыку в обе стороны от пересекаемого сооружения)	100
8 Подземные газопроводы всех давлений при пересечении с коммуникационными коллекторами, каналами, тоннелями (в пределах пересечений и по одному стыку в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений)	
9 Надземные газопроводы всех давлений на участках переходов через автомобильные категории I-III, магистральные дороги и улицы и железные дороги и естественные преграды, а также по мостам и путепроводам	100
10 Подземные газопроводы всех давлений (кроме газопроводов давлением до 0,005 МПа), прокладываемые в районах с сейсмичностью свыше 7 баллов, на карстовых и подрабатываемых территориях и в других районах с особыми природными условиями	100
11 Подземные газопроводы всех давлений, прокладываемые на расстоянии по горизонтали в свету менее 3 м от коммуникационных коллекторов и каналов (в том числе каналов тепловой сети)	100

Таблица 22 – Стыки газопроводов, подлежащие контролю физическими методами
(продолжение)

Газопроводы	Число стыков, подлежащих контролю, % общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте
12 Участки подземных газопроводов - вводов на расстоянии от фундаментов зданий менее: 2 м - для газопроводов давлением до 0,005 МПа включ.; 4 м - « « « св. 0,005 до 0,3 МПа включ.; 7 м - « « « св. 0,3 до 0,6 МПа включ.; 10 м - « « « св. 0,6 МПа	100
13 Подземные газопроводы природного газа давлением до 0,005 МПа включ., прокладываемые в особых природных условиях	25, но не менее одного стыка
14 Подземные газопроводы природного газа давлением св. 0,005 МПа, прокладываемые вне поселений за пределами черты их перспективной застройки	20, но не менее одного стыка
Примечания <i>(Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 20.06.2025 г. №96-НК)</i> . Примечание -1 Для проверки следует отбирать сварные стыки, имеющие худший внешний вид. Примечание - 2 Процент контроля сварных соединений газопроводов следует устанавливать с учетом реальных условий прокладки Примечание - 3 Соединения труб газопроводов, швы приварки к газопроводам фланцев и плоских заглушек, сварные стыки соединительных деталей стальных газопроводов, изготовленные в условиях ЦЗЗ, ЦЗМ, неповоротные и сваренные после производства испытаний монтажные стыки стальных газопроводов подлежат 100 % - ному контролю физическими методами Примечание - 4 Процент контроля интерференционных механических соединений стальных газопроводов определяется заданием заказчика.	

11.3.5 По степени автоматизации сварочные аппараты для стыкового соединения полиэтиленовых труб и деталей подразделяют на:

а) аппараты с высокой степенью автоматизации - сварочные аппараты (машины), имеющие компьютерную программу основных параметров сварки, компьютерный контроль их соблюдения в ходе технологического процесса, компьютерное управление процессом сварки и последовательностью этапов технологического процесса в заданном программой режиме (в том числе автоматическое удаление нагревательного инструмента), регистрацию результатов сварки и последующую выдачу информации в виде распечатанного протокола на каждый стык по окончании процесса сварки;

б) аппараты со средней степенью автоматизации - сварочные машины, имеющие частично компьютеризированную программу основных параметров сварки, полный компьютеризированный контроль соблюдения режима сварки в течение всего цикла, а также осуществляющие регистрацию результатов сварки и их последующую выдачу в виде распечатанного протокола;

в) аппараты с ручным управлением - машины с ручное управление процессом сварки при визуальном или автоматическом контроле соблюдения режима сварки в течение всего цикла. Режимы сварки регистрируются в журнале производства работ или выпускаются в виде распечатанного протокола с регистрирующего устройства.

11.4 Испытания газопроводов

11.4.1 Законченные строительством или реконструкцией наружные и внутренние газопроводы (далее - газопроводы) следует испытывать на герметичность воздухом.

Для испытания на герметичность воздухом газопровод в соответствии с проектом производства работ следует разделить на отдельные участки, ограниченные заглушками или закрытые линейной арматурой и запорными устройствами перед газоиспользующим оборудованием, с учетом допускаемого перепада давления для арматуры (устройств) данного типа.

Если арматура, оборудование и приборы не рассчитаны на испытательное давление, то вместо них на период испытаний следует устанавливать катушки, заглушки.

Газопроводы жилых, общественных, бытовых, административных, производственных зданий и котельных следует испытывать на участке от отключающего устройства на вводе в здание до кранов газоиспользующего оборудования.

Испытания газопроводов должна проводить строительная организация в присутствии представителя эксплуатационной организации.

Результаты испытаний оформляют записью в строительном паспорте.

11.4.2 Перед испытанием на герметичность внутренняя полость газопровода должна быть очищена в соответствии с проектом производства работ. Очистку полости внутренних газопроводов и газопроводов ГРП (ГРУ) следует проводить продувкой воздухом перед их монтажом.

11.4.3 Для проведения испытаний газопроводов применяют манометры класса точности 0,15. Допускается применение манометров класса точности 0,40, а также класса точности 0,6. При испытательном давлении до 0,01 МПа применяют V-образные жидкостные манометры (с водяным заполнением).

11.4.4 Испытания подземных газопроводов проводят после их монтажа в траншее и присыпки выше верхней образующей трубы не менее чем на 0,2 м или после полной засыпки траншеи.

Сварные соединения стальных газопроводов должны быть изолированы.

11.4.5 До начала испытаний на герметичность газопроводы выдерживают под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе и температуры грунта.

При испытании надземных и внутренних газопроводов следует соблюдать меры безопасности, предусмотренные проектом производства работ.

11.4.6 Испытания газопроводов на герметичность проводят подачей в газопровод сжатого воздуха и созданием в газопроводе испытательного давления. Значения испытательного давления и время выдержки под давлением стальных подземных газопроводов и подземных газопроводов-вводов из медных труб - в соответствии с таблицей 23.

При переходе подземного участка полиэтиленового газопровода на стальной газопровод испытания этих газопроводов проводят отдельно:

- участок подземного полиэтиленового газопровода, включая неразъемное соединение испытывают по нормам испытания полиэтиленовых газопроводов;

- участок стального газопровода испытывают по нормам испытания стальных газопроводов.

11.4.7 Нормы испытаний полиэтиленовых газопроводов, стальных надземных газопроводов, газопроводов-вводов из медных труб и технических устройств ГРП, а также внутренних газопроводов зданий приведены в таблице 24. Температура наружного воздуха в период испытания полиэтиленовых газопроводов должна быть не ниже минус 20°C.

*11.4.8. Испытания подземных газопроводов, прокладываемые в футлярах на участках переходов через искусственные и естественные преграды, проводят в три стадии:

1) после сварки или монтажа интерференционного механического соединения перехода до укладки на место;

2) после укладки и полной засыпки перехода;

3) вместе с основным газопроводом.

Испытания после полного монтажа и засыпки перехода по согласованию с эксплуатационной организацией допускается не проводить.

Испытания внутренних газопроводов из многослойных труб проводят в два этапа:

1) испытание на прочность давлением 0,1 МПа в течение 10 мин;

2) испытание на герметичность давлением 0,015 МПа в течение 10 мин.

Испытания участков переходов допускается проводить в одну стадию вместе с основным газопроводом в случаях:

- отсутствия соединений в пределах перехода;

- использования метода наклонно-направленного бурения;

- использования в пределах перехода для сварки полиэтиленовых труб деталей с ЗН или сварочного оборудования со средней и высокой степенью автоматизации.

Условия испытаний газопроводов и технических устройств ГРПБ, ГРПШ и ГРУ, изготовленных в заводских условиях, устанавливают по нормам испытаний для ГРП.

При монтаже ГРУ участок газопровода от отключающего устройства на вводном газопроводе до первого отключающего устройства внутри здания испытывают по нормам надземного газопровода. Участок газопровода и технических устройств ГРУ от первого отключающего устройства до регулятора давления испытывают по нормам, предусмотренным для внутренних газопроводов по входному давлению. *(Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 20.06.2025 г. №96-НК).*

Таблица 23 - Значения испытательного давления и время выдержки под давлением

Рабочее давление газа, Мпа	Вид изоляционного покрытия	Испытательное давление, Мпа	Продолжительность испытаний, ч
До 0,005 включ.	Независимо от вида изоляционного покрытия	0,6	24
Св. 0,005 до 0,3 включ.	Битумная мастика, полимерная липкая лента	0,6	24
	Экструдированный полиэтилен, стеклоэмаль	1,5	24

**Таблица 23 - Значения испытательного давления и время
выдержки под давлением (продолжение)**

Рабочее давление газа, Мпа	Вид изоляционного покрытия	Испытательное давление, Мпа	Продолжительность испытаний, ч
Св. 0,3 до 0,6 включ.	Битумная мастика, полимерная липкая лента	0,75	24
	Экструдированный полиэтилен, стеклоэмаль	1,5	24
Св. 0,6 до 1,2 включ.	Независимо от вида изоляционного покрытия	1,5	24
Св. 0,6 до 1,6 включ. (для СУГ)	Независимо от вида изоляционного покрытия	2,0	24
Газовые вводы до 0,005 включ. при их раздельном строительстве с распределительным газопроводом	Независимо от вида изоляционного покрытия	0,3	2

**Таблица 24 - Нормы испытаний газопроводов, технических устройств ГРП, а
также внутренних газопроводов зданий**

Полиэтиленовые газопроводы		
До 0,005 включ.	0,3	24
Св. 0,005 до 0,3 включ.	0,6	
Св. 0,3 до 0,6 включ.	0,75	
Св. 0,6 до 1,2 включ.	1,5	
Надземные газопроводы		
До 0,005 включ.	0,3	1
Св. 0,005 до 0,3 включ.	0,45	
Св. 0,3 до 0,6 включ.	0,75	
Св. 0,6 до 1,2 включ.	1,5	
Св. 1,2 до 1,6 включ. (для СУГ)	2,0	
Газопроводы и технические устройства ГРП		
До 0,005 включ.	0,3	12
Св. 0,005 до 0,3 включ.	0,45	
Св. 0,3 до 0,6 включ.	0,75	
Св. 0,6 до 1,2 включ.	1,5	

Таблица 24 - Нормы испытаний газопроводов, технических устройств ГРУ, а также внутренних газопроводов зданий (продолжение)

Газопроводы внутри зданий, газопроводы и технические устройства ГРУ		
Газопроводы жилых зданий давлением до 0,003 включ.	0,01	5 мин
Газопроводы котельных, общественных, административных, бытовых и производственных зданий давлением:		
до 0,005 включ.	0,01	1
св. 0,005 до 0,1 включ.	0,1	
св. 0,1 до 0,3 включ.	1,25 от рабочего, но не более 0,3	
св. 0,3 до 0,6 включ.	1,25 от рабочего, но не более 0,6	
св. 0,6 до 1,2 включ.	1,25 от рабочего, но не более 1,2	
св. 1,2 до 1,6 включ. (для СУГ)	1,25 от рабочего, но не более 1,6	

Газопроводы и технические устройства ГРУ после регулятора давления испытывают по нормам, предусмотренным для внутренних газопроводов соответствующего давления.

Испытания газопроводов из медных труб проводят по нормам газопроводов из стальных труб.

11.4.9 Результаты испытания на герметичность считают положительными, если в течение испытания давление в газопроводе не меняется, то есть не фиксируется видимое падение давления манометром класса точности 0,6, а по манометрам класса точности 0,15 и 0,4, а также жидкостным манометром падение давления фиксируется в пределах одного деления шкалы.

По завершении испытаний газопровода давление снижают до атмосферного, устанавливают автоматику, арматуру, оборудование, контрольно-измерительные приборы и выдерживают газопровод в течение 10 мин под рабочим давлением. Герметичность разъемных соединений проверяют мыльной эмульсией.

Дефекты, обнаруженные в процессе испытаний газопроводов, следует устранять только после снижения давления в газопроводе до атмосферного.

После устранения дефектов, обнаруженных в результате испытания газопровода на герметичность, проводят повторное испытание.

Стыки газопроводов, сваренные после испытаний, должны быть проверены физическим методом контроля.

11.4.10 Резервуары сжиженных углеводородных газов вместе с обвязкой по жидкой и паровой фазам испытывают в соответствии с требованиями [6].

Приложение А
(информационное)

Расход газа на коммунально-бытовые нужды

Таблица А.1 - Расход газа на коммунально-бытовые нужды

Потребители газа	Объемы потребления газа	Объемы расхода теплоты, МДж (тыс.ккал)
1. Население		
При наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения при газоснабжении:		
природным газом	На 1 чел. в год	4100 (970)
СУГ	То же	3850 (920)
При наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя (при отсутствии централизованного горячего водоснабжения) при газоснабжении:		
природным газом		10000 (2400)
СУГ		9400 (2250)
При наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя при газоснабжении:		
природным газом	"	6000 (1430)
СУГ	"	5800 (1380)
2. Предприятия бытового обслуживания населения		
Фабрики-прачечные:		
на стирку белья в механизированных прачечных	На 1 т сухого белья	8800 (2100)
на стирку белья в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами	То же	12600 (3000)
на стирку белья в механизированных прачечных, включая сушку и глажение	"	18800(4500)
Дезкамеры:		
на дезинфекцию белья и одежды в паровых камерах	"	2240 (535)
на дезинфекцию белья и одежды в горячевоздушных камерах	"	1260 (300)
Бани:		
мытьё без ванн	На 1 помывку	40 (9,5)
мытьё в ваннах	То же	50 (12)

Таблица А.1 - Расход газа на коммунально-бытовые нужды
(продолжение)

Потребители газа	Объемы потребления газа	Объемы расхода теплоты, МДж (тыс.ккал)
3. Предприятия общественного питания		
Столовые, рестораны, кафе:		
на приготовление обедов (вне зависимости от пропускной способности предприятия)	На 1 обед	4,2(1)
на приготовление завтраков или ужинов	На 1 завтрак или ужин	2,1 (0,5)
4. Учреждения здравоохранения		
Больницы, родильные дома:		
на приготовление пищи	На 1 койку в год	3200 (760)
на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедур (без стирки белья)	То же	9200 (2200)
5. Предприятия по производству хлеба и кондитерских изделий		
Хлебозаводы, комбинаты, пекарни:		
на выпечку хлеба формового	На 1 т изделий	2500 (600)
на выпечку хлеба подового, батонов, булок, сдобы	То же	5450 (1300)
на выпечку кондитерских изделий (тортов, пирожных, печенья, пряников и т.п.)	"	7750 (1850)
Примечания 1 Нормы расхода теплоты на жилые дома, приведенные в таблице, учитывают расход теплоты на стирку белья в домашних условиях. 2 При применении газа для лабораторных нужд школ, вузов, техникумов и других специальных учебных заведений норму расхода теплоты следует принимать в размере 50 МДж (12 тыс.ккал) в год на одного учащегося.		

Приложение Б
(информационное)

**Минимальные расстояния от надземных (наземных без обвалования) газопроводов
до зданий и сооружений**

*** Таблица Б.1 - Минимальные расстояния от надземных (наземных без обвалования)
газопроводов до зданий и сооружений**

Здания и сооружения	Минимальные расстояние в свету, м, от газопроводов давлением, включительно, МПа			
	до 0,005	св. 0,005 до 0,3	св. 0,3 до 0,6	св. 0,6 до 1,2 (природный газ), свыше 0,6 до 1,6 (СУГ)
1 Здания котельных, производственных предприятий категорий А и Б	5	5	5	10
2 Здания котельных, производственных предприятий категорий В1 - В4, Г и Д	-	-	-	5
3 Жилые, общественные, административные, бытовые здания степеней огнестойкости I - III и конструктивной пожарной опасности классов С0, С1	-	-	5	10
4 Жилые, общественные, административные, бытовые здания степени огнестойкости IV и конструктивной пожарной опасности классов С2, С3		5	5	10
5 Открытые наземные (надземные) склады: легковоспламеняющихся жидкостей вместимостью, м ³ :				
св. 1000 до 2000	30	30	30	30
600 - 1000	24	24	24	24
300 - 600	18	18	18	18
менее 300	12	12	12	12
горючих жидкостей вместимостью, м ³ :				
св. 5000 до 10000	30	30	30	30
3000 - 5000	24	24	24	24
1500 - 3000	18	18	18	18
менее 1500	12	12	12	12
	10	10	10	10

*** Таблица Б.1 Минимальные расстояния от надземных (наземных без обвалования) газопроводов до зданий и сооружений (продолжение)**

Здания и сооружения	Минимальные расстояние в свету, м, от газопроводов давлением, включительно, МПа			
		св. 0,005 до 0,3	св. 0,3 до 0,6	св. 0,6 до 1,2 (природный газ), свыше 0,6 до 1,6 (СУГ)
Закрытые наземные (надземные) склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей				
6 Железнодорожные и трамвайные пути (до ближайшего рельса) от подошвы откоса насыпи или верха выемки	3	3	3	3
7 Подземные инженерные сети-водопровод, канализация тепловые сети, телефонные, электрические кабельные блоки (от края фундамента опоры)	1	1	1	1
8 Автодороги (от бордюрного камня, внешней бровки кювета или подошвы насыпи дороги)	1,5	1,5	1,5	1,5
9 Ограда открытого распределительного устройства и открытой подстанции	10	10	10	10
10 Воздушные линии электропередачи	В соответствии с ПУЭ РК			

*** Таблица Б.1 Минимальные расстояния от надземных (наземных без обвалования) газопроводов до зданий и сооружений (продолжение)**

3 При наличии выступающих частей опоры в пределах габарита приближения расстояния, указанные в графах 6 - 8, устанавливают от этих выступающих частей.

4 Запрещается установка опор в выемке или насыпи автомобильных дорог, магистральных улиц и дорог, железнодорожных и трамвайных путей. В этих случаях расстояние от крайней опоры до подошвы откоса насыпи или бровки выемки следует принимать из условия обеспечения устойчивости земляного полотна.

5 На криволинейных участках железнодорожных и трамвайных путей, автомобильных дорог, магистральных улиц и дорог расстояния до выступающих частей опор надземных газопроводов следует увеличивать на значение выноса угла транспорта.

6 При согласовании с заинтересованными организациями допускается размещение опор надземных газопроводов над пересекаемыми подземными сетями инженерно-технического обеспечения при условии исключения передачи на них нагрузок от фундамента и обеспечения возможности их ремонта.

7 Расстояния до газопровода или до его опоры в стесненных условиях на отдельных участках трассы допускается уменьшать при условии выполнения специальных компенсирующих мероприятий.

8 При подземном хранении легковоспламеняющихся или горючих жидкостей расстояния, указанные в графе 5 для закрытых складов, разрешается сокращать до 50 %.

9 Для входящих и выходящих газопроводов ГРП, пунктов учета расхода газа расстояния, указанные в графе 1, не нормируются.

10 Расстояния от газопроводов, не относящихся к ГРП, устанавливают по таблице 5.

11 Расстояния от газопроводов до ближайших деревьев должно быть не менее высоты деревьев на весь срок эксплуатации газопровода.

12 При пересечении газопроводом железных, автомобильных дорог, магистральных улиц и дорог и трамвайных путей расстояние от них до опор газопровода устанавливают в соответствии с графами 6, 8.

*13 При прокладке газопроводов по фасадам зданий расстояние между ними по горизонтали устанавливают исходя из условия удобства эксплуатации, но не менее 0,5 диаметра в свету. При этом следует также соблюдать требование об отсутствии соединений внутри футляра на вводе в здание. *(Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 20.06.2025 г. №96-НК).*

14 Расстояния от прогнозируемых границ развития оползневых, эрозионных, обвалочных, и иных негативных явлений до опор газопровода устанавливают не менее 5 м.

Приложение В
(информационное)

Минимальные расстояния от подземных (наземных с обвалованием) газопроводов до зданий и сооружений

Таблица В.1 - Минимальные расстояния от подземных (наземных с обвалованием) газопроводов до зданий и сооружений

Здания и сооружения	Минимальные расстояния по вертикали (в свету), м, при пересечении	Минимальные расстояния по горизонтали (в свету), м, при давлении в газопроводе, МПа, включительно			
		до 0,005	св. 0,005 до 0,3	св. 0,3 до 0,6	св. 0,6 до 1,2
1 Водопровод, напорная канализация	0,2	1,0	1,0	1,5	2,0
2 Смотечная бытовая канализация (водосток, дренаж, дождевая)	0,2	1,0	1,5	2,0	5,0
3 Тепловые сети: от наружной стенки канала, тоннеля от оболочки бесканальной прокладки	0,2	0,2	2,0	2,0	4,0
	0,2	1,0	1,0	1,5	2,0
4 Газопроводы давлением газа до 1,2 МПа включ. (природный газ); до 1,6 МПа включ. (СУГ): при совместной прокладке в одной траншее при параллельной прокладке	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4
	0,2	1,0	1,0	1,0	1,0
5 Силовые кабели напряжением: до 35 кВ; 110 - 220 кВ	В соответствии с ПУЭ РК				
6 Кабели связи	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0
7 Каналы, тоннели	0,2	2,0	2,0	2,0	4,0
8 Нефтепродуктопроводы на территории поселений: - для стальных газопроводов - для полиэтиленовых газопроводов	0,35	2,5	2,5	2,5	2,5
	0,35*	20,0	20,0	20,0	20,0
Магистральные трубопроводы	0,35*	-	По СНиП РК 3.05-01-2010		

Таблица В.1 - Минимальные расстояния от подземных (наземных с обвалованием) газопроводов до зданий и сооружений (продолжение)

Здания и сооружения	Минимальные расстояния по вертикали (в свету), м, при пересечении	Минимальные расстояния по горизонтали (в свету), м, при давлении в газопроводе, МПа, включительно			
		до 0,005	св. 0,005 до 0,3	св. 0,3 до 0,6	св. 0,6 до 1,2
9 Фундаменты зданий и сооружений до газопроводов условным проходом: - до 300 мм - св. 300 мм	- -	2,0 2,0	4,0 4,0	7,0 7,0	10,0 20,0
10 Здания и сооружения без фундамента	-	Из условий возможности и безопасности производства работ при строительстве и эксплуатации газопровода			
11 Фундаменты ограждений, эстакад, отдельно стоящих опор, в том числе контактной сети и связи железных дорог	-	1,0	1,0	1,0	1,0
12 Железные дороги общей сети и внешних подъездных железнодорожных путей предприятий от откоса подошвы насыпи или верха выемки (крайний рельс на нулевых отметках): до межпоселковых газопроводов до сетей газораспределения и в стесненных условиях межпоселковых газопроводов	По настоящему своду правил в зависимости от способа производства работ	50 3,8	50 4,8	50 7,8	50 10,8
13 Внутренние подъездные железнодорожные пути предприятий	По настоящему своду правил в зависимости от способа производства работ	2,8	2,8	3,8	3,8

Таблица В.1 - Минимальные расстояния от подземных (наземных с обвалованием) газопроводов до зданий и сооружений (продолжение)

Здания и сооружения	Минимальные расстояния по вертикали (в свету), м, при пересечении	Минимальные расстояния по горизонтали (в свету), м, при давлении в газопроводе, МПа, включительно			
		до 0,005	св. 0,005 до 0,3	св. 0,3 до 0,6	св. 0,6 до 1,2
14 Автомобильные дороги, магистральные улицы и дороги: от бордюрного камня обочины, откоса насыпи и кювета	По настоящему своду правил в зависимости от способа производства работ	1,5 1,0	1,5 1,0	2,5 1,0	2,5 1,0
15 Фундаменты опор воздушных линий электропередачи напряжением	В соответствии с ПУЭ РК				
16. Ось ствола дерева	-	1,5	1,5	1,5	1,5
17 Автозаправочные станции, в том числе АГЗС	-	20	20	20	20
18 Кладбища	-	15	15	15	15
19 Здания закрытых складов категорий А, Б (вне территории промышленных предприятий) до газопровода условным проходом: до 300 мм включ. св. 300 мм То же, категорий В, Г и Д до газопровода условным проходом: до 300 мм включ. св. 300 мм	- - - -	9,0 9,0 2,0 2,0	9,0 9,0 4,0 4,0	9,0 9,0 7,0 7,0	10,0 20,0 10,0 20,0
20 Бровка оросительного канала (при непросадочных грунтах)	В соответствии с настоящим сводом правил	1,0	1,0	2,0	2,0

Таблица В.1 - Минимальные расстояния от подземных (наземных с обвалованием) газопроводов до зданий и сооружений (продолжение)

Примечания

1 Вышеуказанные расстояния следует принимать от границ отведенных предприятиям территорий с учетом их развития; для отдельно стоящих зданий и сооружений - от ближайших выступающих их частей; для всех мостов - от подошвы конусов.

2 Знак «-» означает, что прокладка газопроводов в данных случаях запрещена.

3 При прокладке полиэтиленовых газопроводов вдоль трубопроводов, складов, резервуаров и т.д., содержащих агрессивные по отношению к полиэтилену вещества (среды), расстояния от них устанавливаются не менее 20 м.

4 Знак «*» означает, что полиэтиленовые газопроводы от места пересечения. следует заключать в футляр, выходящий на 10 м в обе стороны.

5 Расстояния от газопроводов СУГ до зданий и сооружений, в том числе сетей инженерного обеспечения, следует устанавливать как для природного газа.

6 При прокладке газопроводов категорий I-IV на расстоянии 15 м, а на участках с особыми условиями на расстоянии 50 м от зданий всех назначений выполняют герметизацию подземных вводов и выпусков инженерных коммуникаций.

Приложение Г

Типовые решения ограничения доступа к внутренним газопроводам

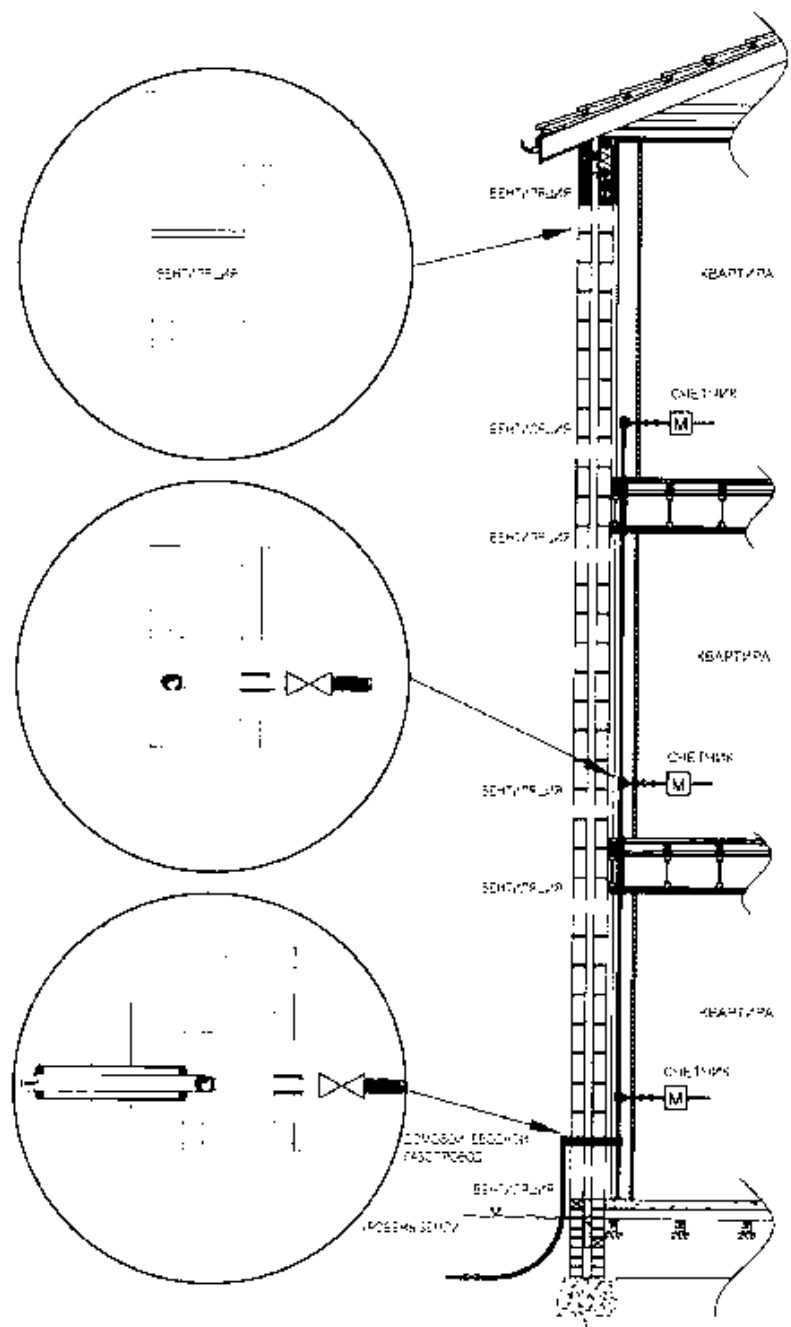


Рисунок Г.1 - Газопровод в вентилируемой штрабе.

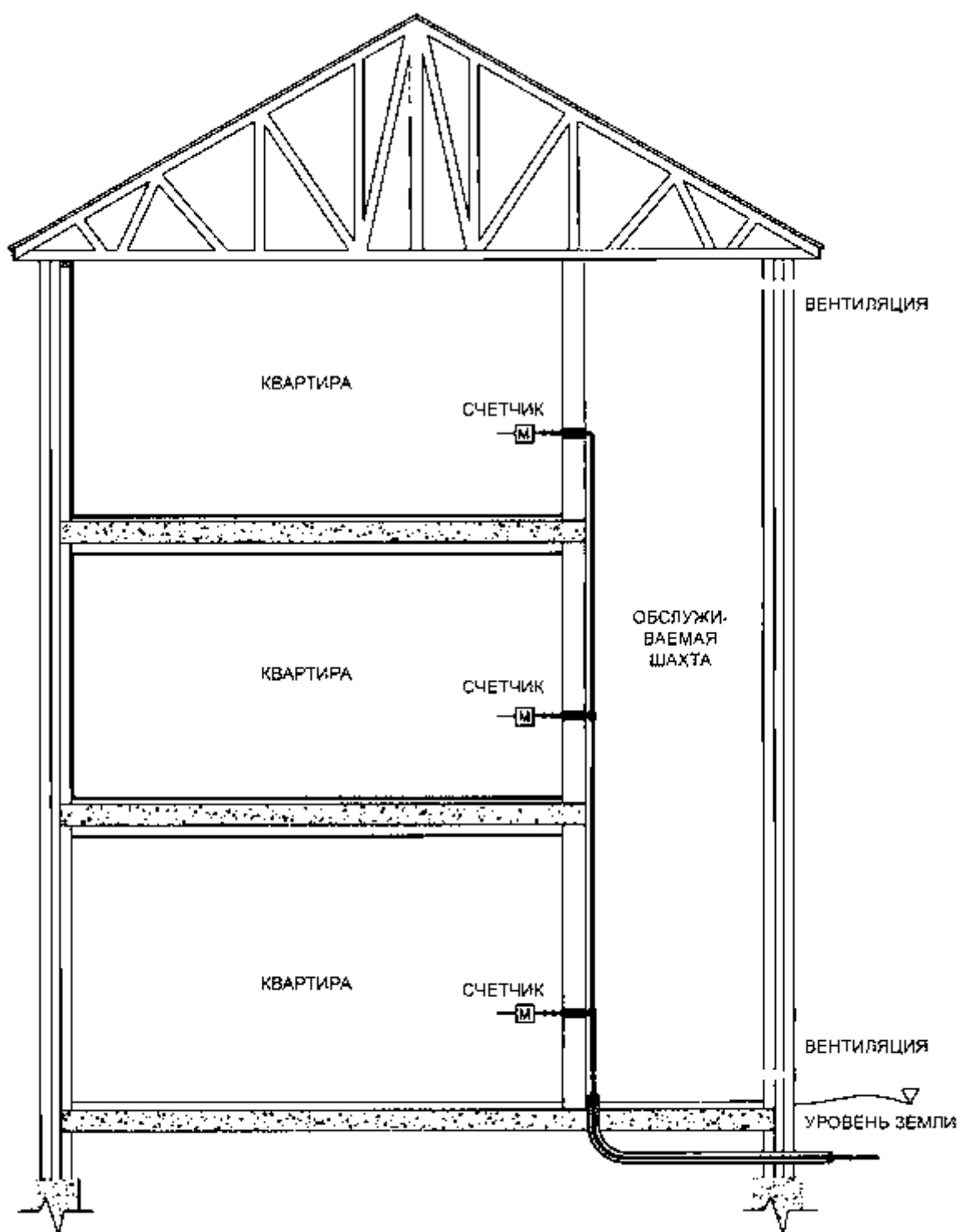
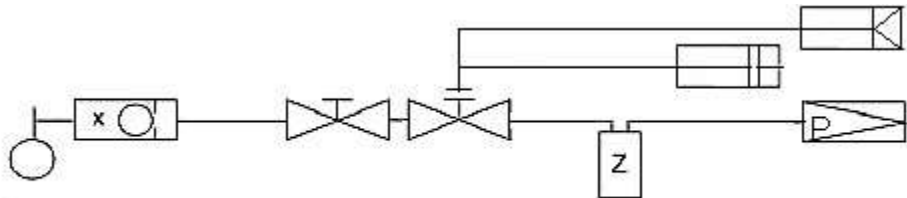


Рисунок Г.2 - Газопровод в вентилируемой шахте.

Приложение Д
(информационное)

Основные активные меры для безопасной газификации зданий

ОДНОКВАРТИРНЫЙ ДОМ



МНОГОКВАРТИРНЫЙ ДОМ с газовым оснащением по этажам или квартирам

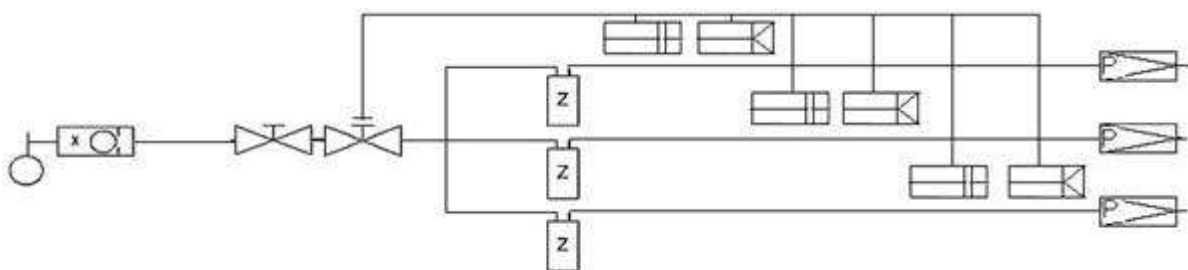
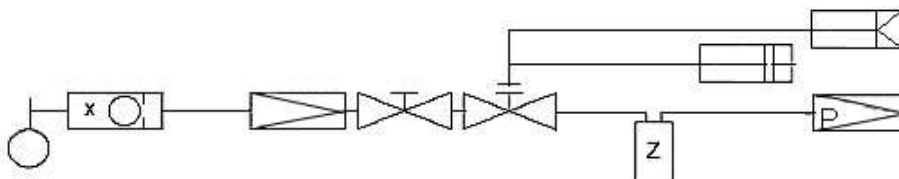


Рисунок Д.1 - Активные меры безопасности при давлении в наружном газопроводе свыше 0,0025 МПа (250 мм вод.ст.) до 0,005 МПа включительно и приборы, регулирующие давление газа.

ОДНОКВАРТИРНЫЙ ДОМ



МНОГОКВАРТИРНЫЙ ДОМ с газовым оснащением по этажам или квартирам

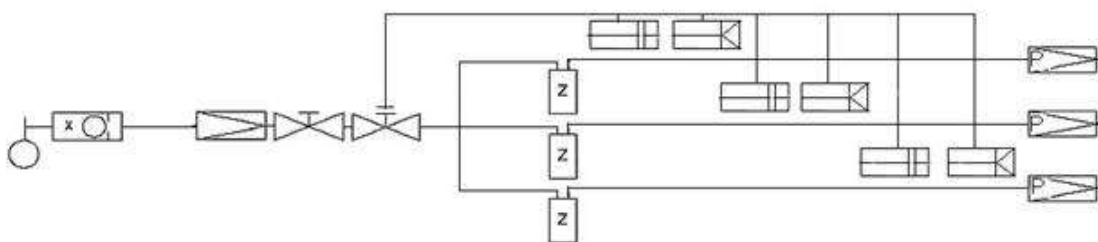
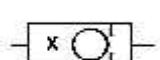
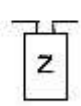
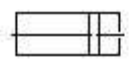
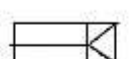
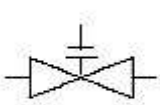
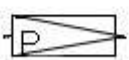


Рисунок Д.2 - Активные меры безопасности при давлении в наружном газопроводе свыше 0,005 МПа до 0,6 МПа включительно и приборы, регулирующие давление газа.

Таблица Д.1 - Условные обозначения для рисунков Д.1 и Д.2:

	Основное отключающее устройство (кран)
	Регулятор давления газа (регулятор)
	Запорный клапан (контроллер) по расходу газа
	Счетчик
	Датчик загазованности
	Пожарный извещатель
	Электромагнитный клапан
	Регулятор-стабилизатор

Приложение Е*
(информационное)
Дымовые и вентиляционные каналы

Е.1* В настоящем приложении приведены рекомендуемые положения к проектированию дымовых и вентиляционных каналов для газоиспользующего оборудования, бытовых отопительных и отопительно-варочных печей.

При проектировании дымовых каналов от газоиспользующих установок производственных зданий и котельных следует руководствоваться требованиями СН РК 4.02-05 и СП РК 4.02-105.

При переводе существующих котлов, производственных печей и других установок с твердого и жидкого на газовое топливо должен выполняться поверочный расчет газоздушного тракта *(Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК)*.

Е.2* Устройство дымовых и вентиляционных каналов должно соответствовать требованиям СП РК 4.02-101 *(Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 01.04.2019 г. №46-НК)*.

Е.3 Дымовые каналы от газоиспользующего оборудования, устанавливаемого в помещениях предприятий общественного питания, торговли, бытового обслуживания населения, офисах, встроенных в жилое здание, запрещается объединять с дымовыми каналами жилого здания.

Вентиляция вышеуказанных помещений также должна быть автономной.

Е.4 Отвод продуктов сгорания от газоиспользующего оборудования, установленного в помещениях офисах, размещаемых в габаритах одной квартиры, а также вентиляцию этих помещений следует предусматривать как для жилых зданий.

Е.5* Отвод продуктов сгорания от бытовых печей и газоиспользующего оборудования, в конструкции которого предусмотрен отвод продуктов сгорания в дымовой канал (дымовую трубу) (далее - канал), предусматривают от каждой печи или оборудования по обособленному каналу в атмосферу, за исключением котлов, установленных в зданиях жилых многоквартирных с коллективным (раздельным или коаксиальным) дымовым каналом в соответствии с СН РК 4.02-01, СП РК 3.02-101 и СП РК 4.02-101

В существующих зданиях допускается предусматривать присоединение к одному каналу не более двух печей, приборов, котлов, аппаратов и т.д., расположенных на одном или разных этажах здания, при условии ввода продуктов сгорания в канал на разных уровнях (не ближе 0, 75 м один от другого) или на одном уровне с устройством в канале расщепки на высоту не менее 0, 75 м.

В жилых зданиях допускается предусматривать присоединение к одному вертикальному дымовому каналу более одного газоиспользующего отопительного оборудования с герметичной камерой сгорания и встроенным устройством для принудительного удаления дымовых газов. Данное оборудование располагают на разных этажах здания. Количество оборудования, присоединяемого к одному каналу, определяется расчетом.

Не рекомендуется присоединение бытового оборудования к каналу отопительной печи длительного горения. *(Изм.ред. – Приказ КДСиЖКХ от 12.08.2021 г. №120-НК)*.

Е.6 Каналы от газового оборудования следует размещать во внутренних стенах здания или предусматривать к этим стенам приставные каналы.

В существующих зданиях допускается использовать существующие дымовые каналы из несгораемых материалов в наружных стенах или предусматривать к ним приставные каналы.

Е.7 Допускается присоединение газоиспользующего оборудования периодического действия (проточного водонагревателя и т.п.) к каналу отопительной печи с периодической топкой при условии одновременной их работы и достаточного сечения канала для удаления продуктов сгорания от присоединяемого оборудования.

Присоединение соединительной трубы газоиспользующего оборудования к оборотам дымохода отопительной печи не допускается.

Е.8 Площадь сечения канала не должна быть меньше площади сечения патрубка присоединяемого газоиспользующего оборудования или печи. При присоединении к каналу двух приборов, аппаратов, котлов, печей и т.п. сечение его следует определять с учетом одновременной их работы. Конструктивные размеры каналов определяются расчетом.

Е.9 Отвод продуктов сгорания от ресторанных плит, пищеварочных котлов и т.п. допускается предусматривать как в обособленный канал от каждого оборудования, так и в общий канал. Отвод продуктов сгорания от газоиспользующего оборудования, установленного в непосредственной близости друг от друга, допускается производить под один зонт и далее в сборный канал.

Допускается предусматривать соединительные трубы, общие для нескольких приборов (оборудования).

Сечения каналов и соединительных труб должны определяться расчетом исходя из условия одновременной работы всего оборудования, присоединенного к каналу и соединительным трубам.

Е.10 Дымовые каналы следует выполнять из обыкновенного керамического кирпича, глиняного кирпича, жаростойкого бетона, а также стальных и асбестоцементных труб для одноэтажных зданий. Наружную часть кирпичных каналов следует выполнять из кирпича, степень морозостойкости которого соответствует требованиям СНиП РК 5.02-02-2010.

Дымовые каналы также могут быть заводского изготовления и поставляться в комплекте с газовым оборудованием.

При установке асбестоцементных и стальных труб вне здания или при прохождении их через чердак здания они должны быть теплоизолированы для предотвращения образования конденсата. Конструкция дымовых каналов в наружных стенах и приставных к этим стенам каналов также должна обеспечивать температуру газов на выходе из них выше точки росы.

Не допускается выполнять каналы из шлакобетонных и других неплотных или пористых материалов.

Е.11 Каналы должны быть вертикальными, без уступов. Допускается уклон каналов от вертикали до 30° с отклонением в сторону до 1 м при условии, что площадь сечения наклонных участков канала будет не менее сечения вертикальных участков.

Для отвода продуктов сгорания от ресторанных плит, пищеварочных котлов и

подобных газовых приборов допускается предусматривать размещенные в полу горизонтальные участки каналов общей длиной не более 10 м при условии устройства противопожарной разделки для сгораемых и трудносгораемых конструкций пола и перекрытия. Каналы должны быть доступны для чистки.

Е.12 Присоединение газоиспользующего оборудования к каналам следует предусматривать соединительными трубами, изготовленными из кровельной или оцинкованной стали толщиной не менее 1,0 мм, гибкими металлическими гофрированными патрубками или унифицированными элементами, поставляемыми в комплекте с оборудованием.

Суммарную длину горизонтальных участков соединительной трубы в новых зданиях следует принимать не более 3 м, в существующих зданиях - не более 6 м.

Уклон соединительной трубы следует принимать не менее 0,01 в сторону газового оборудования.

На соединительных трубах допускается предусматривать не более трех поворотов с радиусом закругления не менее диаметра трубы.

Ниже места присоединений соединительной трубы к каналам должно быть предусмотрено устройство «кармана» с люком для чистки, к которому должен быть обеспечен свободный доступ.

Соединительные трубы, прокладываемые через неотапливаемые помещения, при необходимости должны быть теплоизолированы.

Е.13 Не допускается прокладка соединительных труб от газоиспользующего оборудования через жилые комнаты.

Е.14 Расстояние от соединительной трубы до потолка или стены из несгораемых материалов следует принимать не менее 5 см, а из сгораемых и трудносгораемых материалов - не менее 25 см. Допускается уменьшение расстояния с 25 до 10 см при условии защиты сгораемых и трудносгораемых конструкций кровельной сталью по листу асбеста толщиной не менее 3 мм. Теплоизоляция должна выступать за габариты соединительной трубы на 15 см с каждой стороны.

Е.15 При присоединении к каналу одного газоиспользующего прибора (оборудования), а также оборудования со стабилизаторами тяги шиберы на соединительных трубах не предусматриваются.

При присоединении к сборному дымоходу газоиспользующего оборудования, не имеющего стабилизаторов тяги, на соединительных трубах от оборудования должны предусматриваться шиберы, имеющие отверстие диаметром не менее 15 мм.

Е.16 При установке в отопительной печи газогорелочного устройства периодического действия в конструкции печи должен быть предусмотрен шибер. Установка шиберов в печи с непрерывной топкой запрещается. Отопительно-варочная печь при переводе на газовое топливо должна иметь три шибера (один для летнего хода, другой - для зимнего, третий - вентиляционный).

Е.17 Дымовые каналы от газоиспользующего оборудования в зданиях должны быть выведены (рисунок Е.1):

- не менее 0,5 м выше конька или парапета кровли при расположении их (считая по горизонтали) не далее 1,5 м от конька или парапета кровли;

- в уровень с коньком или парапетом кровли, если они отстоят на расстоянии до 3 м от конька кровли или парапета;
- не ниже прямой, проведенной от конька или парапета вниз под углом 10° к горизонту, при расположении труб на расстоянии более 3 м от конька или парапета кровли;
- не менее 0,5 м выше границы зоны ветрового подпора, если вблизи канала находятся более высокие части здания, строения или деревья.

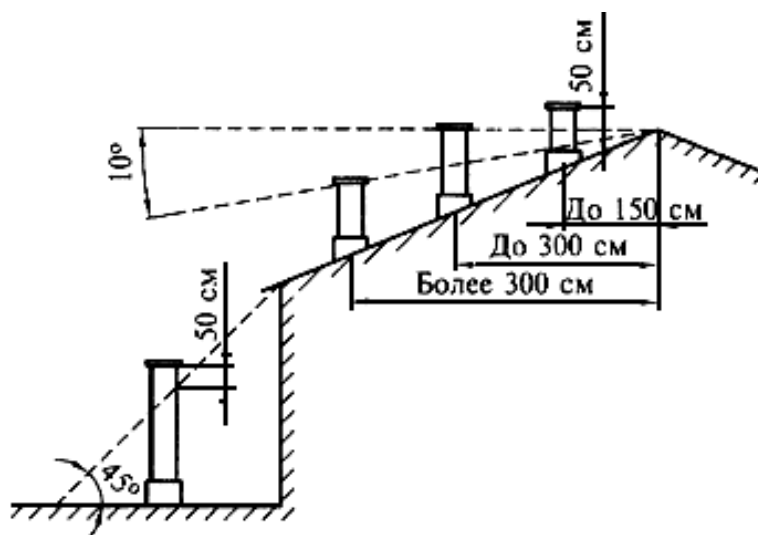


Рисунок Е.1 - Схема вывода дымовых каналов на крышу здания

Во всех случаях высота трубы над прилегающей частью кровли должна быть не менее 0,5 м, а для домов с совмещенной кровлей (плоской) - не менее 2,0 м.

Устья кирпичных каналов на высоту 0,2 м следует защищать от атмосферных осадков слоем цементного раствора или колпаком из кровельной или оцинкованной стали.

Допускается на каналах предусматривать ветрозащитные устройства.

Е.18 Дымовые каналы в стенах допускается выполнять совместно с вентиляционными каналами. При этом они должны быть разделены по всей высоте герметичными перегородками, выполненными из материала стены, толщиной не менее 120 мм. Высоту вытяжных вентиляционных каналов, расположенных рядом с дымовыми каналами, следует принимать равной высоте дымовых каналов.

Е.19 Не допускаются отвод продуктов сгорания в вентиляционные каналы и установка вентиляционных решеток на дымовых каналах.

Е.20 Разрешается отвод продуктов сгорания в атмосферу через наружную стену газифицируемого помещения без устройства вертикального канала от отопительного газоиспользующего оборудования с герметичной камерой сгорания и устройством для принудительного удаления продуктов сгорания.

Е.21 Отверстия дымовых каналов на фасаде жилого дома при отводе продуктов сгорания от отопительного газоиспользующего оборудования через наружную стену без устройства вертикального канала следует размещать в соответствии с инструкцией по монтажу газоиспользующего оборудования предприятия-изготовителя, но на расстоянии не менее:

- 2,0 м от уровня земли;
- 0,5 м по горизонтали до окон, дверей и открытых вентиляционных отверстий (решеток);

- 0,5 м над верхней гранью окон, дверей и вентиляционных решеток;

- 1,0 м по вертикали до окон при размещении отверстий под ними.

Указанные расстояния не распространяются на оконные проемы, заполненные стеклоблоками.

Не допускается размещение отверстий каналов на фасаде зданий под вентиляционной решеткой.

Наименьшее расстояние между двумя отверстиями каналов на фасаде здания следует принимать не менее 1,0 м по горизонтали и 2,0 м по вертикали.

При размещении дымового канала под навесом, балконами и карнизами кровли зданий канал должен выходить за окружность, описанную радиусом R (рисунок Е.2).

Не рекомендуется предусматривать выход дымового канала через наружную стену в проезды (арки), туннели, подземные переходы и т.п.

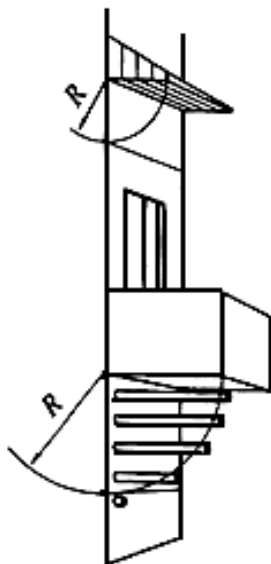


Рисунок Е.2 - Схема размещения дымового канала под навесом или балконом

Е.22 Длину горизонтального участка дымового канала от отопительного газоиспользующего оборудования с герметичной камерой сгорания при выходе через наружную стену следует принимать не более 3 м.

Е.23 Газоиспользующее оборудование тепловой мощностью до 10 кВт с отводом продуктов сгорания в газифицируемое помещение размещается таким образом, чтобы обеспечивался свободный выход продуктов сгорания через вытяжные вентиляционные устройства (канал, осевой вентилятор) данного помещения.

Е.24 В жилых зданиях вентиляционные каналы из помещений, в которых установлено отопительное газоиспользующее оборудование для поквартирного отопления, не допускается объединять с вентиляционными каналами других помещений (санузлов, кладовых, гаражей и т.п.).

Е.25 В качестве вентиляционных каналов могут использоваться существующие дымовые каналы, не связанные с другими действующими дымовыми каналами.

Решетки с устройствами для регулирования расхода воздуха, исключаящими возможность полного их закрытия, предусматривают на вытяжных вентиляционных каналах газифицируемых помещений.

Приложение Ж

Требования к материалам полов по обеспечению фрикционной искробезопасности

**Таблица Ж.1- Требования к материалам полов по обеспечению
фрикционной искробезопасности**

п.п.	Конструктивные элементы	Рекомендуемые материалы
	Покрытия полов	Бетон класса В10, В15, В20, В25 с неискрящим (известняковым) наполнителем. Бетон класса В10, В15, В20, В25 с наполнителем из мраморной крошки фракции 0-20 мм и коротковолокнистой асбестовой мелочи. Асфальт с мелким (диаметром до 5 мм) наполнителем для взрывоопасных помещений и зон системы газоснабжения природным газом (не рекомендуется для систем газоснабжения углеводородными сжиженными газами из-за возможности нарушения сплошности покрытия полов при утечке газа, а также из-за необходимости проведения многократных восстановительных работ). Неглазурованная керамическая плитка по ГОСТ 6787(с изменениями). Бетонно-мозаичная плитка
	Ступени лестниц, пешеходные и другие площадки, эстакады	Рифленая сталь ромбическая, толщиной 4,0; 8,0 мм по ГОСТ 8568. Специальный металлический настил типа ВИСЛ. Углеродистые конструкционные стали обыкновенного качества марок с содержанием углерода не более 0,22% по ГОСТ 380. Углеродистые конструкционные стали обыкновенного качества марок с содержанием углерода не более 0,24% по ГОСТ 1050
	Ограждения, оконные переплеты, механизмы закрывания и открывания фрамуг	Сортовой и листовой горячекатаный прокат (швеллер, уголок, полоса, лист, прутки, тавр и др.) из низкоуглеродистых сталей марок 10, 20 по ГОСТ 1050 и Ст3кп. Ст3сп по ГОСТ 380. Профили стальные гнутые. Скорость скольжения в узлах трения "вал-втулка" не должна превышать 2,0 м/с
	Двери и ворота	Низкоуглеродистая сталь без специальных защитных покрытий при наличии окраски и отсутствии следов ржавчины на их поверхности
Примечания 1 Не допускаются к применению для устройства полов материалы из гранита и других облицовочных материалов со сходными характеристиками по твердости, износостойкости и абразивности. 2 Для предупреждения образования коррозии на поверхности металлических конструкций рекомендуются окраска их перхлорвиниловыми лаками и эмалями (ПВХ), масляными красками (МА), а также металлизация цинком и другими неискрящими металлами. Подготовка поверхности и окраска в два слоя с грунтовкой в два слоя толщиной 55-60 мкм - по ГОСТ 8832.		

Приложение И
(информационное)

Порядок оформления и утверждения контрольных образцов внешнего вида сварных соединений

И.1 Контрольный образец внешнего вида представляет собой сварное соединение полиэтиленовых труб между собой или с соединительной деталью, в том числе при помощи деталей с ЗН, отвечающих требованиям настоящего свода правил. Длина контрольного образца должна составлять не менее двух номинальных диаметров трубы, при этом сварной шов должен располагаться посередине.

И.2 Контрольные образцы внешнего вида сварного соединения оформляют на один типовой представитель от каждой группы труб и соединительных деталей по диаметрам, и они являются контрольными образцами для всех стандартных размерных отношений - SDR.

И.3 Контрольный образец внешнего вида сварного соединения снабжается опломбированным ярлыком, в котором указывают:

- условное обозначение сваренных труб (соединительных деталей);
- наименование предприятия, выполняющего сварочные работы;
- гриф утверждения образца руководителем предприятия, заверенный круглой печатью, и дату утверждения;
- дату сварки и номер протокола сварочного процесса.

И.4 Сварку контрольных образцов внешнего вида выполняют на сварочном оборудовании с устройством автоматического протоколирования сварки при температуре наружного воздуха близкой к условиям проведения строительства.

И.5 Контрольные образцы внешнего вида хранят на предприятии, выполняющем сварочные работы.

БИБЛИОГРАФИЯ

[1] СП 42-102-2004 Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб.

[2] ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления.

[3] НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

[4] Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кгс/см²), водогрейных котлов и водонагревателей с температурой нагрева воды не выше 388 К (115°C).

[5] ПБ 10-574-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов.

[6] ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

[7] НПБ 111-98* Автозаправочные станции. Требования пожарной безопасности.

УДК 621.64

МКС 91.140.40

Ключевые слова: газораспределительные системы, природный газ, сжиженный углеводородный газ, топливо, внутренние газопроводы, резервуарные установки, эксплуатационные характеристики, требования безопасности, испытания газопроводов

Ресми басылым

**ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ӨНЕРКӘСІП ЖӘНЕ ҚҰРЫЛЫС МИНИСТРЛІГІ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ
КОМИТЕТІ**

**Қазақстан Республикасының
ЕРЕЖЕЛЕР ЖИНАҒЫ**

ҚР ЕЖ 4.03–101–2013*

ГАЗ ТАРАТУ ЖҮЙЕЛЕРІ

Басылымға жауаптылар: «ҚазҚСҒЗИ» АҚ

050046, Алматы қаласы, Солодовников көшесі, 21
Тел./факс: +7 (727) 392-76-16 – қабылдау бөлмесі

Издание официальное

**КОМИТЕТ ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО
ХОЗЯЙСТВА МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СТРОИТЕЛЬСТВА
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

**СВОД ПРАВИЛ
Республики Казахстан**

СП РК 4.03–101–2013*

ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ

Ответственные за выпуск: АО «КазНИИСА»

050046, г. Алматы, ул. Солодовникова, 21
Тел./факс: +7 (727) 392-76-16 – приемная