УДК [66/073/3/001/63/002:678.742.2] (035)
ББК 39.76:35.712 я2
Ш96

Рецензент – А.П. Усачев, д-р техн. наук, профессор Саратовского государственного технического университета.

Шурайц А.А., Каргин В.Ю., Вольнов Ю.Н.
Ш96 Газопроводы из полимерных материалов: Пособие по проектированию, строительству и эксплуатации. Саратов: Издательство «Журнал «Волга – XXI век», 2007. 612 с.

ISBN 978-5-91320-003-7

Написанная на основе современных данных, эта книга представляет собой справочное пособие по проектированию, строительству и эксплуатации газораспределительных сетей из полиэтиленовых труб и других полимерных материалов. Содержащиеся в книге сведения будут интересны для всех специалистов, интересующихся применением пластмасс в трубопроводном транспорте.

УДК [66/073/3/001/63/002:678.742.2] (035)
ББК 39.76:35.712 я2

ISBN 978-5-91320-003-7 **© Шурайц А.А., Каргин В.Ю., Вольнов Ю.Н., 2007**

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ 8

ВВЕДЕНИЕ 11

РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ. ТРУБЫ ИЗ ПЛАСТМАСС ДЛЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ 30
1.1. Строение, структура и свойства полимеров 30
1.2. Полиэтилен и его свойства 36
1.3. Сортамент полиэтиленовых труб и соединительных деталей 51
1.4. Требования к качеству труб и соединительных деталей из полиэтилена 81
1.5. Трубы из композитных материалов на основе полимеров 97
1.6. Использование полимерных труб для внутренних систем газоснабжения зданий 108

РАЗДЕЛ ВТОРОЙ. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДОВ 124
2.1. Обеспечение качества проектно-изыскательских работ 124
2.2. Состав проектной документации 128
2.3. Инженерные изыскания 145
2.4. Гидравлический расчет 162
2.5. Расчет газопроводов на прочность и устойчивость 167
2.6. Особенности выполнения проектов газораспределения с использованием полиэтиленовых труб 182
2.7. Проведение экспертизы и согласований 196

РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ. ПРИСОЕДИНЕНИЕ К ОБОРУДОВАНИЮ И ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЕ 202
3.1. Способы выполнения соединений полиэтиленовых и стальных труб 202
3.2. Монтаж шаровых кранов 215
3.3. Монтаж арматуры в колодцах 217
3.4. Присоединение к надземным участкам и газорегуляторным пунктам 227
3.5. Устройство полиэтиленовых газопроводов-вводов 238

РАЗДЕЛ ЧЕТВЕРТЫЙ. ПЕРЕХОДЫ ЧЕРЕЗ ПРЕГРАДЫ 257
4.1. Требования к устройству футляров 257
4.2. Расчет защитных футляров 265
4.3. Монтаж контрольных трубок и вытяжных свечей 271
4.4. Переходы через водные преграды 277

РАЗДЕЛ ПЯТЫЙ. ПОДГОТОВКА И АТТЕСТАЦИЯ ПЕРСОНАЛА 299
5.1. Подготовка персонала на объектах систем газораспределения (газопотребления) 299
5.2. Порядок подготовки и аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства 308

РАЗДЕЛ ШЕСТОЙ. ТЕХНОЛОГИЯ СВАРКИ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ 325
6.1. Способы получения сварных соединений 325
6.2. Порядок выполнения сварочных операций 359
6.3. Требования к сварочному оборудованию 377
6.4. Сварочные машины, аппараты и приспособления 384
6.5. Аттестация сварочных материалов, сварочного оборудования и сварочных технологий 407

РАЗДЕЛ СЕДЬМОЙ. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ 421
7.1. Лаборатории контроля качества строительных организаций 421
7.2. Контроль за выполнением сварочных работ 432
7.3. Экспресс-методы контроля сварных стыковых соединений 440
7.4. Экспресс-методы контроля сварных соединений, выполненных при помощи деталей с закладными нагревателями 463

РАЗДЕЛ ВОСЬМОЙ. ВЫПОЛНЕНИЕ МОНТАЖНЫХ РАБОТ 472
8.1. Подготовительные и земляные работы 472
8.2. Транспортирование и хранение труб и деталей 479
8.3. Организация проведения сварочных работ 484
8.4. Укладка и засыпка газопроводов 495

РАЗДЕЛ ДЕВЯТЫЙ. ИСПЫТАНИЯ И ПРИЕМКА ГАЗОПРОВОДОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ 509
9.1. Проведение пневматических испытаний 509
9.2. Приемка в эксплуатацию 514
9.3. Замена дефектных участков 521

РАЗДЕЛ ДЕСЯТЫЙ. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ИЗ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ 527
10.1. Общие требования по эксплуатации полиэтиленовых газопроводов 527
10.2. Ремонтные работы на действующих газопроводах 533
10.3. Врезка в действующие газопроводы 540

РАЗДЕЛ ОДИННАДЦАТЫЙ. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ 548
11.1. Общие требования безопасности 548
11.2. Требования электробезопасности 557

ПРИЛОЖЕНИЯ 562
Приложение 1. Пример проекта организации строительства наружного полиэтиленового газопровода 562
Приложение 2. Заводы-изготовители полиэтиленовых труб по ГОСТ 50838-95 591
Приложение 3. Примерная инструкция по охране труда для сварщика полиэтиленовых трубопроводов 593

УКАЗАТЕЛЬ НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ 600

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ 605

Внедрение неметаллических материалов в газопроводный транспорт прошло относительно длительный и сложный процесс становления и совершенствования. Трудно представить, что совсем недавно использование пластмасс для изготовления трубопроводов рассматривалось с большим недоверием. Имевшиеся неудачи 70–80-х годов объяснялись недоучетом специфических свойств полимерных материалов, которое и приводило к появлению ошибочных решений, как на этапе проектирования, так и строительства. Только с середины 1990-х годов полиэтиленовые трубы начинают играть заметную роль при сооружении систем транспорта газа и в настоящее время полиэтиленовые технологии представляют собой одно из наиболее динамичных направлений в совершенствовании трубопроводных коммуникаций.

Все это объясняет большой интерес, проявляемый к изучению опыта использования пластмасс в газоснабжении. В настоящее время благодаря ряду журналов: «Полимергаз», «Полимерные трубы», «Трубопроводы и экология», периодически публикуются статьи, посвященные новым техническим решениям, развитию и совершенствованию способов использования пластмасс при прокладке инженерных сооружений. Вполне понятно, что журнальные публикации ограничены изложением отдельных моментов из всего многообразия технических и технологических решений.

В то же время изданий, в которых был бы обобщен весь материал по применению пластмасс в газоснабжении, хронически не хватает. В связи с этим книга, которую мы рассматриваем, – одна из немногих такого объема, в которой обобщены теоретические и практические аспекты применения пластмасс – от получения исходного сырья до эксплуатации построенных газопроводов. Другое несомненное достоинство настоящего издания – большое количество использованных нормативных отечественных и зарубежных документов. Всесторонне подобранный материал позволяет получить широту видения вопроса в целом, не прибегая, без необходимости, к другим источникам информации.

Несмотря на имеющиеся отдельные неточности (без которых не обходится ни одно издание), книга, в целом, содержит много общедоступной практической информации по трубам, деталям, технологиям строительства и правилам эксплуатации газопроводов; знакомит читателя с основными направлениями расчета полиэтиленовых труб.

Более половины материалов книги в той или иной степени посвящены вопросам проектирования газопроводов. И это не случайно. И проектировщики и строители все еще совершают много ошибок, обусловленных недоучетом специфики таких свойств пластмассовых труб, как пластичность, относительно небольшой запас прочности и температурный диапазон эксплуатации. Устройство системы газоснабжения – это не только выбор диаметра труб и трассы газопровода. Для эффективной и безопасной эксплуатации проектируемого газопровода необходимо правильно учесть действующие на него нагрузки, определить способы прокладки и соединения труб, способы их защиты от неблагоприятных факторов и т.д. И в этом отношении новая книга поможет сориентироваться и выбрать правильные технические решения, основанные на учете особенностей применения такого материала, каким является полиэтилен.

Книга иллюстрирована многочисленными фотографиями и рисунками, позволяющими наглядно пояснить излагаемый материал. Теоретические выкладки сопровождаются подробно разработанными примерами решения инженерных задач. По степени доходчивости представленный материал позволяет воспользоваться им специалистам различных областей знаний, незнакомых прежде со спецификой применения полимерных технологий. Используя книгу в качестве справочного пособия, можно самостоятельно изучить особенности производства полиэтилена и изделий из него, научиться грамотно применять трубы при проектировании, узнать теоретические основы сварки полимерных труб, подготовиться к аттестации в качестве сварщика, специалиста-проектировщика или строителя.

В целом, представленная вашему вниманию книга является полезным, своевременным, имеющим как теоретическое, так и практическое значение изданием, предназначенным для широкого круга специалистов, работающих в области газоснабжения.

А.П. Усачев,
д-р техн. наук, профессор Саратовского
государственного технического университета

Предисловие

Повсеместное вытеснение металлических изделий и замена их пластмассовыми аналогами отражает тенденции современной жизни. Если в середине прошлого века пластмассы рассматривались только в качестве возможной альтернативы другим материалам, то сегодня без них не может обойтись ни одна отрасль промышленности и ни одна сфера человеческой деятельности – от производства предметов обихода до космической техники. Давно и успешно во всех развитых странах мира полимерные материалы используются и для сооружения трубопроводных коммуникационных систем, в т.ч. систем транспорта газа. Одним из наиболее известных и применяемых полимерных материалов является полиэтилен, трубы из которого зарекомендовали себя в качестве достойной замены традиционным трубам из стали, чугуна, бетона и керамики в трубопроводах самого различного назначения. Это объясняется уникальным комплексом свойств полиэтиленовых труб: они долговечны, стойки к различным видам коррозии, их монтаж не требует больших капитальных затрат. Несомненно, что использование полимеров резко повышает эффективность капиталовложений и обеспечивает необходимый уровень безопасности распределительных сетей.

За последние два десятка лет в нашей стране появились заводы европейского уровня по их выпуску, отечественными предприятиями разработано и выпускается необходимое оборудование, приборы и оснастка, обеспечивающие процесс сооружения полиэтиленовых распределительных сетей. Нет недостатка и в импортной технике. Разработано необходимое нормативное обеспечение, во многом гармонизированное с европейскими нормами. Таким образом, сегодня не осталось объективных факторов, которые давали бы преимущество применению металлических труб перед полиэтиленовыми.

Вместе с тем внедрение полиэтиленовых и других полимерных труб идет недостаточно активно и отстает от аналогичных показателей зарубежных стран. Одной из причин, сдерживающих применение труб из полимерных материалов, является недостаток информации и знаний по

данному направлению. Изложенные в данной книге сведения помогут всем специалистам – инженерам-проектировщикам, заказчикам работ и строителям – получить необходимые знания о том, что такое полимерные материалы, какими достоинствами и недостатками они обладают, и какие требования необходимо выполнять для обеспечения их длительной и безаварийной эксплуатации. Авторы стремились избежать излишней академичности, сделав текстовый материал по возможности более доступным для людей, впервые столкнувшихся с полимерными технологиями и желающих самостоятельно изучить данный вопрос. Задача этой книги – рассказать, объяснить и показать современные требования в подходе к сооружению газораспределительных сетей, стать посредником между специалистом и тем, что называют «системой нормативных документов в строительстве».

Книга написана на основе ранее изданных авторами книг: «Полиэтиленовые газовые сети» (2001) и «Сварка и контроль газопроводов из полимерных материалов» (2003), материалы которых были существенно переработаны, исправлены, дополнены и расширены. При разработке настоящего издания использовались сведения, содержащиеся в отечественных и зарубежных источниках информации: статьях, докладах, рекламных материалах. В нем обобщен практический опыт сооружения и эксплуатации газораспределительных систем. В книгу внесены необходимые извлечения из действующих федеральных законов и нормативно-технических документов в строительстве (СНиП, ПБ, ГОСТ, СП), утвержденных Ростехнадзором (Госгортехнадзором России), Ростехрегулированием (Госстандартом России) и Росстроем (Госстроем России). Приведенные выдержки из этих документов (с сокращениями или целиком) выделены курсивом. Для удобства определения, какие из нижеприведенных требований соответствуют тому или иному нормативному документу, в конце каждого такого предложения проставлена цифра, указывающая на использованный документ. Указатель нормативных документов, действующих на момент передачи справочника в печать (10.01.2007 г.), составленный в порядке ссылки на них, читатель найдет в конце книги.

Настоящее справочно-информационное издание содержит не только технические требования, которые сложились в области применения полиэтиленовых труб для систем газоснабжения, но и объясняет логику введения того или иного ограничения, а также содержит взгляды авторов на способы решения тех или иных проблем. Теоретический материал

в необходимых случаях сопровождается примерами расчета. Дополнительно размещена информация о деятельности и продукции некоторых отечественных и зарубежных фирм, занимающихся полиэтиленовыми технологиями. Таким образом, данную книгу можно рассматривать как справочное пособие по проектированию и строительству полиэтиленовых газопроводов, информационно дополняющее требования нормативных документов по газоснабжению.

Справочник адресован инженерам-проектировщикам, строителям, работникам эксплуатационных служб, персоналу центров аттестации сварочного персонала и оборудования и других организаций, занимающимся разработкой технологий сварки и оценкой качества сварных соединений. Кроме этого, книга может быть использована преподавателями технических вузов и специализированных учебных центров переподготовки специалистов газового хозяйства, а также будет интересна всем желающим познакомиться с применением полимерных технологий в трубопроводном транспорте. Для самостоятельной проверки усвоения прочитанного материала в конце каждой главы помещены вопросы (тесты) для самоконтроля, большинство из которых составлены на основе сборников экзаменационных вопросов, используемых при атестации сварочного персонала.

Следует отметить, что возможности любой книги ограничены. Поэтому авторы вынужденно не затрагивают вопросы, касающиеся особенностей реконструкции газопроводов, а также экономические аспекты применения полиэтиленовых труб. Приведенная информация основана на последних данных, доступных на момент печати настоящей книги.

Авторы выражают глубокую признательность сотрудникам ОАО «Гипрониигаз»: М.С. Недлину, С.О. Корюкину, Н.Я. Игнатьевой, А.С. Струковой, Т.В. Ставской, чьи полезные советы помогли при разработке настоящего издания. Все замечания и предложения просим присылать по адресу: 410000, Саратов, пр. Кирова, 54, ОАО «Гипрониигаз».

Введение

При изучении наук
примеры полезнее правил.
И. Ньютон

Всем... помнить надлежит:
все прожекты зело исправны быть должны,
дабы казну зряшно не разорять
и отечеству ущербу не чинить.
Петр I

Газораспределительные системы представляют собой сложный комплекс инженерных коммуникаций и объектов, проектирование, строительство и эксплуатация которых требуют хорошо налаженного взаимодействия федеральных органов исполнительной власти, органов государственного надзора, газораспределительных организаций, проектных, научно-исследовательских и строительно-монтажных организаций. Проблемы, связанные с сооружением и эксплуатацией систем газораспределения, являются одними из важнейших задач отечественной промышленности.

Зарождение газовой промышленности относится к концу XVIII – началу XIX веков, когда газ, получаемый при переработке каменного угля, стали использовать для освещения улиц и домов в Великобритании, Франции, Бельгии, а позже и в России. Опыт газового освещения оказался очень важным в практике массовой газификации, основанной на широком применении в XX веке природного газа, фактически революционизировавшего современную энергетику и быт. Добыча природного газа в нашей стране в 1913 году составляла около 0,02 млрд м^3, и только к 1940 году возросла до 3,4 млрд м^3. Таким образом, практически природный газ стал достоянием энергетической промышленности только с середины XX столетия. С этого времени начинается резкий рост распределительных сетей.

И по прошествии более чем 60 лет процесс наращивания протяженности газопроводов не ослабевает. За 2002–2005 годы введено в эксплу-

атацию более 143,354 тыс. км распределительных газовых сетей давлением до 1,2 МПа. Поставки газа внутри Российской Федерации в 2005 г. составили 340 млрд м^3, из которых свыше половины пришлись на организации электроэнергетики, металлургии и агрохимии. В настоящее время природным газом пользуются свыше 80 млн жителей России, на нем вырабатывается свыше 42 % электроэнергии и 66 % тепловой энергии в стране. В то же время с каждым годом увеличивается и протяженность газопроводов, требующих замены или реконструкции. Газопроводов, отслуживших 40-летний срок, насчитывается уже более 20 000 км (по другим данным – 27 000 км), и с каждым годом их протяженность будет становиться все больше и больше, что ставит на повестку дня вопросы обеспечения надежности как эксплуатируемых, так и вновь сооружаемых сетей. В ближайшие 10 лет будет наблюдаться стабильное увеличение изношенных сетей на 2200–2400 км в год и к 2015 году более 10 % подземных газопроводов окажутся за пределами сроков безопасной эксплуатации (в коммунальных сетях водоснабжения ситуация обстоит еще хуже, там износ достигает 70 %). Динамика прироста изношенных сетей такова, что если в качестве мер по их восстановлению и замене в землю опять будут закапываться тонны ржавеющих металлических труб, в ближайшие годы ситуация с обеспечением приемлемой безопасности эксплуатируемых газовых сетей может оказаться на грани кризиса.

Одним из самых эффективных способов обеспечения надежности систем транспорта газа является использование в них изделий – труб, фитингов, запорной арматуры, изготовленных из материалов, более долговечных, чем традиционная сталь. Наиболее приемлемыми материалами являются полимеры.

Полимерные материалы отвечают всем основным требованиям, предъявляемым к трубопроводам. Отсутствие коррозионного зарастания, надежность, технологическая безопасность, низкая вероятность потерь, резкий рост производительности труда и снижение стоимости монтажа, минимальные эксплуатационные затраты – все эти качества позволили полимерным трубам занять прочные позиции в целом ряде отраслей. Но главное их достоинство – долговечность, поскольку материал, из которого они сделаны, не способен вступать в электрохимические реакции, благодаря чему исключается появление коррозии, характерной для металлов.

Эксплутационные характеристики труб из полимерных материалов позволяют использовать их в трубопроводах самого различного на-

значения: в водо- и газопроводах, внутриквартальных тепловых сетях, нефтепромыслах (для транспортировки агрессивных пластовых вод и попутного газа), технологических сетях химических предприятий и других производств. Полимерные трубы используются и для обеспечения обороноспособности страны – ими переоснащаются трубопроводные войска министерства обороны, задачами которых является быстрая прокладка трубопроводных магистралей к эпицентрам катастроф.

Трубы экологически безопасны, т.е. не оказывают негативного воздействия на природную среду. По этой причине доля полимерных труб в инженерных сетях всех экономически развитых стран постоянно растет. Полимеры стали заменой не только традиционным трубам из стали, но и изделиям из чугуна, бетона и керамики, используемым в различных инженерных коммуникациях. Производство полимерных труб – одна из немногих отраслей нашей страны, которая динамично развивается, несмотря на сохраняющуюся диспропорцию в экономическом развитии страны.

Полиэтиленовые трубы благодаря своей исключительной пластичности устойчивы к динамическим воздействиям и поэтому хорошо зарекомендовали себя в сейсмически опасных районах. К примеру, по данным Агентства по охране окружающей среды Колумбии об аварийности трубопроводов из различных материалов при землетрясении в этой стране, на трубы из стали пришлось 0,52 отказа на 1 км, на трубы из серого чугуна – 0,97 отказа, на трубы из ПВХ – 0,8 отказа. На полиэтиленовых газопроводах разрушений не зафиксировано.

Существуют, безусловно, отрасли промышленности, где невозможно обойтись без металлических трубопроводов. Это нефтяная и газовая промышленности с их высокими давлениями транспортируемых сред, предприятия теплоэнергетики с температурами свыше 100 °С и некоторые другие. Однако там, где нет сверхвысоких давлений и температур, трубы из полимерных материалов должны находиться вне конкуренции. Не зря объемы их применения в странах Западной Европы и в Америке составляют около 50 %, а в газорспределительных сетях их доля достигает 60–90 %.

Нелишне будет вспомнить, что без полимеров не обходится и производство металлических труб, используемых в высоконагруженных магистралях. Достаточно упомянуть о наружных, а часто и внутренних защитных покрытиях стальных труб из экструдированного полиэтилена, использование покрытий на полиуретановой и эпоксидной основе

для создания внутреннего защитного слоя. Для тепловых сетей бесканальной прокладки выпускаются стальные трубы с тепловой изоляцией из пенополиуретана и внешней полиэтиленовой оболочкой.

Анализируя сложившуюся ситуацию, можно с уверенностью утверждать, что очевидные преимущества и экономический эффект от применения полимерных технологий, а также накапливающийся опыт ведут к постепенному перераспределению объемов потребления в пользу неметаллических материалов и прежде всего полиэтиленовых труб, обладающих в ряду других перечисленных выше положительных свойств хорошей морозостойкостью и формоустойчивостью. Кроме того, полимеры выигрывают и при анализе так называемых неосязаемых (нематериальных) факторов, которые играют положительную роль, но не могут быть точно оценены количественно. К таким факторам относятся экологическая чистота строительства и эксплуатации, а также прогноз возможного срока эксплуатации газопровода после истечения расчетного ресурса работы. При сварке изделий из полиэтилена не требуется защита персонала от отравления вредными газами, пылью и испарениями флюсов или покрытий электродов, выделение которых характерно для сварки металлов.

По сравнению со сталью, трубы из современных марок полиэтилена обладают исключительной долговечностью. Они гарантированно служат не менее 50 лет, сохраняя после этого достаточный запас прочности, позволяющий без особых проблем продолжить их нормальную эксплуатацию. Как известно, принятая для полиэтилена величина ресурса работы 50 лет является прогнозной величиной, полученной путем экстраполяции данных лабораторных испытаний за срок, как правило, не более 26 000 ч (3 года). При этом сама точка отсчета в 50 лет учитывает скорее экономические соображения (срок амортизации основных средств), а не объективные критерии оценки технического состояния газопроводов из полиэтилена. Проведенные для полиэтилена последних марок (ПЭ80 и ПЭ100) более длительные испытания показывают, что снижение свойств этих материалов происходит значительно медленнее ранее принятых зависимостей, и у них не наблюдается резкого падения свойств даже по достижении 150 лет эксплуатации. Таким образом, полиэтиленовые газопроводы обладают как минимум в 3–4 раза более длительным ресурсом работы, по сравнению с газопроводами из традиционной стали. В таблице 1 для сравнения приведены нормативно назначеные сроки эксплуатации трубопроводных систем различного

назначения, взятые из норм амортизационных отчислений, принятых в 1988 г. и действующих по настоящее время.

Таблица 1. Нормативные сроки эксплуатации трубопроводов, лет

Область применения труб	Сталь	Чугун	Железобетон	Асбестоцемент	Керамика	Пластмассы
Газоснабжение	40	–	–	–	–	50
Водоснабжение	20	60	30	20	–	50
Канализация	20	50	20	30	40	50
Бесканальные тепловые сети	20	–	–	–	–	–
Канальные тепловые сети:						
- в непроходном канале	25	–	–	–	–	–
- в коллекторе	35	–	–	–	–	–

Существующая система учета повреждений на газопроводах не позволяет провести полностью достоверный и детальный сравнительный анализ нештатных ситуаций на полиэтиленовых и стальных газопроводах. Тем не менее имеющиеся статистические данные и экспертные оценки позволяют с уверенностью утверждать, что аварийные ситуации на пластмассовых трубопроводах случаются в 10–12 раз реже, чем на аналогичных стальных, что резко снижает потери транспортируемого продукта и негативное воздействие на здоровье людей и окружающую природную среду. Основная причина повреждения стальных труб – коррозия – не имеет отношения к полимерным трубам. Полностью защитить стальную трубу от коррозии невозможно. Даже при хорошо выполненной изоляции стальных поверхностей происходит постепенное образование продуктов коррозии как за счет возможного катодного отслаивания, так и за счет диффузионной проницаемости большинства полимерных покрытий. К примеру, по информации ОАО «Газпромрегионгаз», из общего числа аварий и инцидентов за 2005 год на долю коррозионного повреждения металла труб пришлось 21,5 %. При обследовании стальных газопроводов на каждые 100 км фиксируется в среднем 65 мест повреждения изоляции и 0,3 случая сквозных коррозионных повреждений. Таким образом, повышение безопасности систем транспорта газа напрямую зависит от темпов внедрения в практику строительства полиэтиленовых труб.

Хотя технология производства полиэтилена как конструкционного материала была разработана еще в 1933 году, его промышленный выпуск и применение в России началось относительно недавно – с начала

1960-х годов. Полиэтилен – один из самых дешевых полимеров, поэтому в мировом производстве пластмасс именно полиэтилен занимает первое место. Среди крупнотоннажных термопластичных полимеров (полиэтилен, поливинилхлорид, полипропилен), а также ароматических карбоцепных полимеров (полистирол) на долю полиэтилена различных марок приходится около 35–39 % объемов производства. Ежегодное производство полиэтилена для всех сфер его применения за последние три года составляло в России около 1,0 млн т. Выпуск полиэтилена в нашей стране был сосредоточен на семи предприятиях, обеспечивающих сотни заводов-потребителей, выпускающих продукцию самого различного назначения. Основная доля (более 45 %) полиэтилена идет на производство тары и упаковки и товаров народного потребления. На производство труб по итогам 2005 г. пришлось около 115 тыс. тонн произведенного отечественного полиэтилена (в 2004 г. этот показатель составлял 120 тыс. тонн, в 2003 г. – около 110 тыс. тонн). Замедление объемов производства трубных марок полиэтилена здесь связано с плановой остановкой завода «Казаньоргсинтез» на профилактический ремонт. В то же время производство труб показывает значительные темпы роста: со 112 000 тонн в 2003 г. до 175 000 в 2006 г., что объясняется ростом импорта трубных марок полиэтилена. В 2007 г. производство труб еще более вырастет в связи с вводом в эксплуатацию Саратовского трубного завода мощностью 10 000 тонн в год и завода «Югтрубпласт» вблизи Краснодара мощностью 12 000 тонн в год.

Отечественные потребности в полиэтилене низкого давления, использующемся в производстве труб, удовлетворяют два предприятия: Казанское ОАО «Органический синтез» (в среднем 40 %) и ООО «Ставролен», г. Буденовск Ставропольского края (60 %), входящее в группу «Лукойл-Нефтехим», (в прошлом ОАО «Ставропольполимер»). Оба предприятия были построены по одному проекту, обеспечивавшему производственную мощность 200 тыс. т/год, однако впоследствии на ООО «Ставролен» была произведена реконструкция с увеличением мощности до 300 тыс. т/год. Производственные мощности на обоих предприятиях по итогам 2003–2005 годов были задействованы почти полностью – на 93–95 %, что обеспечило выпуск полиэтилена различных марок в объеме около 475 тыс. т/год, в т.ч. трубных марок – 135–150 тыс. т, небольшая часть которого поставлялась на экспорт. Таким образом, в общем балансе мощностей по производству полиэтилена всех марок мощности по производству полиэтилена низкого давления составляют около 47 %,

из которых 13–14 % – марки, предназначенные для производства труб и деталей трубопроводов. В качестве сравнения небезынтересно отметить, что в странах Европы действуют более 40 заводов по выпуску полиэтилена низкого давления всевозможного марочного ассортимента, суммарная мощность которых составляет почти 5,5 млн т, а всего в мире в 2005 г. произведено 17, 7 млн т PEHD.

Доминирующее положение в производстве трубных марок полиэтилена в нашей стране занимает ПЭ80. Если в 2003 г. на его долю приходилось немногим более 40 %, то, по данным 2004 г., из общего объема произведенных труб около 130 тыс. т/год доля труб из ПЭ80 выросла до 59 %, а в 2005 г. составила 84 %. Выпуск труб из ПЭ100 (7 % в объеме трубного производства за 2004 г., 9 % в 2005 г. и 16 % в 2006 г.) обеспечивался импортными поставками. Появление отечественного ПЭ100, потребность в котором постепенно возрастает, ожидается не ранее 2008 г., что связано с недостаточным финансированием необходимых исследований и отсутствием в России опытовой установки газофазной полимеризации.

Отрадно отметить, что наибольшее применение полиэтиленовые трубопроводы находят в газовом хозяйстве. Этот процесс, начавшийся 45 лет назад, сегодня находится на пике своего подъема. Следует напомнить, что первый опыт применения полиэтиленовых труб в системах газоснабжения (1962–1975) был не совсем удачным. Многие из построенных за тот период газопроводов были заменены на новые по причине низкого качества первых опытных труб и неотработанной технологии строительства. Только после разрешения всех возникших проблем с конца 1980-х годов начался иной, качественно новый этап их применения в системах транспорта газа. Немаловажную роль в разработке технологий применения и пропаганде пластмассовых труб сыграли такие организации, как НТЦ «Пластик», ОАО «Гипрониигаз», ЗАО «Полимергаз», ОАО «Запсибгазпром» и др.

По данным 2003–2006 гг., для сооружения газораспределительных сетей использовано порядка 30–40 % произведенных полиэтиленовых труб, и объемы их потребления нарастают. Из общего объема произведенных в 2006 г. труб доля газовых составила 52,0 тыс. т, из которых не менее 95 % пошло на обеспечение внутреннего рынка. За 2003–2005 годы только в районах Московской области было проложено свыше 1200 км газопроводов из полиэтиленовых труб, и этот сектор постоянно расширяется. Заметное нарастание объемов применения полиэтиленовых труб в газораспределении наблюдается с начала 1990 года. Если

в 1990 году протяженность полиэтиленовых газопроводов в целом по России не превышала 1900 км, то к началу 2002 года их количество увеличилось до 29 315 км, а к началу 2006 года – до 64 320 км (средний рост за 2002 – 2005 годы составлял по 22,3 %). Впечатляет тот факт, что если в 2003 году на долю полиэтиленовых труб пришлось 32,7 % от введенных в эксплуатацию сетей (12 590 км из 38500 км), то по итогам 2005 года использование полиэтиленовых труб впервые стало доминировать не только над стальными при подземной прокладке (6700 из 7740 км, или 86,6 %), но и в общей протяженности построенных за этот год газопроводов (6700 из 10860 км, или 61,7 %). Для примера, за 2004 г. эти показатели составляли 50,0 и 36,9 % соответственно.

В целом же доля пластмассовых труб остается относительно небольшой – на начало 2006 года всего 19,8 % от протяженности подземных газораспределительных сетей и 10,5 % от их общего числа (включая надземные). Это объясняется как большим количеством находящихся в эксплуатации газопроводов, так и запоздалой сменой приоритетов. Некоторые статистические данные, характеризующие состояние национальной системы газораспределения, приведены в таблице 2.

В среднем по России уровень газификации природным газом (характеризующийся долей газифицированных квартир с подведенным сетевым газом) составляет 55 %. Наибольшие показатели достигнуты в Южном и Приволжском федеральных округах, меньше всего газифицированных природным газом квартир в Северном и Дальневосточном федеральных округах (рисунок 1). Доля полиэтилена в находящихся в эксплуатации газопроводах по регионам России также очень неоднородна. По данным за 2005 год, в некоторых ре-

Рисунок 1. Уровень газификации природным газом по Федеральным округам России (на 01.01.2005 г.)

гионах она достигает 31–36 % от протяженности подземных газовых сетей (Орловская, Смоленская обл.), в других находится на уровне 3,1–8 % (Липецкая, Костромская, Нижегородская обл.). Для примера можно привести данные за 2005 г. по газораспределительным сетям Франции и за 1997 г. – Германии. Во Франции из общей протяженности газовых сетей в 175 000 км на долю полиэтиленовых приходится 105 000 км, или 60 %. В Германии из 289 875 км наружных газопроводов (без учета газопроводов-вводов) 41 % труб были изготовлены из пластмасс.

Что касается ближайших перспектив, то начиная с 2005 года ОАО «Газпром» приступило к выполнению широкомасштабной «Программы газификации регионов Российской Федерации». Одной из задач при выполнении Программы ставится обеспечение экономической эффективности, безопасности и надежности в сфере транспортировки природного газа потребителям на длительные годы эксплуатации газораспределительных сетей. Важной составляющей таких решений является применение современных технологий строительства надежных и долговечных инженерных сетей, позволяющих снизить непроизводственные потери энергоресурсов и минимизировать эксплуатационные затраты. Основу таких сетей составляют трубы из современных полимерных материалов, прежде всего полиэтилена.

В частности, в 2004 году ОАО «Газпром», ОАО «Регионгазхолдинг» и ОАО «Промгаз» было принято совместное решение о том, что все проекты по программе газификации и реконструкции систем газораспределения, финансируемые за счет инвестиций ОАО «Газпром», должны ориентироваться на преимущественное применение полимерных технологий. Реализация такого единого технического решения, несомненно, еще больше ускорит процесс перераспределения объема потребляемых труб в пользу полиэтиленовых. Можно прогнозировать, что реализация Программы газификации приведет к значительному количественному увеличению доли полиэтиленовых газовых сетей – до 25–26 %.

Высокие темпы роста спроса на полиэтиленовые трубы, ожидающиеся в ближайшие годы, требуют соответствующего наращивания мощностей по сырьевому производству. Показатель загруженности отечественных предприятий нефтехимии указывает на невозможность дальнейшего увеличения объемов производства без ввода новых мощностей или серьезной модернизации действующих производств. В ближайшие годы планируется осуществить реконструкцию существующего производства полиэтилена на ОАО «Казаньоргсинтез». Есть планы по вводу в эксплуатацию заводов

по производству полиэтилена ОАО «Сибур-Нефтехим» проектной мощностью 120 тыс. т/год, ОАО «Томский нефтехимический комбинат», ОАО «Нижнекамскнефтехим», ОАО «Саянскхимпласт».

Таблица 2. Основные технические показатели систем газоснабжения Российской Федерации за 2003–2005 гг.

№	Наименование показателей	Единица измерения	На 01.01.2004 г.	На 01.01.2005 г.	На 01.01.2006 г.
1	Протяженность наружных газопроводов, в том числе:	км	565 462	583 074	612 990
	по назначению				
	- межпоселковые	км	118 980	126 303	132 230
	- уличные и внутриплощадочные	км	317 079	322 516	342 500
	- газопроводы-вводы	км	129 363	134 256	138 260
	по давлению				
	- высокого давления	км	153 664	158 603	165 524
	- среднего давления	км	38 535	414 66	44 978
	- низкого давления	км	373 261	383 005	40 672
2	Протяженность подземных газопроводов, в том числе:	км	355 484	368 126	227 814,56
	- полиэтиленовые	км	47 632	57 477	64 320
	- металлические	км	307 994	310 649	318 940
3	Протяженность подземных стальных газопроводов со сроком эксплуатации:				
	- до 15 лет	км	140 916	173 975	н/д
	- от 16 до 30 лет	км	58 450	84 365	н/д
	- от 31 до 40 лет	км	23 827	35 618	н/д
	- свыше 40 лет	км	7 174	16 691	20 150*
4	Протяженность внутренних газопроводов	км	192 641	222 545	226 105
	- требующих замены	км	4 843	17 584	17 630
	- подлежащих техническому диагностированию	км	15 270	21 005	21 830
5	Количество подводных переходов	шт.	2 160	3079	3 371
	- требующих ремонта	шт.	73	88	114
	- требующих диагностирования	шт.	129	218	207
6	Количество ГРП	шт.	34 973	35 525	152 600
7	Количество ШРП	шт.	97 865	106 747	

Примечание: н/д – нет данных; * - прогнозируемые данные.

Увеличиваются не только объемы производства, идет постоянный процесс расширения сортамента и типов полиэтиленовых труб. В России выпускаются напорные трубы диаметром до 1200 мм, освоен

выпуск безнапорных витых труб диаметрами до 1800 мм (завод «Бородино-пласт»). С 2002 года ЗАО «Завод АНД Газтрубпласт» начал выпускать по лицензии швейцарской компании BruggRohrsysteme согласно ТУ 2248-021-40270293-2004 полимерные трубы «Профлекс» (с 2004 г. – «Изопрофлекс»), предназначенные для наружных тепловых сетей. Из общего числа тепловых сетей в пенополиуретановой изоляции, проложенных в Подмосковье за последние три года, на трубы «Изопрофлекс» пришлось около 50 %. Разработаны специальные конструкции труб с электрообогревом, выпускаемые по ТУ 2248-019-40270293-2002 и предназначенные для сооружения водопроводов в районах с вечномерзлыми грунтами. Выпускаются полиэтиленовые трубы с верхним защитным слоем из полипропилена, стойкого к механическим воздействиям и износу, не требующие песчаного основания даже при прокладке в скальных грунтах. Фирмой Wawin (Нидерланды) предложены трехслойные полиэтиленовые трубы типа TS с внешним и внутренним покрытием из модифицированного полиэтилена, стойкого к механическим повреждениям.

Рынок полиэтиленовых труб сегодня во многом консолидированный. Наиболее крупными заводами по их выпуску на территории России являются:

– Завод по переработке пластмасс ОАО «Казаньоргсинтез»;

– ЗАО «Завод АНД Газтрубпласт», г. Москва;

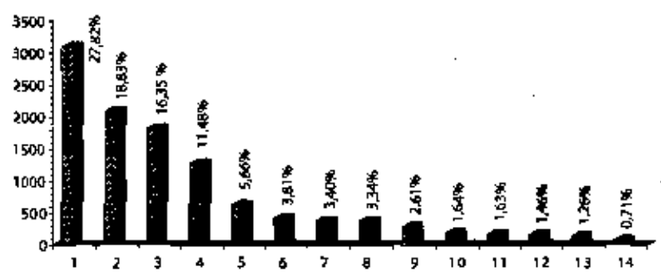
– ЗАО «Сибгазаппарат», г. Тюмень (имеющий филиалы в Алтайском крае – ООО «Трубопласт-А», и в Саратовской области – ООО «Трубопласт-С»).

К заводам «среднего звена» с производственной мощностью 2–10 тыс.тонн труб в год можно отнести ЗАО «Чебоксарский завод пластмасс», ООО «Климовский трубный завод», ООО «Бородинопласт», ОАО «Агригазполимер», г. Обнинск, завод пластмассовых труб ОАО «Леноблгаз», завод «Икапласт», г. С.-Петербург, ООО «Трубопласт», г. Новокуйбышевск (с 2005 г. – ОАО «НОВАТЭК-Полимер»), Борисовский завод пластмассовых изделий (Республика Беларусь), ООО «Вестпласт-Калининград» и др. Основные диаметры выпускаемых труб – от 20 до 315 мм, хотя некоторыми заводами (ОАО «Казаньоргсинтез», ООО «Климовский трубный завод», завод «Икапласт») освоен выпуск труб диаметром до 1200 мм включительно.

В общей сложности в России насчитывается порядка 50 заводов, производящих полиэтиленовые трубы, треть из которых – малые, часто оснащенные одной-двумя небольшими экструзионными линиями и

выпускающие трубы в основном для потребностей своего региона. Выпуск труб на таких заводах ограничен несколькими ходовыми типоразмерами, поэтому конкурировать с крупными компаниями, способными предложить более широкий ассортимент труб и набор необходимых в строительстве соединительных деталей, достаточно сложно. Кроме того, крупные заводы с годами отлаженной технологией производства крайне редко имеют нарекания на качество своей продукции. Данные по выпуску полиэтиленовых газопроводных труб на основных отечественных заводах за 2005 г. приведены на рисунке 2. Общее количество выпущенных соединительных деталей в том же году составило 353 тыс. шт.

Анализ состояния и перспектив развития мирового рынка полиэтилена показывает резко выросший спрос на полиэтилен в Азии, где начался процесс интенсивного перехода на полимерные трубопроводы, аналогичный тому, который прошел в Западной Европе. Согласно экспертным оценкам, наиболее быстрыми темпами будет расти китайский рынок – на сегодня уже самый крупный в мире. В то же время, ощутимого дефицита сырья за последние годы не отмечалось, несмотря на значительный рост потребления. Это связано как с вводом в действие новых мощностей, так и с перераспределением экспортных поставок. Несмотря на небольшие всплески, рост цен на полиэтиленовые трубы в 2005 г. как на Европейском (включая Российский), так и на Азиатском рынках был весьма незначителен. В 2006 г. рост мировых цен на нефть и энергоносители сказался и на стоимости продукции производителей полиэтилена.



1 – Холдинг «Евротрубпласт» (ЗАО «Завод АНД «Газтрубпласт», ООО «Климовский трубный завод», ООО «Чебоксарский трубный завод»); 2 – Борисовский завод пластмассовых изделий; 3 – ЗАО «Сибгазаппарат»; 4 – ОАО «Казаньоргсинтез»; 5 – ОАО «Новатэк-Полимер»; 6 – ОАО «Агригазполимер»; 7 – ОАО «Орелсибгазаппарат»; 8 – ОАО «Леноблгаз»; 9 – ООО «Тверьтрубпласт»; 10 – АОЗТ «ОПС Шилово»; 11 – АООТ «Ливныплатик»; 12 – ЗАО «Трубопласт»; 13 – ООО «Вестпласт»; 14 – ОАО «Тамбовмаш».

Рисунок 2. Объемы выпуска полиэтиленовых труб для газопроводов в 2005 г.

По прогнозам аналитиков, в ближайшие годы мировое производство полимерных материалов будет возрастать в среднем на 4–5 % в год и к 2010 году достигнет 200 млн тонн. При этом производство труб приблизится к 7,0 млн км. Доля пластмасс в производстве трубной продукции уже сегодня составляет 47 %. Значительный рост потребления ожидается в развивающихся странах Латинской Америки, Африки, на Ближнем Востоке и в Азиатско-Тихоокеанском регионе (исключая Японию). Это связано с тем, что в этих регионах большое внимание уделяется улучшению хозяйственной инфраструктуры, особенно в таких сферах, как телекоммуникации и газопроводы. Кроме того, расширению данного рынка способствует рост инвестиций в строительство жилья и системы водоснабжения, дренажа и канализации.

В высокоразвитых странах рынок потребления неметаллических труб стабилизировался и если и будет расти, то значительно медленнее, поскольку там пик внедрения полимеров уже давно пройден. Тем не менее в США, Западной Европе и Японии потребность в пластмассовых трубах остается достаточно устойчивой. Например, повышение спроса на трубы в Западной Европе ожидается в связи с оздоровлением конъюнктуры в сфере строительства.

Столь высокие темпы роста позволяют утверждать, что перелом в сознании людей, проектирующих и строящих трубопроводные системы, становится все более отчетливым. Теперь уже не приходится доказывать преимущества полиэтиленовых труб при строительстве распределительных сетей газоснабжения и других инженерных коммуникаций.

На сегодня большинство газовых хозяйств России предпочитают использование полиэтиленовых труб в своих распределительных сетях, добиваясь при этом значительного снижения издержек на эксплуатацию и повышая безопасность функционирования системы газораспределения. В то же время существует целый ряд регионов, где наряду с трубами из полиэтилена по сложившейся десятилетия назад практике предпочтение продолжает отдаваться стальным трубопроводам, несмотря на то, что подобное пренебрежение современными технологиями давно выглядит анахронизмом.

Коренному решению вопроса преимущественного использования в газораспределительных сетях полимерных материалов должна способствовать структурная реформа, проводимая в сфере газораспределения. Газораспределительная подотрасль вступает в период новых экономических условий. Сейчас ее можно отнести к низкорентабельному рынку,

она связана только с внутренним потреблением и планомерное повышение цен на газ в будущем снова может обострить проблему платежеспособности потребителей. Чтобы превратиться в подотрасль с хорошим уровнем рентабельности, предприятиям необходимо постоянно изыскивать способы снижения издержек, а перед государством стоит проблема формирования эффективной тарифной политики, эффективной системы стимулирования снижения издержек. Использовать в полной мере экономический эффект от применения полиэтиленовых газопроводов возможно лишь при осуществлении масштабных инвестиций в реконструкцию и расширение газораспределительных сетей. Холдингу, организованному по отраслевому принципу, под силу привлечь необходимые финансовые ресурсы, а формирование регулируемого тарифа посредством сочетания достаточной экономически обоснованной нормы прибыли и нормы эксплуатационных расходов позволит сформировать собственные централизованные источники для финансирования капитальных вложений.

До 1992 г. свыше 300 государственных предприятий и объединений, организаций по газификации и эксплуатации газового хозяйства, занимавшихся газоснабжением и строительством газораспределительных сетей, входили в систему Российского государственного предприятия по организации газификации и газоснабжения «Росстройгазификация», преобразованного впоследствии в ОАО «Росгазификация». В соответствии с Указом Президента РФ от 8 декабря 1992 г. №1559 все эти предприятия были преобразованы в акционерные общества со смешанной собственностью, включая федеральную, региональную и муниципальную доли в уставных капиталах, при этом государство сохранило блокирующий пакет в большинстве газораспределительных организаций (ГРО). На момент акционирования 51 % акций был передан миноритарным акционерам – работникам ГРО.

В дальнейшем значительная часть акций ГРО сконцентрировалась в ОАО «Газпром» и его аффилированных структурах (в основном за счет переданных за долги областных пакетов и скупки акций физических лиц). ОАО «Газпром» к настоящему времени владеет пакетами акций и долями различной величины 196 ГРО России. Эти ГРО эксплуатируют более 80 % всех газораспределительных сетей страны с общим объемом транспортирования газа свыше 150 млрд м^3 в год, что составляет также около 80 % реализуемого потребителям газа. Государство владеет пакетами акций 64 республиканских, краевых и областных газовых организаций.

На прошедшем в январе 2004 г. совещании в Минимуществе России было признано целесообразным проработать варианты эффективной консолидации активов в газораспределении, как по линии Газпрома, так и в плане их объединения с активами государства (эти активы в виде акций газораспределительных организаций управляются по доверенности ОАО «Росгазификация»).

Реформа в Газпроме, приведшая к созданию в октябре 2004 года компании ОАО «Газпромрегионгаз», объединяющей активы ОАО «Газпром» и его дочерних обществ в сфере газораспределения, должна способствовать достижению главной цели газовой отрасли – надежного бесперебойного газоснабжения потребителей. Положительный эффект от консолидации активов предполагается достичь за счет проведения ряда мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации и развития газораспределительных сетей; в т.ч. за счет проведения централизованной научно-технической политики.

При решенности вопросов объединения активов «Газпрома» в сфере газораспределения существующий разрыв между «организованными» ГРО (входящими в «Газпромрегионгаз») и «неорганизованными» может сохраниться или даже возрасти. Сокращение или ликвидация разрыва между этими группами ГРО также может быть достигнуто за счет объединения активов государства и ОАО «Газпром» и проведения согласованной экономической, технической и инвестиционной политики. Эти предложения сегодня рассматриваются в Правительстве РФ. Объединение всех активов позволило бы привести к созданию единой национальной газотранспортной компании.

По прогнозам, в результате объединения активов группы «Газпрома» и государства в сфере газораспределения будет обеспечено дальнейшее развитие программы газификации регионов Российской Федерации, обеспечены стратегические цели государства по бесперебойному и безаварийному газоснабжению промышленности и населения на всем пространстве страны, полный контроль за одной из важнейших подотраслей народного хозяйства Российской Федерации – газораспределением и перспективами его развития.

Несмотря на незавершенный в целом процесс объединения ГРО, консолидация даже их части в структуре ОАО «Газпром» приносит ощутимые результаты за счет принятия единых технических решений, направленных на обеспечение экономической эффективности, безопасности и надежности в сфере транспортировки природного газа потреби-

телям на длительные годы эксплуатации газораспределительных сетей. Важной составляющей таких решений является применение современных технологий строительства надежных и долговечных инженерных сетей, позволяющих снизить непроизводственные потери энергоресурсов и минимизировать эксплуатационные затраты. Основу таких сетей составляют трубы из современных полимерных материалов, прежде всего полиэтилена.

Устранению административных барьеров на пути внедрения новых технологий и материалов должно способствовать и проводимое реформирование существующей системы нормирования и государственного контроля. Основная идея принятого 15 декабря 2002 года Федерального закона «О техническом регулировании» – четкое разграничение обязательных требований и рекомендательных норм. Считается, что обязательными должны быть только требования безопасности, а в установлении требований к качеству продукции в условиях рыночных отношений нет необходимости*.

Обязательные требования будут излагаться только в технических регламентах (общих и специальных), которые принимаются в виде федеральных законов или межгосударственных договоров и в отдельных случаях в виде указов Президента Российской Федерации или постановлений Правительства Российской Федерации. В сфере технического регулирования федеральные органы исполнительной власти лишаются права принимать обязательные требования.

В Российской Федерации в целом должен сформироваться свод технических регламентов, в который, по предварительным исследованиям, войдет 450–550 технических регламентов. Технический регламент должен включать в себя исчерпывающий перечень обязательных для исполнения требований к продукции, процессам производства, эксплуатации и утилизации, кроме того, он содержит описание форм оценки и методов подтверждения соответствия. Разработка технических регламентов ведется по следующему алгоритму:

– инвентаризация нормативной базы, выделение обязательных требований и перенос их в соответствующие разделы (главы) технического регламента;

*Примечание. Справедливости ради следует отметить, что при реализации Федерального закона «О техническом регулировании» возникли и определенные проблемы, связанные с потерей управляемости процессом совершенствования и применения норм в строительстве. Обострившаяся ситуация со статусом оправдавших себя на практике нормативных документов вызывает серьезную озабоченность в среде проектировщиков и строителей.

– оценка оставшегося материала, его компоновка, создание рекомендательных документов и т.д.

Исходя из поставленной задачи в технические регламенты вносятся только основные требования, выполнение которых обеспечивает условия безопасности, а сам порядок их выполнения будет прописан в соответствующих рекомендательных документах. Таким образом, технические регламенты – это только верхний ярус нормативного обеспечения. Как и в любой системе управления в целом, в сфере нормирования должна сохраниться и «верикаль» – национальные стандарты, а до их разработки – строительные нормы (СНиП), правила (СП) и другие документы, входившие в систему нормативных документов в строительстве.

В декабре 2006 года в Правительсво РФ направлен для дальнейшей передачи на рассмотрение Государственной Думой проект специального технического регламента «О безопасности производственных процессов и систем газоснабжения», область распространения которого охватывает системы газораспределения и газопотребления природного газа с давлением до 1,2 МПа. При его разработке была осуществлена инвентаризация требований безопасности, содержащихся в национальных нормативных документах (СНиП 42-01-2002, ПБ 12-529-03 и др.), исключены дублирующие требования и нормы, не влияющие на безопасность, а иногда и противоречащие друг другу, учтены отдельные положения зарубежных нормативных документов, в частности Директивы Евросоюза и Национальный стандарт США по газоснабжению. Принятие и реализация Федерального закона «О безопасности производственных процессов и систем газоснабжения» не приведет к каким то коренным изменениям в подходах к обеспечению безопасности при проектировании и строительстве, поскольку большинство установленных в нем обязательных требований уже внедрены в практику и включены в систему действующих нормативных документов и будут только сохранены в новом качестве.

Такие же требования предъявляются к другим видам продукции и производств, которые будут изложены в нескольких документах разного уровня, носящих обязательный и рекомендательный характер, – т.н. «вложенная система». Аналогично формируется законодательная база данных в европейских странах и США: законодательные акты содержат ссылки на стандарты. Российским законодательством предусмотрена возможность создания для каждого технического регламента норматив-

ной базы в виде отдельных стандартов. Таким образом, при разбирательстве споров юридическая ответственность всех сторон будет заложена в техническом регламенте, и надзор федеральных органом будет осуществляться за соблюдением именно этих требований. Разрабатываемые рекомендательные документы федеральных органов исполнительной власти должны будут соответствовать требованиям технических регламентов и стандартов.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Каким фактором объясняется стойкость труб из полимерных материалов к электрохимической коррозии?

1. Высоким удельным поверхностным сопротивлением материала;
2. Линейной структурой полимерных материалов;
3. Неспособностью материала вступать в электрохимические реакции.

Правильный ответ: 3.

Какие марки полиэтилена используются, в основном, для производства труб?

1. ПЭ63;
2. ПЭ80;
3. ПЭ100.

Правильный ответ: 2.

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
POLY PLASTIC
СОВРЕМЕННЫЕ ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ - ПОВОЛЖЬЕ

Представляем Вашему вниманию продукцию Группы "Полипластик" – крупнейшего в России и в странах СНГ производителей полимерных труб из современных марок полиэтилена (ПЭ80 и ПЭ100).

Основным направлением работы является изготовление традиционных и новых видов полиэтиленовых труб и фасонных изделий к ним для прокладки трубопроводной системы коммунальной инфраструктуры (в т.ч. магистральной и межквартальной разводки).

Краткое описание продукции:

Трубы из полиэтилена для газопроводов по ГОСТ Р 50838-2001 и ТУ 2248-018-40270239-2002:

ПЭ80 – (20–400) мм, $P_{раб}$ = (0,3–0,6) МПа;

ПЭ100 – (20–400) мм, $P_{раб}$ = (0,6–1,2) МПа.

Трубы напорные из полиэтилена по ГОСТ 18599-2002:

ПЭ80 – (16–1200) мм; $P_{раб}$ = (0,6–1,6) МПа;

ПЭ100 – (25–1200) мм; $P_{раб}$ = (0,6–1,6) МПа.

Гибкие теплоизолированные полимерные трубы для внутриквартальных сетей горячего водоснабжения и отопления – ИЗОПРОФЛЕКС... рассчитаны на бесканальную прокладку по ТУ 2248-021-40270293-2004. Типоразмеры от 25/75 до 160/225, рабочее давление 6 бар, температура до 95 градусов. ИЗОПРОФЛЕКС-А с рабочим давлением 10 бар. Поставляется в бухтах до 300 м.

Гибкие трубы для тепловых сетей – КАСАФЛЕКС, с рабочей температурой до 130 °С и давлением до 25 бар. Типоразмеры от 55/110 до 143/200. Поставляется в бухтах длиной до 250 м. Соединяются фитингами, монтаж которых осуществляется без использования специального монтажного инструмента.

Корсис – двухслойные гофрированные трубы для безнапорной канализации, (125–1200) мм, выпускаются в отрезках 6 и 12 м. Глубина закладки до 10 м. Выпускаемые трубы комплектуются всеми необходимыми фасонными изделиями:

- формотные и литые фитинги,
- пресс-фитинги,
- электродиффузионные фитинги,
- компрессионные фитинги.

Оборудование для стыковой и муфтовой сварки.

413116, Россия, г. Энгельс, ул. Проспект Строителей, 39В.
ОГРН 1066449023288 ИНН 6449039220.
Тел.: (8453) 795-504, Факс: (8453) 795-644, e-mail: ctc@renet.ru

Раздел первый. Трубы из пластмасс для систем газоснабжения

1.1. Строение, структура и свойства полимеров

Пластмассовые материалы, появившиеся в результате развития органической химии, нашли самое широкое распространение при изготовлении изделий для различных отраслей промышленности, в т.ч. и для трубопроводного транспорта. Под **пластмассами** (пластическими массами, пластиками) понимают конструкционные материалы, перерабатываемые в изделия методами пластической деформации: экструзией, литьем под давлением, формованием и прессованием. Пластмассы состоят из нескольких компонентов: полимера, необходимых добавок (стабилизаторов, пластификаторов, красителей, антистатических и антиконденсационных добавок) и, в некоторых случаях, наполнителей. Добавки, которые вводят в смеси при изготовлении полимерных композиций, служат для улучшения эксплуатационных характеристик изделий и для облегчения процесса переработки. Например, термо- и светостабилизаторы замедляют процесс старения пластмасс, который активно происходит под воздействием тепла и солнечного света. Присутствие пластификаторов улучшает пластичность и текучесть материала, повышает свариваемость. Красители придают изделиям необходимую окраску. Введение в пластмассы мелкодисперсионных или волокнистых наполнителей способствует, как правило, увеличению их прочностных и диэлектрических свойств.

Полимеры являются основой для создания самых различных материалов: пластмасс, армированных пластиков, лаков, клеев и т.д. Строение полимеров довольно простое, они состоят из многократно повторяющихся в определенном порядке мономерных звеньев, каждое из которых представляет собой небольшую группу атомов. Само название полимера складывается из названия мономера и приставки «поли». Мономерные звенья соеденены между собой в линейные или разветвленные цепи химическими связями, которые и определяют разрывную прочность полимеров. Протяженные полимерные цепи, наподобие нитей,

называют макромолекулами. Наличием в полимерах больших гибких макромолекул и способностью этих макромолекул или их участков (агрегатов) к перемещению обусловлена возможность больших деформаций изделий из этих материалов.

Полимеры подразделяются на органические и неорганические. Органические полимеры, в свою очередь, могут иметь как природное (целлюлоза, входящая в состав всех растений, натуральный каучук, природные смолы), так и искусственное происхождение (т.н. синтетические смолы). Наиболее распространенными полимерами являются органические соединения, имеющие в основе четырехвалентные атомы углерода (С), из которых образованы главные цепи макромолекул. Типовыми представителями искусственных полимеров являются полиолефины (в т.ч. полиэтилен и полипропилен), полиамиды, хлорсодержащие и акриловые пластики, фторопласты, полиэфиры и эпоксидные смолы. Отдельная группа полимеров – неорганические соединения, представителями которых являются техническая керамика, стекла и др.

Полимеры искусственного происхождения образуются из низкомолекулярных ненасыщенных соединений, называемых мономерами, в процессе химической реакции полимеризации, в которую вступают соединения, содержащие кратные связи (С=С, С=О и т.д.). Под полимеризацией понимается экзотермическая цепная реакция, при которой низкомолекулярные ненасыщенные соединения при расщеплении двойных связей атомов углерода образуют друг с другом огромное число повторяющихся звеньев без выделения побочных продуктов реакции. В результате роста числа повторяющихся звеньев формируются цепные макромолекулы полимера, содержащие под конец тысячи звеньев, причем самая низкая молекулярная масса таких веществ составляет не менее 10 000 единиц.

Для протекания реакции полимеризации необходимо воздействие на исходный мономер различных энергетических факторов: тепла, давления, света, элементарных частиц, катализаторов. Схема получения в результате реакции полимеризации из этилена наиболее простого

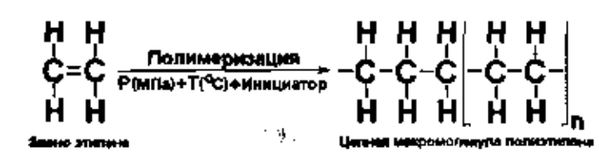


Рисунок 3. Схема получения полиэтилена

по строению макромолекул полиэтилена показана на рисунке 3. Число звеньев в макромолекуле (n) называется степенью полимеризации и определяет молекулярную массу полимера.

Как правило, полимер состоит из смеси макромолекул различной массы и длины. Для характеристики этого разброса используют понятие «молекулярно-массового распределения». Если доля низкомолекулярных фракций велика, то полимер более пластичен, так как эта часть полимера находится почти в жидком состоянии и действует как смазка для более длинных макромолекулярных цепей. В этом случае полимер становится мягким и его текучесть повышается. Полимеры с узким молекулярно-массовым распределением обладают лучшими характеристиками и лучше перерабатываются.

Свойства полимеров зависят, в основном, от их химического строения, фазового состояния, структуры надмолекулярных образований и степени полимеризации. По строению макромолекул полимеры подразделяются на линейные (или простые), разветвленные и пространственные. Линейные макромолекулы состоят из большого числа мономерных единиц и не имеют ответвлений. Разветвленные полимеры содержат боковые ответвления. Линейные и разветвленные полимеры обычно хорошо плавятся под воздействием тепла или растворяются. В пространственных полимерах макромолекулы соединены между собой поперечными связями, в результате чего полимер теряет способность плавиться или растворяться.

По фазовому состоянию все полимеры можно разделить на аморфные и кристаллические. Хаотичное, неупорядоченное расположение нитевидных макромолекул характерно для аморфного термопласта. Кристаллическое фазовое состояние характеризуется наличием макромолекул, уложенных паралельно друг другу и имеющих в своем расположении трехмерный дальний порядок. Структура полимеров, как правило, одновременно состоит из кристаллических и аморфных областей. Если в полимере больше 40 % кристаллической фазы, его относят к кристаллическим материалам. Сферолитная надмолекулярная структура большинства кристаллических полимеров состоит из лучей, образованных чередованием кристаллических и аморфных участков.

Широко распространенным способом регулирования свойств полимерных материалов является сополимеризация, которую можно приближенно сравнивать с процессом легирования металлов. При сополимеризации происходит одновременная полимеризация нескольких

видов мономерных веществ. Сополимеризация позволяет получить макромолекулы различной разветвленности и значительно улучшить характеристики полимерных материалов, расширяя тем самым области их применения (рисунок 4).

Пластмассы в зависимости от свойств материалов, из которых они изготовлены, делятся на две различные группы: термопласты и реактопласты. Различие заключается в реакции термопластов и реактопластов на нагрев.

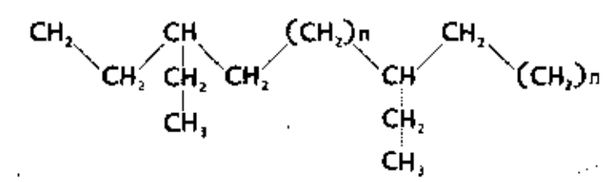


Рисунок 4. Строение макромолекулы полиэтилена с сополимером бутеном

Эксплуатационные характеристики различных пластмасс сильно отличаются друг от друга. В наибольшей степени эти различия проявляются в химической и температурной стойкости и в прочностных характеристиках. В отличие от металлических трубопроводов, основным фактором долговечности которых является коррозия, полимерные материалы, что называется, «живут», т.е. материал со временем стареет. В полимерном материаловедении под термином «старение» понимается совокупность химических и физических превращений, происходящих в полимере при эксплуатации, переработке или хранении и приводящих к потере им комплекса полезных свойств. Под воздействием тепла, кислорода, света, механических напряжений, проникающей радиации и других факторов происходит распад макромолекул полимера на более короткие фрагменты (деструкция полимера), что проявляется в снижении его прочностных свойств. Деструкция может происходить и при нарушении технологии сварки полимеров, например, при превышении температуры нагрева и времени ее воздействия. На срок службы изделий из полимерных материалов оказывает влияние не только процесс деструкции, но и эффект ползучести, т.е. постепенное нарастание деформаций (как правило, необратимых) при длительной работе изделия в нагруженном состоянии.

Продолжительность времени от момента нагружения до разрушения полимерного тела называется долговечностью изделия. Чем выше температура транспортируемой среды и давление, под которым осуществляется ее транспортировка, тем меньше срок службы пластмассо-

вых трубопроводов. Зависимости температура – напряжение – время определяются для термопластов в соответствии с международным стандартом ISO/TR 9080: 1992 (E).

Соответственно возникает возможность изменять уровни одних эксплуатационных характеристик за счет других. Например, для увеличения температуры эксплуатации при постоянстве толщины стенки трубы жертвуют фактором времени. В случае необходимости увеличения нагрузки на трубопровод при постоянстве времени и температуры его эксплуатации увеличивают толщину стенки трубы, уменьшая тем самым показатель экономической эффективности.

К группе **термопластичных** материалов относятся пластмассы, которые при нагревании не меняют своего первоначального строения. Они могут многократно доводиться до вязкотекучего состояния без образования поперечных химических связей и поэтому способны к тепловой сварке. Термопласты являются вязкоупругими веществами, изделия из которых обладают способностью к деформациям, в т.ч. очень большим, при которых происходит изменение их первоначальной формы или объема.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Что понимается под термином «ползучесть»?
1. Процесс нарастания во времени деформаций (как правило, необратимых) при длительной работе изделия в нагруженном состоянии;
2. Изменение формы или объема полимерного тела под действием приложенной нагрузки;
3. Уменьшение линейных размеров тела при формовании, хранении и эксплуатации изделий из полимерных материалов.
Правильный ответ: 1.

Что понимается под термином «деформация»?
1. Изменение формы или объема полимерного тела;
2. Поведение изделий из полимерных материалов в поле механических сил;
3. Разрушение макромолекул полимера под действием механических напряжений и других факторов.
Правильный ответ: 1.

Что понимается под упругой деформацией полимера, что понимается под высокоэластической деформацией полимера, что понимается под пластической деформацией полимера?
1. Деформация, связанная со способностью тела полностью восстанавливать исходную форму сразу после снятия нагрузки и во многих случаях описываемая законом Гука;
2. Деформация, обусловленная наличием гибких макромолекул и связанная с их способностью к изменению формы при действии достаточно большой силы, приводящей к реализации значительных деформаций, частично сохраняющихся после снятия нагрузки;
3. Деформация, обусловленная необратимым перемещением макромолекул или их агентов под действием достаточно большой силы и приводящая к реализации значительных деформаций, сохраняющихся после снятия нагрузки;
Правильные ответы: 1 (для первого варианта вопроса), 2 (для второго варианта), 3 (для третьего варианта).

Поведение термопластов в деформированном состоянии зависит от величины нагрузки, температуры и времени. Деформации разделяются на три вида: упругую, высокоэластическую и пластическую (необратимую). Под упругой деформацией понимается деформация, связанная со способностью тела полностью восстанавливать исходную форму

сразу после снятия нагрузки и во многих случаях описываемая законом Гука. Высокоэластическая деформация обусловлена наличием гибких макромолекул и связана с их способностью к изменению формы при действии достаточно большой силы, приводящей к реализации значительных деформаций, частично сохраняющихся после снятия нагрузки. Деформация, обусловленная необратимым перемещением макромолекул или их частей (агентов) под действием достаточно большой силы и приводящая к реализации значительных деформаций, сохраняющихся после снятия нагрузки, носит название пластической.

К группе **термореактивных** материалов относятся пластмассы, которые при нагревании приобретают пространственную структуру, необратимо теряя при этом способность вторично плавиться. Обычно реактопласты в чистом виде не применяются, а используются вместе с различными наполнителями в качестве одного из компонентов композитных пластмасс. Реактопласты могут соединяться только за счет реакции активных групп, расположенных на соединяемых поверхностях, которая может быть ускорена введением дополнительных веществ. Такой способ соединения принято называть химической сваркой. Изделия на основе реактопластов обладают хорошей деформационной устойчивостью вплоть до предельного нагружения.

Что понимается под термином «долговечность»?
1. Способность полимерного материала противостоять воздействию тепла, кислорода, света, механических напряжений, проникающей радиации и других факторов;
2. Продолжительность времени от момента нагружения до разрушения полимерного тела;
3. Продолжительность времени от момента нагружения до перехода полимерного материала в высокоэластическое состояние.
Правильный ответ: 2.

На какие виды подразделяется деформация полимеров?
1. Аморфную, низкокристаллическую, высококристаллическую;
2. Упругую, высокоэластическую, пластическую (необратимую);
3. Предсказуемую, непредсказуемую, критическую.
Правильный ответ: 2.

Какими причинами обусловлена возможность деформации полимерных материалов?
1. Способностью макромолекул или их агрегатов к перемещению;
2. Наличием в композициях полимера пластифицирующих примесей;
3. Наличием химических связей в макромолекуле полимера.
Правильный ответ: 1.

Что понимается под термином «старение»?
1. Направленное изменение свойств полимерных материалов, приводящее к потере устойчивости изделий, работающих под воздействием эксплуатационных нагрузок;
2. Совокупность химических и физических превращений, происходящих в полимере при эксплуатации, переработке или хранении и приводящих к потере им комплекса полезных свойств;
3. Параметр, характеризующий изменение свойств полимера со временем и измеряемый соотношением нормативного срока службы изделия из полимера с его физико-механическими характеристиками.
Правильный ответ: 2.

В обиходе термин «трубы из полимерных материалов» закрепился за группой труб из термопластичных материалов. Трубы на основе

термореактивных пластмасс с волокнистыми стеклонаполнителями называют стеклопластиковыми.

Для производства труб используются самые различные полимерные материалы: полиолефины (полиэтилен, полипропилен, полибутен), хлорсодержащие (ПВХ, ХПВХ, ПВДХ), фторсодержащие (ПТФЭ, ПВДФ, ПХТФЭ, ПЭХТФЭ), полиамидные и полистирольные полимеры. Кроме того, налажено производство труб из композиционных материалов на основе некоторых типов термо- и реактопластов.

Для каждого вида пластмасс существуют определенные границы по допустимому напряжению в стенке трубы, температуре эксплуатации и экономическим факторам, в пределах которых применение того или иного материала наиболее выгодно. При игнорировании этих показателей преимущества труб из одних материалов перед другими теряются. К примеру, при использовании труб из полиэтилена (ПЭ100 SDR 9) для транспортировки воды с температурой 90 °С, срок их службы составит не более шести месяцев, что не может считаться приемлемым показателем. В то же время трубы из поперечносшитого полиэтилена выдерживают температуру до +95 °С в течение 25-летнего срока службы.

Известно очень много способов классификации полимеров, например, исходя из строения мономера, или строения макромолекулы, его отношения к внешнему воздействию, или по величинам его физических показателей. Большое распространение получила классификация полимеров, исходя из способов получения изделий (например, по давлению в процессе полимеризации) и областей их применения.

Широкое применение полимерных материалов как органической, так и неорганической природы для изготовления конструкционных, электротехнических, теплозащитных и других изделий является отличительной чертой нашего времени. Рассматриваемые ранее как доступная альтернатива металлических материалов, теперь полимеры стали незаменимы. При этом на долю термопластов приходится до 75 % от общего объема производства пластмасс. Одним из наиболее известных термопластов является полиэтилен.

1.2. Полиэтилен и его свойства

Полиэтилен [– CH_2 – CH_2 –] – твердый полимер белого цвета, является высокомолекулярным соединением, состоящим из длинных цепей с ответвлениями различной длины. Степень разветвления и размер

боковых цепей влияют на конечные свойства полиэтилена. В промышленности полиэтилен получают полимеризацией этилена – бесцветного углеводородного газа, являющегося продуктом крекинга нефти и нефтепродуктов. В зависимости от параметров режимов полимеризации этилена и применяемых катализаторов получают полиэтилен разных типов, существенно отличающихся по степени разветвленности макромолекул, степени кристалличности и плотности, молекулярной массе, молекулярно-массовому распределению и другим показателям.

Полиэтилен как материал был открыт в 1933 году благодаря осуществлению реакции полимеризации этилена в газовой фазе при высоком давлении (1400 атм.) и высокой температуре (170 °С). Первое промышленное производство полиэтилена высокого давления было осуществлено в Англии в 1939 году. В 1953 году в Германии был открыт метод получения металлоорганических каталитических систем, способных вызывать полимеризацию этилена до твердых полимеров при обычных температурах (не более 70 °С) и низких (до 10 атм.) давлениях, т.н. метод Циглера.

Процесс полимеризации происходит в реакторах трубчатого типа (идеального вытеснения), где мономер, находящийся в газовой фазе, образует твердый продукт порошкообразного типа с молекулярной массой от 50 000 до 3 000 000 единиц. Процесс полимеризации полиэтилена из мономера этилена протекает по следующим стадиям: *старт, рост цепи, обрыв цепи* и управляется с помощью инициаторов, ускорителей и катализаторов. Степень превращения этилена достигает 98 %.

Полиэтилен относится к классу полукристаллических соединений. При охлаждении расплава цепные молекулы полимера начинают ориентироваться друг относительно друга, образуя небольшие кристаллиты, разделенные аморфными участками. Эти кристаллические участки образуют надмолекулярные структуры – сферолиты. Чем меньше длина цепей полимера и ниже степень разветвленности молекул и длина боковых цепей, тем более полно проходит кристаллизация. Чем выше степень кристаллизации полиэтилена, тем выше его плотность. Таким образом, свойства полиэтилена в основном зависят от плотности, молекулярной массы полимера и молекулярно-массового распределения. С увеличением плотности полиэтилена (более высокая степень кристаллизации) увеличиваются жесткость материала, его твердость, прочность на разрыв и стойкость к воздействию химических веществ. С увеличением молекулярной массы увеличиваются ударная вязкость материала,

стойкость к растяжению и разрыву и стойкость к растрескиванию под нагрузкой.

В настоящее время полимеризацией при высоком давлении (100–250 МПа) и температурах порядка 200 °С получают разветвленный полиэтилен с низкой плотностью (PELD). Макромолекулы полимера, полученного таким способом, имеют большое количество длинных боковых цепей (около 20–30 ответвлений на 1000 мономерных звеньев), затрудняющих образование кристаллитов, вследствие чего они не могут плотно «упаковываться» и получаемый полимер обладает сравнительно низкой кристалличностью (~30–50 %) и низкой плотностью (0,910–0,925 г/см^2). Из полиэтилена низкой плотности (высокого давления) выпускают трубы с показателем длительной прочности 5,0 МПа для транспортировки воды при 20 °С и сроке службы 50 лет. Это основной материал для труб малых диаметров с повышенной гибкостью (их модуль эластичности не превышает 200 МПа).

Полимеризацией при низком давлении различными методами (газофазный, суспензионный, растворный) получают линейный полиэтилен высокой плотности (PEHD) со средней молекулярной массой. Разветвленность PEHD очень мала – не более 4 ответвлений на 1000 мономерных звеньев, а степень кристалличности составляет 60–75 %. Полимеризацией при низком давлении может быть также получен полиэтилен средней плотности (PEMD): с увеличением молекулярной массы степень кристаллизации снижается до 50–60 % и, как следствие, уменьшается плотность полимера. За счет введения различных сополимеров показатели плотности полиэтилена могут значительно отличаться (таблица 3). Для выпуска газопроводных труб используется PEHD и PEMD.

Таблица 3. Значения плотности полиэтиленового сырья

Градация полиэтилена по плотности	Международное обозначение	Значение плотности исходного сырья, г/см^3
Низкая плотность	PELD	0,910–0,925
Средняя плотность	PEMD	0,926–0,940
Высокая плотность	PEHD	0,941–0,965

Для повышения термо-, свето- и радиационной стабильности в базовые (чистые) марки полиэтилена вводят различные антиоксиданты и стабилизаторы, получая полиэтиленовые композиции. Наиболее распространенными антиоксидантами для полиэтилена являются ароматические амины, фенолы, фосфиты, серусодержащие фенолы, а в качестве светостабилизаторов применяются производные бензофенонов, технический углерод (сажа) и т.п. Обычно количество стабилизаторов не превышает десятых долей процента от массы полимера. В полиэтилен трубных марок в качестве светостабилизатора, как правило, вводят 1,8–3,0 % газовой канальной сажи (выполняющей также роль красителя черного цвета), которая способствует повышению атмосферостойкости и снижает интенсивность фотоокислительного старения полиэтилена. Для окрашивания полиэтилена в другие цвета применяют двуокись титана, кадмий, окись хрома и т.п.

Базовые марки полиэтилена выпускают в виде порошка, а композиции суспензионного и газофазного полиэтилена – в виде гранул диаметром от 2 до 5 мм. Гранулированный полиэтилен, состоящий из одинаковых по размеру и форме частиц, наиболее удобен для дальнейшей переработки. Базовые марки и композиции полиэтилена могут быть высшего, первого и второго сортов.

Пространственная форма (конформация) макромолекулярной цепи полиэтилена – плоский зигзаг. Структуру полиэтилена можно представить в виде запутанного макромолекулярного клубка, в котором кристаллическая и аморфная фазы соединяются вместе с помощью проходящих через них макромолекул.

При повышении температуры полиэтилен, как и другие термопластичные полимеры, переходит из одного физического состояния в другое – из твердого в вязкотекучее (расплавленное) состояние. Переход в вязкотекучее состояние происходит при нагреве выше температуры плавления материала. Данные о температуре перехода материала в расплавленное состояние важны для определения температуры сварки.

Подобно другим кристаллическим полимерам полиэтилен не обладает строго определенной температурой плавления, а плавится в довольно широком интервале температур. С повышением температуры содержание аморфной фазы увеличивается до тех пор, пока не расплавятся все кристаллические области. Полиэтилен

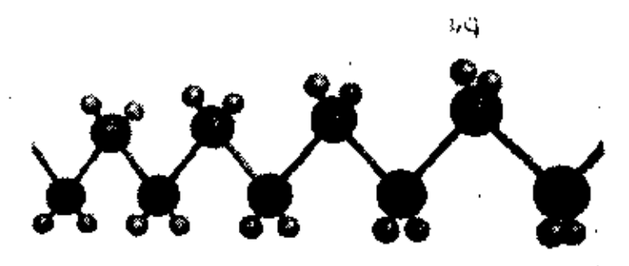


Рисунок 5. Фрагмент макромолекулы полиэтилена

высокой плотности плавится при более высокой температуре и в более узком интервале температур (124–132 °С), чем полиэтилен низкой плотности (103–115 °С). Такое постепенное плавление определяется в основном двухфазной структурой полиэтилена, возникающей в результате кристаллизации очень длинных перепутанных макромолекул.

Полиэтилен – неполярный материал, обладающий высокими электроизоляционными свойствами. Он стоек при нагревании в вакууме или в атмосфере инертного газа, но при температуре выше 290 °С протекает термическая деструкция, а при 475 °С – пиролиз. Полиэтилен всех видов является горючим материалом с температурой самовоспламенения около 370 °С.

Полиэтилен обладает низкой газо- и паропроницаемостью, хотя газопроницаемость разветвленного PELD ориентировочно в 4–8 раз выше, чем у PEMD и PEHD. Практические эксперименты на трубах диаметром 125 мм показали, что при транспортировке газа диффузионная проницаемость PEMD и PEHD составляет от 0,6 до 4,0 м^3 на 1 километр в год в зависимости от величины внутреннего давления (0,3–1,0 МПа). Приблизительно оценить газопроницаемость труб можно по формуле:

$$V = k \cdot (De \cdot l \cdot P \cdot T) / s,$$

где V – диффузионная проницаемость труб, см^3/год;

k – коэффициент газопроницаемости (см^3/м·МПа·день), принимаемый равным для природного газа, содержащего 80–90 % метана и труб из PEHD, 0,56;

De – номинальный наружный диаметр газопровода, см;

s – толщина стенки трубы, см;

l – расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м;

P – давление в газопроводе, МПа;

T – расчетное время эксплуатации газопровода, дней.

К примеру, используя данную формулу можно установить, что проницаемость газопровода из труб 160 x 14,6 мм при давлении газа 0,6 МПа и длине 5 км составит 6,72 м^3/год.

Среди других положительных свойств полиэтилена – его высокая химическая стойкость, которая во многом определяется его плотностью. В общем случае можно утверждать, что PEHD при +20 °С стоек к щелочам любой концентрации, растворам нейтральных, кислых и основных солей, органическим кислотам, растворам солей-окислителей, сложным эфирам, бензину и другим веществам. PEHD относительно стоек к органическим растворителям, простым эфирам, алифатическим и ароматическим углеводородам, минеральным маслам и некоторым нефтепродуктам. Под их воздействием полиэтилен несколько набухает, теряя при этом от 10 до 20 % прочности, поэтому для трубопроводов, предназначенных для транспортирования этих веществ, назначают повышенный коэффициент запаса прочности. В то же время PEHD не обладает стойкостью к хлору и хлорированным углеводородам, жидкому пропану, концентрированной азотной кислоте, поэтому для этих соединений используют трубы из других полимерных материалов. При повышении температуры химическая стойкость полиэтилена к некоторым веществам резко уменьшается. Например, при повышении температуры свыше 80 °С полиэтилен становится растворим в алифатических и ароматических углеводородах и их галогенопроизводных.

Плотность трубных композиций полиэтилена составляет от 0,946 до 0,964 г/см^3, поэтому трубы имеют небольшую положительную плавучесть. Вследствие высокой линейности макромолекул степень кристалличности может достигать 85 %. Способность полиэтилена к значительным деформациям при нагревании без разрушения целостности используется при изготовлении изделий способом шнековой экструзии (непрерывного выдавливания), литья под давлением, формования, а также способом сварки. Процесс экструзии состоит в продавливании материала, находящегося в вязкотекучем состоянии, через определенное отверстие или головку и получении изделий необходимого профиля. Способом шнековой экструзии из полиэтилена высокой плотности выпускают самые различные материалы, в т.ч. напорные трубы диаметром от 16 до 1600 мм. Литьем под давлением получают изделия сложной конфигурации – соединительные и другие виды деталей, требующие высокой степени точности.

С целью улучшения свойств полиэтилена его модифицируют, проводя сополимеризацию этилена с ненасыщенными углеводородами: бутеном, гексеном или октеном. В зависимости от количества добавляемого сомономера и его типа изменяется количество образующихся ответвлений от основной цепи и соответственно по-разному формируется надмолекулярная структура полиэтилена и, как следствие, меняются свойства конечного продукта. Чем дольше не распутываются под напряжением переплетенные между собой макромолекулярные цепочки аморфной фазы и чем больше на них «связующих молекул», тем большие показатели длительной прочности изделий можно получить. Таким

образом, сополимеры полиэтилена имеют более высокие физико-механические характеристики по сравнению с гомополимером.

Как уже отмечалось выше, классификацию полимеров часто ведут исходя из их физических характеристик, в частности по значению плотности (PELD, PEMD, PEHD) или по способу получения. Поскольку способ получения полиэтилена и его плотность не позволяют судить об эксплуатационных характеристиках материала, в настоящее время классификация трубных марок полимеров осуществляется также в соответствии с минимальной длительной прочностью изготовленных из них полиэтиленовых труб (Minimum Required Strength, или MRS). Классификация полиэтилена по показателю MRS принята международными стандартами ISO 12162 и ISO 9080 и определяется по зависимости стойкости трубных образцов, выполненных из рассматриваемого материала, к внутреннему давлению и времени его воздействия при заданной температуре.

Классификация по показателю MRS связана со специфической особенностью полимеров деформироваться со временем под действием приложенных нагрузок. Чем меньше скорость нарастания деформаций, тем дольше срок службы трубопроводов, и наоборот. Скорость нарастания деформаций зависит от структуры материала, величины напряженного состояния и температуры эксплуатации. Этот процесс, носящий также название усталостной или длительной прочности, графически представляется в виде наклонных прямых линий – линий регрессии, показывающих зависимость кольцевых (тангенциальных) напряжений (σт) в стенке труб от времени и

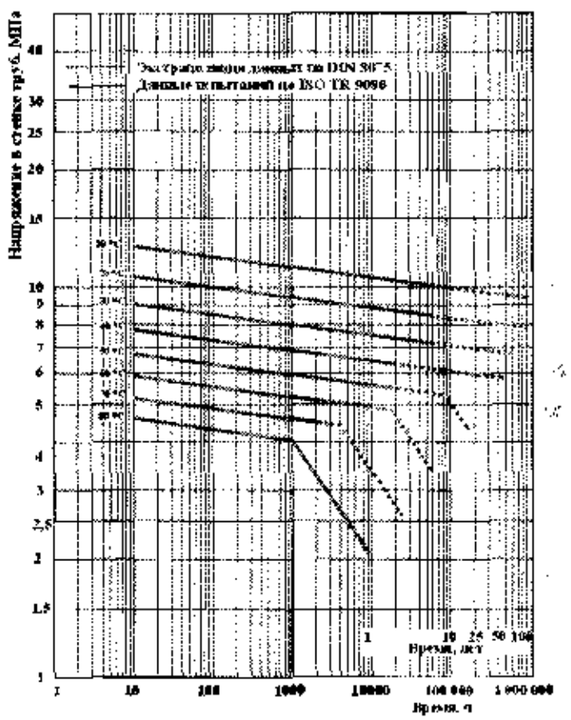


Рисунок 6. Графики длительной прочности труб из ПЭ80

температуры эксплуатации (рисунки 6 и 7). Как видно из рисунков, прочностные характеристики термопластичных полимеров резко меняются при изменении температуры.

При испытаниях на определение MRS образцы труб нагружаются внутренним давлением, которое создает в стенке трубы кольцевое напряжение заданного уровня, и доводятся до разрушения. Испытания проводятся как минимум при трех температурах (20, 60 и 80 °С), а их длительность достигает 9000 часов. Зависимость кольцевого напряжения от времени до разрушения и температуры испытания, найденная при обработке полученных данных предписанными статистическими методами, позволяет оценить прочностные свойства полимера и экстраполировать их на заданный период времени.

Для определения значения MRS используют полученные показатели кольцевых напряжений, которые полиэтиленовая труба может выдержать в течение как минимум 50 лет при температуре окружающей среды 20 °С. Минимальный срок службы пластмассовых труб в 50 лет принят как в международных, так и в отечественных нормативных документах (ГОСТ Р 50838-95, ПБ 12-529-03 и др.). Принятый минимальный срок эксплуатации является назначенным, т.е. представляет собой экономическую характеристику, на основании которой определяется норма амортизационных отчислений. Реальная долговечность полиэтиленовых труб намного больше. К примеру, трубные марки полиэтилена, выпускаемые членами ассоциации «ПЭ100+» (Eltex Tub 121, Hostalen CRP100, Borstar HE 3490LS, Finathene

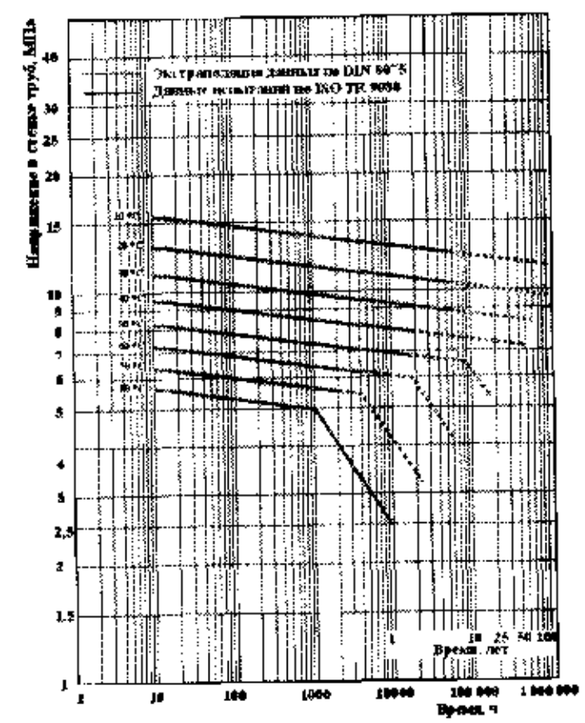


Рисунок 7. Графики длительной прочности труб из ПЭ100

XS10B, Vestolen 6060R) имеют показатель стойкости при постоянном внутреннем давлении как минимум в два раз превосходящий установленный международными стандартами – 200 часов вместо 100 часов Показатель стойкости к медленному распространению трещин у этих марок втрое превышает минимально необходимый показатель международных норм. Это свидетельствует о том, что реальный срок службы трубопроводов из этих марок сырья (до перехода в предельное состояние) будет значительно превышать нормативную продолжительность эксплуатации (50 лет).

Представленные графики позволяют, при необходимости, определить значение допустимого кольцевого напряжения для более короткого срока службы или для более высоких температур, или для того и другого. В зависимости от полученных при испытаниях результатов полиэтилен относят к различным маркам (таблица 4). К примеру, марка полиэтилена может быть отнесена к типу ПЭ100 только в том случае, если полученное значение длительной прочности (σ_τ при 20 °С и времени 50 лет) превышает значение 10 МПа. В России классификация полиэтилена для газопроводов по значению минимальной длительной прочности принята с 1995 г.

Таблица 4. Длительная прочность полиэтилена по классификации MRS

Классификация полиэтилена	MRS, МПа	Длительная прочность, МПа	Максимальное давление (МОР), МПа, в трубах с SDR 11 при коэффициенте запаса прочности С = 2,0
ПЭ 63	6,3	6,3–7,99	0,63
ПЭ 80	8,0	8,0–9,99	0,80
ПЭ 100	10,0	10,0–11,20	1,00

С момента получения композиций полиэтилена с различными сополимерами появилось три поколения марок полиэтилена: ПЭ63, ПЭ80 и ПЭ100. На территории России трубы из ПЭ63 использовались при строительстве газопроводов до 1.01.2000 г., после чего были исключены из нормативных документов по газоснабжению. Начиная с этого времени для строительства газопроводов применяются только трубы из ПЭ80 и ПЭ100.

Трубные марки полиэтилена первого (по классификации MRS) поколения – ПЭ63 из PEHD – линейный гомополимер, а несколько позже

полимер с бутеновым сомономером, характеризовались относительно небольшими показателями длительной прочности и стойкости к растрескиванию. Это делало ПЭ63 чувствительным к возможным царапинам, наносимым во время транспортировки и монтажа, и провоцировало последующее преждевременное разрушение труб под нагрузкой. Полиэтилен обладал склонностью к изменению характера разрушения: от пластического к хрупкому, что резко снижало его прочностные свойства при длительной эксплуатации и ставило преграду для широкого распространения ПЭ63 в системах газораспределения.

Появившийся впервые в середине семидесятых годов полиэтилен второго поколения (ПЭ80), получаемый сополемеризацией этилена с бутеном или гексеном, имел значительно лучшие показатели по длительной прочности и стойкости к медленному распространению трещин. ПЭ80 быстро завоевал рынок материалов для производства газовых труб, вытеснив ПЭ63. Однако у ПЭ80 из PEMD имелся и определенный недостаток – в результате снижения степени кристалличности за счет разветвленности макромолекул понизился показатель стойкости к быстрому распространению трещин. На практике это означает, что при сквозном повреждении труб появившаяся трещина с большой скоростью распространяется вдоль трубы, выводя из строя протяженные участки трубопроводной системы. Заметно снизились модуль упругости, кратковременная прочность и стойкость к газовому конденсату. Несколько лучшие характеристики по быстрой трещине имеют марки ПЭ80 из PEHD (HE 3470 фирмы «Borealis», фирмы «BP Solvay» и др.). Именно снижение показателя по быстрой трещине ограничило применение ПЭ80 в европейских странах давлением 0,4 МПа. Проведенные за последние годы усовершенствования технологии получения ПЭ80 позволили постепенно улучшить этот показатель для многих марок PEMD.

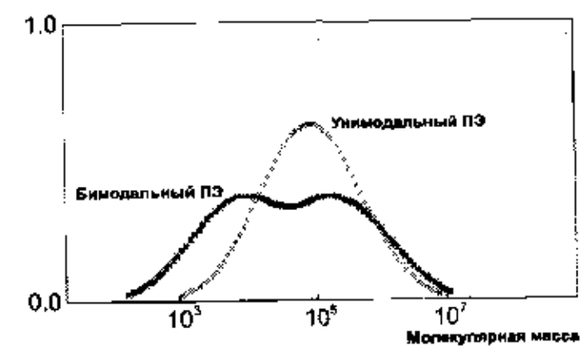


Рисунок 8. Молекулярно-массовое распределение у бимодального и унимодального полиэтилена

PEMD и PEHD первого и второго поколений были унимодальными, т.е. имели один пик на кривой молекуляро-массового распределения (рисунок 8). Разработка бимодальных марок полиэтилена, имеющих два пика на кривой молекуляро-массового распределения, привела к повышению минимальной длительной прочности до 10 МПа и выше, что соответствовало классу материала ПЭ100 – полиэтилену третьего поколения по классификации MRS. Появление бимодального полиэтилена стало возможным благодаря использованию последних достижений в разработке процессов каталитической полимеризации и технологических процессов, которые позволили осуществить синтез марок полиэтилена, обладающих высокой жесткостью и стойкостью к растрескиванию под нагрузкой. Способность объединить эти часто взаимоисключающие свойства возникает за счет контролируемого соотношения между короткими и длинными молекулами полиэтилена, которые синтезируются в последовательно подключенных реакторах. Схематически процесс по технологии Hostalen изображен на рисунке 9. ПЭ100 с сомономерами бутеном или гексеном имеет два ярко выраженных семейства макромолекулярных цепей – коротко- и длинноцепные. При этом сомономер вводится в высокомолекулярную часть полимера, что обеспечивает высокую стойкость полиэтилена к растрескиванию. За счет низкомолекулярной части полимера формируются кристаллические области, повышающие плотность материала и показатели его кратковременной и длительной прочности.

Имея такое же высокое как у ПЭ80 сопротивление медленному росту трещин, ПЭ100 отличается от него увеличенным в 4–6 раз сопротивлением к быстрому растрескиванию. Его показатели по быстрой трещине при минус 15 °С такие же, как у ПЭ80 при 0 °С. Этот факт хорошо демонстрирует фотография, приведенная на рисунке 10: инициированная на трубе ПЭ80 трещина быстро затухает на приваренной

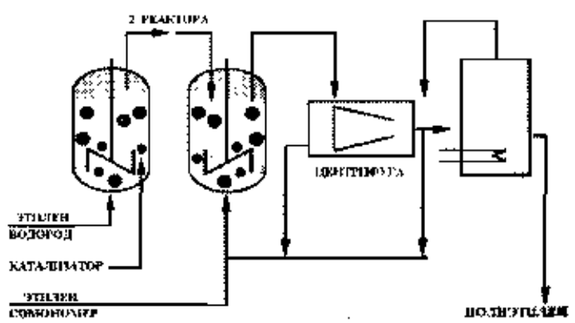


Рисунок 9. Схема получения бимодального полиэтилена по технологии Hostalen

к ней трубе из ПЭ100. Материал обладает также более высокой прочностью и жесткостью по сравнению с ПЭ80 (высокий предел текучести и модуль ползучести).

В 2000 году была завершена разработка силанольно-сшиваемой полиэтиленовой композиции Eltex Tux 125, соответствующей по показателю минимальной длительной прочности ПЭ125. Сшитый полиэтилен имеет ряд преимуществ – повышенную стойкость к нефти и нефтепродуктам, газовому конденсату, расширенный температурный диапазон эксплуатации (от –35 до +60 °С), устойчив к истиранию и абразивному износу. Существенным недостатком данного материала является то, что он практически представляет собой реактопласт, сварка которого существенно затруднена из-за низкого показателя текучести расплава (ПТР).

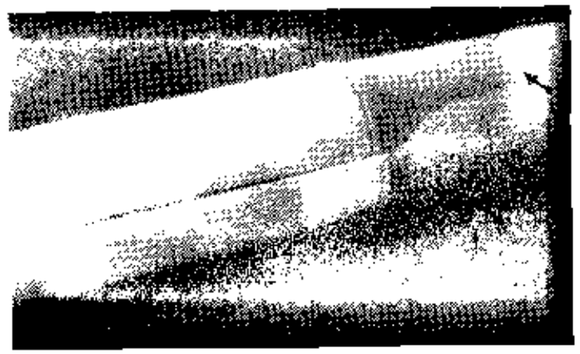


Рисунок 10. Затухание трещины в трубе из ПЭ100

Надежды на появление термопластичного полиэтилена четвертого поколения связывают с металлоценовыми катализаторами, которые уже позволили получить качественно новые пленочные сорта ПЭ. Высокая селективность этих катализаторов позволяет более избирательно встраивать сомономер в участки аморфной фазы полимера, что и требуется для улучшения межмолекулярного сцепления и повышения длительной прочности.

В инженерных расчетах значение MRS используется для определения максимального рабочего давления MOP (Maximum Allowable Operating Presse), которое вычисляется по формуле:

$$MOP = \frac{2MRS}{C(SDR-1)},$$

где С – коэффициент запаса прочности, определяемый условиями работы трубопровода;

SDR – стандартизованное отношение номинального наружного диаметра к номинальной толщине стенки трубы (De / s);

s – толщина стенки трубы, мм;

De – наружный диаметр трубы, мм.

При проектировании коэффициент «С» (носящий названия коэффициента безопасности, суммарного эксплуатационного коэффициента, проектировочного коэффициента) назначают исходя из условий эксплуатации конкретного газопровода: грунтовых условий, топографических, сейсмических, климатических факторов и т.д.

В таблице 5 приведены свойства отечественных марок полиэтилена класса ПЭ80, используемого для изготовления труб и соединительных деталей для газопроводов. Фактические показатели выпускаемых трубных марок полиэтилена, как правило, намного выше: относительное удлинение достигает 1200 %, массовая доля летучих веществ не превышает 280 мг/кг, а термостабильность превышает 30 минут.

В России полиэтилен высокой и средней плотности (низкого давления) выпускают на двух предприятиях – ООО «Ставролен» (в прошлом ОАО «Ставропольполимер») и ОАО «Казаньоргсинтез». Этот полиэтилен классифицируется как ПЭ80 и ПЭ100. Технология производства ПЭ100, в корне отличающаяся от технологий производства ПЭ80, в настоящее время налаживается.

Таблица 5. Свойства полиэтилена трубных марок

Показатель		Марки полиэтилена ПЭ80		
		ПЭ80Б-286	F 3802B	PE 6GP-26B
Плотность, г/см³, при 23 °С		0,946–0,951	0,945–0,951	0,946–0,950
Показатель текучести расплава, г/10 мин, 190 °С при нагрузке	5 кг	0,50–0,70	0,70–1,10	–
	21,6 кг	10–16	–	12–16
Термостабильность, мин, не менее		20 при 200 °С	20 при 210 °С	20 при 200 °С
Стойкость к газовому конденсату, ч		> 20	> 20	–
Стойкость к медленному распространению трещин,ч, при 80 °С и напряжении 4,0 МПа;		> 165	> 165	–
Относительное удлинение при разрыве, %		> 700	> 600	> 800
Предел текучести при растяжении, МПа		–	> 17,0	> 16,7
Массовая доля технического углерода, %		2,0–2,5	2,0–2,5	–
Массовая доля термостабилизатора, %		> 0,27	-	–
Массовая доля летучих веществ, мг/кг, не более		350	350	–
Температура хрупкости, °С		–	–	< - 70

Отечественные трубные марки полиэтилена производятся газофазным методом с использованием в качестве сополимера бутена или гексена. ООО «Ставролен» под одноименной торговой маркой освоило производство по ТУ 6-11-00206368-25-93 полиэтилена средней плотности (PEMD) типа PE6GP-26B. Данный полимер представляет собой сополимер этилена с гексеном, относится к полиэтилену второго поколения и по международной классификации обозначается как ПЭ80 (MRS 8,0). По ТУ 6-11-00206368-25-93 выпускается также полиэтилен марок PE4GP-22B, PE6GP-22B, PE4GP-26B и PE6GP-23I.

Таблица 6. Исторические этапы развития производства полиэтилена для изготовления труб

Годы	Фирма и выпускаемый ею полиэтилен
1960	Hoechst; GM 50 10, полиэтилен высокой плотности (гомополимер)
1971	Phillips Petroleum; TR 418, полиэтилен средней плотности с бутеном в качестве сомономера
1974	Fina Chemicals; 3802 Y, первый полиэтилен средней плотности ПЭ80 с гексеном в качестве сомономера и первое производство желтого полиэтилена для распределительных газопроводов
1976	Hoechst; GM 50 10 T2
1976	Fina Chemicals; 3802 B, черный полиэтилен средней плотности ПЭ80 для Gaz de France (распределительные газопроводы)
1983	Phillips; HP 401, первый полиэтилен высокой плотности, полученный по технологии фирмы Phillips
1987	British Petroleum, Fina Chemicals; 3802 Blue, первый полиэтилен средней плотности для строительства водопроводов в Англии
1989	Solvay; Tub 121, первая марка полиэтилена PE 100
1989	Fina Chemicals; Finathene 3802 YCF, первый бескадмиевый желтый полиэтилен ПЭ80 для распределительных газопроводов
1993	Borealis; вторая марка полиэтилена PE 100
1996	British Petroleum, Hoechst; третья марка PE 100
1997	Fina Chemicals; Finathene XS 10, первый бимодальный PE 100 с гексеновым сополимером
2000	BP Solvay; Eltex Tux 125, первый полиэтилен класса ПЭ125 на основе сшитого ПЭ PEX-b

Для изготовления труб из ПЭ80 ООО «Ставролен» выпускает несколько марок полиэтилена низкого давления: по ТУ 1112-035-00206428-99 под общей торговой маркой «Лукотен» полиэтилен средней плотности F 3802Y, F 3802YCF желтого цвета, и по ТУ 2211-07-50236110-2003 полиэтилен средней плотности F 3802B черного цвета. Данные марки практически являются аналогом сырья марки 3802 фирмы «Petrofina» (Бельгия). Для светостабилизации в марках полиэтилена черного цвета используется технический углерод по ГОСТ 7885-86 «Углерод технический для производства резины». ОАО «Казаньоргсинтез» выпускает трубные марки полиэтилена MRS 8,0 с сополимером бутеном: по ТУ 2243-046-00203521-2004 «Композиции поли-

этилена средней плотности для труб и соединительных деталей газораспределительных сетей» (марки ПЭ80Б-275 и ПЭ80Б-286), и по ТУ 2243-047-00203521-99 «Композиция полиэтилена средней плотности желтого цвета для труб, соединительных деталей и маркировочных полос на трубах черного цвета газораспределительных сетей» (марки ПЭ 80Б-271, ПЭ 80Б-272, ПЭ 80Б-278 и ПЭ 80Б-279).

Свойства полиэтилена как исходного сырья для переработки в различные изделия контролируют по нескольким ключевым показателям, таким как: плотность, текучесть расплава, степень чистоты, механические характеристики, хрупкость, стойкость к растрескиванию, термостабильность, внешний вид. Образцы для определения механических показателей, плотности, стойкости к растрескиванию, температуры хрупкости, цвета окрашенного полиэтилена вырубают из пластин, изготовленных прессованием. Механические показатели (относительное удлинение при разрыве, предел текучести при растяжении и прочность при разрыве) определяются на образцах типа 1 по ГОСТ 11262-80. Величина относительного удлинения полиэтилена, предназначенного для газораспределительных сетей, как правило, должна быть не менее 700 %, что свидетельствует о его исключительно высокой пластичности.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ.

Для чего необходимо знать температуру перехода полимера из одного физического состояния в другое?
1. Для определения температуры сварки;
2. Для определения давления осадки;
3. Для определения давления при оплавлении.
Правильный ответ: 1.

Укажите физико-механическую характеристику полимера, которая в наибольшей степени характеризует его пластичность?
1. Относительное удлинение при растяжении;
2. Предел текучести при растяжении;
3. Плотность;
4. Показатель текучести расплава.
Правильный ответ: 1.

Изменение каких физико-механических характеристик и каким образом происходит в результате сшивания полиэтилена при производстве труб?
1. Происходит резкое падение показателя текучести расплава;
2. Снижается значение предела текучести при растяжении;
3. Происходит резкое возрастание плотности материала.
Правильный ответ: 1.

Что понимается под термином «долговечность»?
1. Способность полимерного материала противостоять воздействию тепла, кислорода, света, механических напряжений, проникающей радиации и других факторов;
2. Продолжительность времени от момента нагружения до разрушения полимерного тела;
3. Продолжительность времени от момента нагружения до перехода полимерного материала в высокоэластическое состояние.
Правильный ответ: 2

С какой целью в процессе полимеризации полиэтилена используется сомономер?
1. Для уменьшения стоимости материала;
2. Для изменения структуры полимера и улучшения его эксплуатационных свойств;
3. Для снижения вязкости материала и обеспечения лучших условий свариваемости.
Правильный ответ: 2

В чем основное различие полиэтилена ПЭ80 и ПЭ100?
1. В значении относительного удлинения при разрыве и плотности материала;
2. В значении минимальной длительной прочности;
3. В значении термостабильности.
Правильный ответ: 2.

1.3. Сортамент полиэтиленовых труб и соединительных деталей

Полиэтиленовые трубы для газопроводов

Основным элементом распределительных сетей являются трубы для сооружения *подземных газопроводов, транспортирующих горючие газы, предназначенные в качестве сырья и топлива для промышленного и коммунально-бытового использования*[1]. Трубы для газопроводов изготавливаются из полиэтилена с минимальной длительной прочностью MRS 8,0 МПа (ПЭ80) и MRS 10,0 МПа (ПЭ100).

В нашей стране освоен выпуск напорных труб из полиэтилена диаметром от 10 до 1200 мм различных типоразмеров, из которого для целей газоснабжения используется типоразмерный ряд от 20 до 400 мм. Отечественные трубы для газопроводов выпускаются согласно следующим нормативным документам:

– ГОСТ Р 50838-95 «Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия»;

– ТУ 2248-017-40270293-2002 «Трубы из полиэтилена ПЭ100 для газопроводов давлением свыше 0,6 МПа»;

– ТУ 2248-018-40270293-2002 «Трубы из полиэтилена для газопроводов больших диаметров»;

– ТУ 2248-048-00203536-2000 «Трубы из полиэтилена для газопроводов высокого давления».

ГОСТ Р 50838-95 предусматривает выпуск труб из ПЭ80 и ПЭ100 диаметром от 20 до 315 мм, характеризующихся стандартным размерным отношением SDR 17 – SDR 9. По ТУ 2248-018-40270293-2002 выпускаются трубы из ПЭ100 диаметром от 110 до 400 мм с SDR 17 – SDR 9. ТУ 2248-017-40270293-2002 предусматривают выпуск труб наружным диаметров от 20 до 225 мм с SDR9 и SDR11. После введения в действие изменения № 3 к ГОСТ Р 50838-95, расширившего типоразмерный ряд выпускаемых труб, в т.ч. с SDR 9, по ГОСТ Р 50838-95 данные технические условия потеряли свою актуальность, хотя и не отменены официально. Действие ТУ 2248-048-00203536-2000 (срок действия до 01.01. 2006 г.) распространяется на трубы из ПЭ80 и ПЭ100 диаметром от 63 до 315 мм SDR 7,4 и SDR 9. Поскольку характеристики труб с SDR 7,4 присутствуют только в этих технических условиях, выдержка из них приведена ниже.

При проектировании и строительстве трубы диаметром до 315 мм включительно предпочтительно предусматривать по ГОСТ Р 50838-95,

диаметром свыше 315 мм – по ТУ 2248-018-40270293-2002. На газопроводные трубы диаметром более 400 мм (450 мм и т.д.) отечественные стандарты пока не разработаны, в связи с чем используются трубы зарубежных поставщиков, имеющих разрешение Ростехнадзора на их применение в системах газоснабжения.

Классификация труб и соединительных деталей из полиэтилена проводится в основном по значению минимальной длительной прочности (MRS) и стандартному размерному соотношению (SDR). Трубы для газопроводов выпускаются со стандартными размерными соотношениями SDR 17,6, SDR 17, SDR 13,6, SDR 11, SDR 9 и SDR 7,4. Ряд SDR 17 введен в отечественные стандарты в последние два года с целью постепенной замены ряда SDR 17,6. В зарубежных стандартах, например, ISO 4065 «Трубы из термопластов. Универсальная таблица показателей толщин стенок», вместе со значением SDR введено понятие серий труб (S), определяемое формулой: S=(SDR–1)/2. Например, трубы SDR 11 и SDR 17 (17,6) относятся к сериям труб S5 и S8 соответственно.

Таблица 7. Размеры и масса труб по ГОСТ Р 50838-95

Наружный диаметр De, мм		Масса труб, кг/м					Овальность труб после экструзии, не более, мм
Номин.	Пред. откл.	SDR 17,6	SDR 17	SDR 13,6	SDR 11	SDR 9	
20	+0,3	–	–	–	0,132	0,162	1,2
25	+0,3	–	–	–	0,169	0,210	1,2
32	+0,3	–	–	0,229	0,277	0,325	1,3
40	+0,4	0,281	0,292	0,353	0,427	0,507	1,4
50	+0,4	0,436	0,449	0,545	0,663	0,790	1,4
63	+0,4	0,682	0,715	0,869	1,05	1,25	1,5
75	+0,5	0,970	1,01	1,23	1,46	1,76	1,6
90	+0,6	1,40	1,45	1,76	2,12	2,54	1,8
110	+0,7	2,07	2,16	2,61	3,14	3,78	2,2
125	+0,8	2,66	2,75	3,37	4,08	4,87	2,5
140	+0,9	3,33	3,46	4,22	5,08	6,12	2,8
160	+1,0	4,35	4,51	5,50	6,67	7,97	3,2
180	+1,1	5,52	5,71	6,98	8,43	10,1	3,6
200	+1,2	6,78	7,04	8,56	10,4	12,5	4,0
225	+1,4	8,55	8,94	10,9	13,2	15,8	4,5
250	+1,5	10,6	11,0	13,4	16,2	19,4	5,0
280	+1,7	13,2	13,8	16,8	20,3	24,4	9,8
315	+1,9	16,7	17,4	21,3	25,7	30,8	11,1

Латинской буквой S обозначают также жесткость труб, которая характеризует способность труб к деформациям под нагрузкой: $S= E_o I/D_{cp}^3$, где E_o – модуль ползучести трубы, Н/м²; I – момент инерции стенки трубы, м³; D_{cp} – средний диаметр трубы, м. При жесткости труб (S) от 2 до 3,9 кН/м² их относят к классу жесткости SN2, при S от 4 до 7,9 кН/м² – к классу жесткости SN4, при S = 8 кН/м² и более – к классу жесткости SN8.

Таблица 8. Размеры труб по ГОСТ Р 50838-95

Наружный номинальный диаметр De, мм	Толщина стенки трубы, s, мм									
	SDR 17,6		SDR 17		SDR 13,6		SDR 11		SDR 9	
	Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.
20	–	–	–	–	–	–	3,0	+0,4	3,0	+0,4
25	–	–	–	–	–	–	3,0	+0,4	3,0	+0,4
32	–	–	–	–	2,4	+0,4	3,0	+0,4	3,6	+0,5
40	2,3	+0,4	2,4	+0,4	3,0	+0,4	3,7	+0,5	4,5	+0,6
50	2,9	+0,4	3,0	+0,4	3,7	+0,5	4,6	+0,6	5,6	+0,7
63	3,6	+0,5	3,8	+0,5	4,7	+0,6	5,8	+0,7	7,1	+0,8
75	4,3	+0,6	4,5	+0,6	5,6	+0,7	6,8	+0,8	8,4	+1,0
90	5,2	+0,7	5,4	+0,7	6,7	+0,8	8,2	+1,0	10,1	+1,2
110	6,3	+0,8	6,6	+0,8	8,1	+1,0	10,0	+1,1	12,3	+1,4
125	7,1	+0,9	7,4	+0,9	9,2	+1,1	11,4	+1,3	14,0	+1,5
140	8,0	+0,9	8,3	+1,0	10,3	+1,2	12,7	+1,4	15,7	+1,7
160	9,1	+1,1	9,5	+1,1	11,8	+1,3	14,6	+1,6	17,9	+1,9
180	10,3	+1,2	10,7	+1,2	13,3	+1,5	16,4	+1,8	20,1	+2,2
200	11,4	+1,3	11,9	+1,3	14,7	+1,6	18,2	+2,0	22,4	+2,4
225	12,8	+1,4	13,4	+1,5	16,6	+1,8	20,5	+2,2	25,2	+2,7
250	14,2	+1,6	14,8	+1,6	18,4	+2,0	22,7	+2,4	27,9	+2,9
280	15,9	+1,7	16,6	+1,8	20,6	+2,2	25,4	+2,7	31,3	+3,3
315	17,9	+1,9	18,7	+2,0	23,2	+2,5	28,6	+3,0	35,2	+3,7

«Трубы изготавливают из полиэтилена минимальной длительной прочностью MRS 8,0 (ПЭ80) и MRS 10,0 МПа (ПЭ100) в соответствии с технологической документацией, утвержденной в установленном порядке[1]. В качестве материала труб и маркировочных полос на них используют отечественные марки полиэтилена ПЭ80Б-275, ПЭ80Б-286, PE6GP-26B, F 3802Y, F 3802YCF и F 3802B, относящиеся к ПЭ80. Для выпуска труб ПЭ100 используются импортные марки полиэтилена.

Ряды наружных диаметров и номинальных давлений нормализованы ГОСТ 29324-92 «Трубы из термопластов. Номинальные на-

ружные диаметры и номинальные давления» (аналог международного стандарта ISO 161/1-96) и соответствуют рядам предпочтительных чисел по ГОСТ 8032-84. По ранее действующей классификации значение SDR 17,6 соответствовало типу труб «С» (средний), SDR 11 – типу «Т» (тяжелый), SDR 9 – типу «ОТ» (особо тяжелый). Как правило, трубы SDR 17 (17,6) используют для сооружения газопроводов низкого и среднего, а SDR 11 и SDR 9 – высокого давлений.

Типоразмеры труб, применяемые для строительства газопроводов, приведены в таблицах 7–11. Указанные в таблицах номинальные наружные диаметры соответствует минимальным средним наружным диаметрам, ниже которых диаметр труб опускаться не может. За овальность принимают разность между максимальным и минимальным наружными диаметрами, измеренными в одном сечении трубы.

Как видно из таблиц 7 и 8, размеры труб могут иметь значительные отклонения от номинальных (для толщины стенки – более 10 %), но не допускается выход размеров за пределы установленных отклонений. Наиболее распространенными типоразмерами труб, освоенными практически всеми заводами по их выпуску, являются 32, 63, 110, 160 и 225 мм, имеющие значение SDR 11.

Таблица 9. Размеры и масса труб по ТУ 2248-018-40270293-2002

Наружный диаметр De, мм		Масса труб, кг/м					Овальность труб после экструзии, не более, мм
Номин.	Пред. откл.	SDR 17,6	SDR 17	SDR 13,6	SDR 11	SDR 9	
110	+0,7	2,07	2,16	2,61	3,14	3,78	2,2
125	+0,8	2,66	2,75	3,37	4,08	4,87	2,5
140	+0,9	3,33	3,46	4,22	5,08	6,12	2,8
160	+1,0	4,35	4,51	5,50	6,67	7,97	3,2
180	+1,1	5,52	5,71	6,98	8,43	10,1	3,6
200	+1,2	6,78	7,04	8,56	10,4	12,5	4,0
225	+1,4	8,55	8,94	10,9	13,2	15,8	4,5
250	+1,5	10,6	11,0	13,4	16,2	19,4	5,0
280	+1,7	13,2	13,8	16,8	20,3	24,4	9,8
315	+1,9	16,7	17,4	21,3	25,7	30,8	11,1
355	+2,2	21,2	22,2	27,0	32,6	39,2	12,5
400	+2,4	26,9	26,9	34,2	41,4	49,7	14,0

Таблица 10. Размеры труб по ТУ 2248-018-40270293-2002

Наружный номинальный диаметр De, мм	Толщина стенки трубы, s, мм									
	SDR 17,6		SDR 17		SDR 13,6		SDR 11		SDR 9	
	Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.
110	6,3	+0,8	6,6	+0,8	8,1	+1,0	10,0	+1,1	12,3	+1,4
125	7,1	+0,9	7,4	+0,9	9,2	+1,1	11,4	+1,3	14,0	+1,5
140	8,0	+0,9	8,3	+1,0	10,3	+1,2	12,7	+1,4	15,7	+1,7
160	9,1	+1,1	9,5	+1,1	11,8	+1,3	14,6	+1,6	17,9	+1,9
180	10,3	+1,2	10,7	+1,2	13,3	+1,5	16,4	+1,8	20,1	+2,2
200	11,4	+1,3	11,9	+1,3	14,7	+1,6	18,2	+2,0	22,4	+2,4
225	12,8	+1,4	13,4	+1,5	16,6	+1,8	20,5	+2,2	25,2	+2,7
250	14,2	+1,6	14,8	+1,6	18,4	+2,0	22,7	+2,4	27,9	+2,9
280	15,9	+1,7	16,6	+1,8	20,6	+2,2	25,4	+2,7	31,3	+3,3
315	17,9	+1,9	18,7	+2,0	23,2	+2,5	28,6	+3,0	35,2	+3,7
355	20,1	+2,2	21,1	+2,3	26,1	+2,8	32,2	+3,4	39,7	+4,1
400	22,7	+2,4	23,7	+2,5	29,4	+3,1	36,3	+3,8	44,7	+4,6

Условное обозначение труб для газопроводов стандартизировано и состоит из слова «труба», сокращенного наименования материала (ПЭ80, ПЭ100), слова «ГАЗ», стандартного размерного отношения SDR, тире, номинального диаметра, толщины стенки и номера государственного стандарта или технических условий.

Таблица 11. Размеры труб по ТУ 2248-048-00203536-2000

Наружный диаметр De, мм		Толщина стенки трубы, s, мм				Овальность труб, не более, мм
		SDR 9		SDR 7,4		
Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.	
63	+0,4	7,1	+0,9	8,6	+1,0	1,2
75	+0,5	8,4	+1,0	10,3	+1,2	1,3
90	+0,6	10,1	+1,2	12,3	+1,4	1,8
110	+0,7	12,3	+1,4	15,1	+1,7	2,2
125	+0,8	14,0	+1,5	17,1	+1,9	2,5
140	+0,9	15,7	+1,7	19,2	+2,1	2,8
160	+1,0	17,9	+1,9	21,9	+2,3	3,2
180	+1,1	20,1	+2,2	24,6	+2,6	3,6
200	+1,2	22,4	+2,4	27,4	+2,9	4,0
225	+1,4	25,2	+2,7	30,8	+3,2	4,5
250	+1,5	27,9	+2,9	34,2	+3,6	5,0
280	+1,7	31,3	+3,3	38,3	+4,0	9,8
315	+1,9	35,2	+3,7	43,1	+4,5	11,1

Пример условного обозначения трубы из полиэтилена для газопроводов по ГОСТ Р 50838-95 из ПЭ80 (MRS 8,0 МПа), номинальным наружным диаметром 110 мм, стандартным размерным соотношением SDR 11 (номинальная толщина стенки 10,0 мм) при заказе:
Труба ПЭ80 ГАЗ SDR 11 – 110 x 10 ГОСТ Р 50838-95.

Пример условного обозначения трубы из полиэтилена для газопроводов по ТУ 2248-018-40270293-2002 из полиэтилена ПЭ100 (MRS 10,0 МПа), номинальным наружным диаметром 315 мм, стандартным размерным соотношением SDR 9 (номинальная толщина стенки 35,2 мм):
«Труба ПЭ100 ГАЗ SDR 9 – 315 x 35,2 ТУ 2248-018-40270293-2002».

Пример условного обозначения трубы из полиэтилена для газопроводов по ТУ 2248-048-00203536-2000 из полиэтилена ПЭ80 (MRS 8,0 МПа), номинальным наружным диаметром 160 мм, стандартным размерным соотношением SDR 7,4 (номинальная толщина стенки 21,9 мм):
«Труба ПЭ100 ГАЗ SDR 7,4 – 160 x 21,9 ТУ 2248-048-00203536-2000».

Трубы для газопроводов имеют обязательную маркировку, которая последовательно включает наименование предприятия-изготовителя и/или товарный знак, условное обозначение трубы без слова «труба», месяц и год изготовления. По желанию изготовителя в маркировку допускается включать другую информацию, например, наименование страны, номер партии, номер линии. *Маркировку наносят на поверхность трубы методом термотиснения, методом термотиснения с окрашиванием наносимого тиснения, методом цветной печати или другим способом, не ухудшающим качество трубы, с интервалом не более 1 м. Глубина тиснения – не более 0,3 мм для труб номинальной толщиной стенки до 6,8 мм включительно и не более 0,7 мм для труб с номинальной толщиной стенки более 6,8 мм. При маркировке труб методом цветной печати глубину тиснения не контролируют*[1].

Пример маркировки трубы из полиэтилена для газопроводов с минимальной длительной прочностью MRS 8,0 МПа, номинальным наружным диаметром 110 мм, стандартным размерным соотношением SDR 11 (номинальная толщина стенки 10,0 мм), изготовленной в сентябре 2005 г. предприятием «Курскстеклопласт»: **ООО «Курскстеклопласт» ПЭ80 ГАЗ SDR 11 – 110 x 10 ГОСТ Р 50838-95 IX.2005.**

Используя трубы с одинаковым значением SDR, но различным MRS (или наоборот), можно проектировать газопроводы с различным коэффициентом запаса прочности С. Допустимое давление в трубах из различных марок полиэтилена для $T_{эксп.}$ + 20 °С и времени 50 лет, рассчитанное в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50838-95, приведено в таблице 12.

Таблица 12. Максимальное давление в газопроводах, МПа, при различном коэффициенте запаса прочности С

Коэффициент С	ПЭ63 при значении SDR				ПЭ80 при значении SDR				ПЭ100 при значении SDR			
	17,6	11	9	7,4	17,6	11	9	7,4	17,6	11	9	7,4
1,25*	0,61	1,01	1,26	1,58	0,77	1,28	1,60	2,00	0,96	1,60	2,00	2,50
2,0	0,38	0,63	0,79	0,98	0,48	0,80	1,00	1,25	0,60	1,00	1,25	1,56
2,5	0,30	0,50	0,63	0,79	0,38	0,64	0,80	1,00	0,48	0,80	1,00	1,25
2,8	0,27	0,45	0,56	0,70	0,34	0,57	0,71	0,89	0,43	0,71	0,89	1,11
3,15	0,24	0,40	0,50	0,63	0,31	0,51	0,63	0,79	0,38	0,63	0,80	0,99

*Примечание. С = 1,25 используется при проектировании трубопроводов систем холодного водоснабжения.

Значения коэффициента С принимаются по СНиП 42-01-2002 и ПБ 12-529-03 с учетом условий эксплуатации газопровода и в зависимости от требований к надежности того или иного участка. На практике для сооружения одного газопровода предпочтительно использовать трубы с одинаковыми значениями MRS и SDR (как правило, ПЭ80 с SDR 11 и SDR 17,6, выпуск которых освоен всеми отечественными заводами и в основном из отечественного сырья). Выпуск труб ПЭ100 и других значений SDR отечественными заводами пока ограничен.

Трубы из ПЭ100, как правило, предусматривают для прокладки газопроводов высокого давления (до 0,6 МПа) на территории поселений, на пересечениях водных преград открытым способом, автомобильных (I–III категорий) и железных дорог, проектирования газопроводов давлением свыше 0,6 до 1,2 МПа, реконструкции стальных газопроводов методом протяжки полиэтиленовых труб и других аналогичных случаев. В этих случаях использование труб с MRS 10,0 дает возможность уменьшить толщину стенки труб по сравнению с более распространенным материалом ПЭ80 (и, соответственно, увеличить пропускную способность труб) или позволяет запроектировать газопровод давлением 0,6 МПа с С ≥ 2,5, поскольку более распространенные трубы с MRS 8,0 и SDR 11 не могут быть применены из-за малого коэффициента запаса прочности.

Трубы изготавливают (и поставляют на объект строительства) *в прямых отрезках, бухтах и на катушках, а трубы диаметром 200 мм и более выпускают только в прямых отрезках. Длина труб в прямых отрезках составляет от 5 до 24 м с кратностью 0,5 м, предельное от-*

клонение длины от номинальной – не более 1%[1]. В основном изготавливаются трубы в отрезках длиной 6,5 или 12,0 м, в бухтах от 50 до 200 м, на катушках от 250 до 2500 м (для труб De до 63 мм).

При поставке труб на катушках, как правило, оговариваются сроки возврата транспортных катушек на завод-изготовитель. При поставке труб в бухтах необходимо учитывать, что для их размотки у строительной организации должно быть специальное размоточное устройство (барабан) с вертикальным или горизонтальным расположением оси, а овальность труб может достигать 10–25%.

Поставка труб осуществляется партиями. Согласно ГОСТ Р 50838-95 партией считают количество труб одного размера (номинального наружного диаметра и номинальной толщины стенки), изготовленных из сырья одной марки на одной технологической линии и сопровождаемых одним документом о качестве, содержащим:

– наименование и (или) товарный знак предприятия-изготовителя;
– номер партии и дату изготовления;
– условное обозначение трубы;
– размер партии в метрах;
– марку сырья;
– условия и сроки хранения;
– результаты испытания или подтверждение о соответствии качества труб требованиям стандарта.

Размер партии должен быть не более:

– 15000 м – для труб диаметром 32 мм и менее;
– 10000 м – для труб диаметром от 40 до 90 мм;
– 5000 м – для труб диаметром от 110 до 160 мм;
– 2000 м – для труб диаметром от 180 мм и более[1].

Трубы, поставляемые по ТУ 2248-018-40270293-2002, имеют несколько отличные размеры партий поставки: 2500 м при диаметре от 180 до 225 мм и 1500 м при диаметрах 250 мм и более.

Гарантийный срок хранения труб – два года с момента изготовления. Маркировка и обозначение (при заказе) труб зарубежных изготовителей производится согласно национальным стандартам соответствующих стран.

Соединительные детали для газопроводов (или фитинги по зарубежной терминологии) предназначены как для сварки полиэтиленовых труб между собой, так и для осуществления соединения полиэтиленового газопровода с запорной арматурой и стальными участками,

изменения диаметра труб, выполнения ответвлений и поворотов и некоторых других целей. Детали разделяются по назначению (тройники, отводы, краны и т.д.) и способам присоединения к трубам (с гладкими концами для осуществления стыковой или муфтовой сварки или оснащенные встроенными закладными нагревателями). Для изготовления деталей используется полиэтилен с минимальной длительной прочностью MRS 8,0 МПа (ПЭ80) – ПЭ80Б-275, ПЭ80Б-286, PE6GP-26B, F 3802Y, F 3802YCF и F 3802B и MRS 10,0 МПа (ПЭ100) импортных марок. Детали имеют однородный цвет – черный или желтый. Некоторые виды соединительных деталей имеют удлиненные присоединительные патрубки, позволяющие при необходимости осуществлять сварку два раза. На корпус деталей с ЗН предприятием-изготовителем наносятся требования к основным параметрам их сварки: с помощью цифр с размерностью, наносимых в процессе литья, и/или с помощью штрихового кода, прикрепляемого к наружной поверхности деталей.

Выпуск отечественных соединительных деталей ведется согласно общих требований ГОСТ Р «Детали соединительные из полиэтилена для газопроводов. Общие технические условия» и по техническим условиям на соединительные детали конкретных типов:

– ТУ 6-19-359-97 «Детали соединительные из полиэтилена для газопроводов» (ПЭ80);

– ТУ 2248-001-18425183-01 «Детали соединительные с удлиненными хвостовиками из полиэтилена» (ПЭ80 и ПЭ100);

– ТУ 2248-003-59355492-2004 «Отводы седловые крановые из полиэтилена с закладными нагревателями» (ПЭ80 и ПЭ100);

– ТУ 2248-004-59355492-2004 «Муфты из полиэтилена с закладными нагревателями» (ПЭ80 и ПЭ100);

– ТУ 2248-031-00203536-96 «Седелки крановые полиэтиленовые с закладными электронагревателями» (ПЭ80 и ПЭ100);

– ТУ 2291-033-00203536-96 «Муфты полиэтиленовые с закладными электронагревателями для газопроводов» (ПЭ80 и ПЭ100);

– ТУ 2248-046-18425183-01 «Детали соединительные сборные сварные из полиэтилена для газопроводов» (ПЭ80 и ПЭ100);

- ТУ 2248-007-59355492-2006 «Детали соединительные из ПЭ100, усиленные оболочкой из стеклопластика для газопроводов давлением до 1,2 МПа» (ПЭ100);

– ТУ 2248-025-00203536-96 «Неразъемные соединения полиэтиленовых труб со стальными» (ПЭ80 и ПЭ100);

– ТУ 4859-026-03321549-99 «Неразъемные соединения полиэтиленовых труб со стальными НС» (ПЭ80 и ПЭ100);

– ТУ 2293-009-18425183-01 «Соединения неразъемные полиэтиленовых труб со стальными для трубопроводов высокого давления» (ПЭ80 и ПЭ100);

– ТУ 4859-002-73011750-2006 «Соединения неразъемные полиэтиленовых труб со стальными для газопроводов» (ПЭ80 и ПЭ100).

Национальный ГОСТ Р «Детали соединительные из полиэтилена для газопроводов. Общие технические условия» устанавливает общие для всех соединительных деталей требования: термины и определения, классификация деталей, размеры присоединительных концов, требования к сырью, маркировке, упаковке, транспортированию, методы испытаний и некоторые другие. ГОСТ Р разработан на основании гармонизации требований международных стандартов в данной области: ИСО 8085-1:2001 (часть 1), ИСО 8085-2:2001 (часть 2) и ИСО 8085-3:2001 (часть 3). На основании общих требований даного стандарта разрабатываются нормативные или технические документы (ТУ) на конкретные изделия.

Для изготовления деталей, как правило, используют метод литья под давлением. Исключение составляют сварные тройники по ТУ 2248-001-18425183-01 и полиэтиленовые шаровые краны, для изготовления которых совместно с литьем под давлением используется сварка нагретым инструментом встык или враструб.

Технические условия, по которым выпускаются отечественные соединительные детали, в большинстве случаев устанавливают единые требования к их качеству, маркировке, размерам партии и упаковке. Соединительные детали по вышеупомянутым техническим условиям предназначены для совместного использования с трубами по ГОСТ Р 50838-95. *Допускается применение деталей для трубопроводов систем водоснабжения, канализации, технологических трубопроводов*[2].

Детали при их изготовлении принимают партиями по требованиям соответствующих технических условий. Партией считают количество деталей одного вида и размера, изготовленных при установившемся технологическом режиме, из одной марки полиэтилена, предъявляемых одновременно к сдаче и сопровождаемых одним документом о качестве. Гарантийный срок хранения соединительных деталей по отечественным ТУ – два года со дня изготовления.

Согласно действующим техническим условиям размер партии для всех деталей, кроме оговоренных особо, не должен превышать величину:

– для соединительных деталей без закладного нагревателя – 2000 шт;

– для соединительных деталей с закладным нагревателем – 1000 шт.

Условное обозначение деталей состоит из наименования вида детали, сокращенного наименования материала (ПЭ80 или ПЭ100), указывающего минимальную длительную прочность полиэтилена, номинальных наружных диаметров соединяемых труб, стандартного размерного отношения (SDR 11, SDR 17,6), слова «ГАЗ», обозначения технических условий. Примеры условных обозначений соединительных деталей приведены ниже.

Маркировка деталей содержит условное обозначение завода-изготовителя и/или его товарный знак и условное обозначение детали без указания ее вида и номера технических условий. Маркировку наносят в процессе изготовления деталей. Допускается нанесение маркировки нагретым штампом. Маркировка зарубежных соединительных деталей включает сокращенное наименования материала (ПЭ80 или ПЭ100), диаметр и значение SDR, товарный знак изготовителя. Гарантийный срок хранения деталей устанавливается соответствующими ТУ и для отечественных деталей, как правило, равен двум годам.

Соединительные детали без закладного нагревателя

Соединительные детали с гладкими концами (типа «спигот» по зарубежной терминологии) выпускаются в двух вариантах: с короткими или удлиненными хвостовиками. Диапазан диаметров соединительных деталей с гладкими концами (без закладного нагревателя) относительно небольшой – от 32 до 225 мм, реже до 315 мм. Технология производства методом литья под давлением соединительных деталей больших диаметров очень сложна и на практике не используется.

Соединительные детали с удлиненными хвостовиками, предназначенные для соединения с трубами сваркой как встык, так и деталями с закладными нагревателями, выпускаются по ТУ 6-19-359-97 и ТУ 2248-001-18425183-01. Одновременно имеется ряд деталей с короткими хвостовиками, предназначенных для соединения с трубами только сваркой встык, которые выпускаются по ТУ 6-19-359-97. Присоединительные размеры деталей соединительных по ТУ 6-19-359-97 и ТУ 2248-001-18425183-01 приведены в таблице 13.

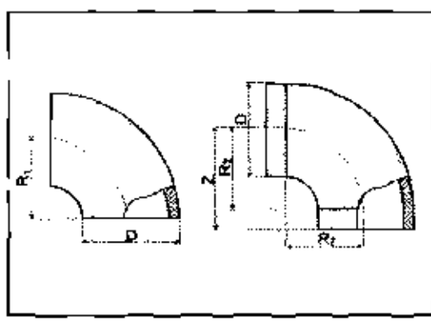
Таблица 13. Присоединительные размеры соединительных деталей ТУ 6-19-359-97 и ТУ 2248-001-18425183-01

Номинальный наружный диаметр, D	Предельное отклонение среднего наружного диаметра D и D1	SDR17,6		SDR11		Овальность, не более
		Толщина стенки, s				
		Ном. значение	Пред. отклон.	Ном. значение	Пред. отклон.	
32	+0,3 (+1,3)	–	–	3,0	+4,0	0,6 / 0,5**
63	+0,4 (+1,6)	–	–	5,8	+0,8	1,6 / 0,9**
110	+0,7 (+2,1)	6,3	+0,8	10,0	+1,2	2,7 / 1,7**
160	+1,1 (+2,6)	9,1	+1,1	14,6	+1,7	3,9 / 2,4**
225	+1,4 (+2,9)	12,8	+1,4	20,5	+2,3	5,4 / 3,4**
315	+1,6	17,9	+1,9	28,6	+3,0	7,6 / –

Размеры, указанные в скобках, допускаются у деталей по ТУ 6-19-359-97, соединяемых сваркой встык. Значения овальности, обозначенные знаком «**», приведены для соединительных деталей по ТУ 2248-001-18425183-01.

Соединительные детали по ТУ 6-19-359-97 выпускаются из ПЭ80 со стандартными размерными отношениями хвостовиков SDR 11 и SDR 17,6. Соединительные детали с удлиненными хвостовиками по ТУ 2248-001-18425183-01 выпускаются из ПЭ80 и ПЭ100 только со стандартным размерным отношением хвостовиков SDR 11. Общие виды деталей-соединительных по вышеуказанным техническим условиям и их основные размеры приведены в таблицах 14–29. Размеры в таблицах даны в мм.

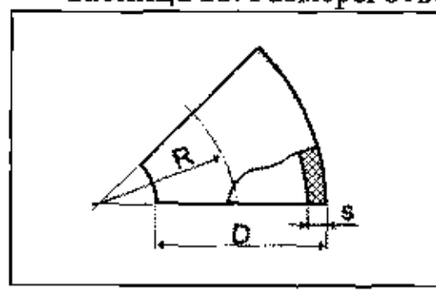
Таблица 14. Размеры отводов 90° исполнения «А» и «В» по ТУ 6-19-359-97



D	SDR	Исполнение «А»		Исполнение «В»		
		R_1	Масса, кг	R_2	Z	Масса, кг
63	11	63	0,11	63	65	0,13
110	11 и 17,6	110	0,57 и 0,45	108	110	0,63 и 0,49
160	11 и 17,6	160	1,70 и 1,15	155	158	1,89 и 1,28
225	11 и 17,6	225	4,83 и 3,61	–	–	–

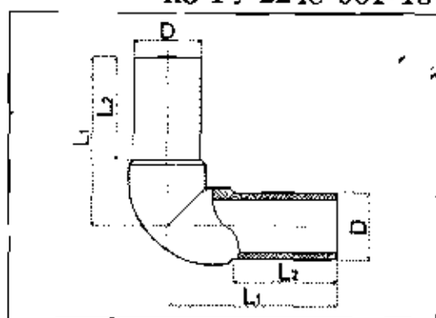
Пример условного обозначения отвода 90° по ТУ 6-19-359-97 из полиэтилена ПЭ80 (MRS 8,0 МПа) с номинальным наружным (присоединительным) диаметром хвостовиков 160 мм для труб SDR 17,6 исполнения «А»: **«Отвод 90° (исполнение А) ПЭ80 160 SDR 17,6 ГАЗ ТУ 6-19-359-97».**

Таблица 15. Размеры отводов 45° исполнения по ТУ 6-19-359-97



D	SDR	R	S	Масса, кг
63	11	63	5,8	0,055
110	11 и 17,6	110	10,0 / 6,3	0,285 и 0,225
160	11 и 17,6	160	14,6 / 9,1	0,85 и 0,575
225	11 и 17,6	225	20,5 / 12,8	2,415 и 1,805

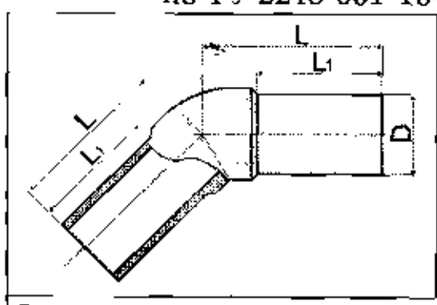
Таблица 16. Размеры отводов с удлиненными хвостовиками по ТУ 6-19-359-97 (D 63–225 мм SDR 11 и SDR 17,6) и угольников 90° по ТУ 2248-001-18425183-01 (D 32–225 мм SDR 11)



D	SDR	L_1	L_2	Масса, кг
32	11	– (82)	– (50)	0,06
63	11	114 (115)	64 (65)	0,28
110	11 и 17,6	156 (158)	87 (85)	1,20 и 1,16
160	11 и 17,6	219 (221)	121 (100)	3,20 и 2,8
225	11 и 17,6	298 (300)	158 (120)	7,30 и 6,7

Отличия в размерах деталей по ТУ 2248-001-18425183-01 указаны в скобках.

Таблица 17. Размеры отводов с удлиненными хвостовиками по ТУ 6-19-359-97 (D 63–225 мм SDR 11 и SDR 17,6) и угольников 45° по ТУ 2248-001-18425183-01 (D 32–225 мм SDR 11)

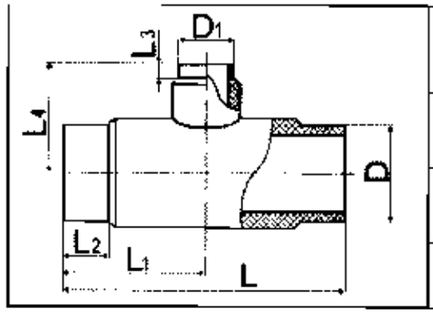


D	SDR	L	L_1	Масса, кг
32	11	61	– (82)	0,05
63	11	91	114 (115)	0,25
110	11 и 17,6	127	156 (158)	1,00 и 0,73
160	11 и 17,6	172	219 (221)	2,60 и 2,30
225	11 и 17,6	240	298 (300)	6,80 и 6,20

Отличия в размерах деталей по ТУ 2248-001-18425183-01 указаны в скобках.

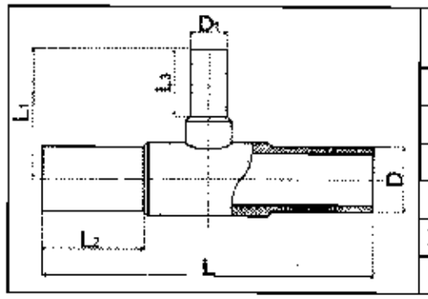
Пример условного обозначения отвода 45° по ТУ 6-19-359-97 из полиэтилена ПЭ80 (MRS 8,0 МПа) с номинальным наружным (присоединительным) диаметром хвостовиков 110 мм для труб SDR 11: **«Отвод 45° с удлиненным хвостовиком ПЭ80 110 SDR 11 ГАЗ ТУ 6-19-359-97».**

Таблица 18. Размеры неравнопроходных тройников по ТУ 6-19-359-97



D x D1	SDR	L, не менее	L_1	L_2, не менее	L_3, не менее	L_4	Масса, кг
63x32	11	120	60	10	10	90	0,24
110x63	11	230	115	65	40	105	1,07
160x110	11	320	160	75	40	145	3,14

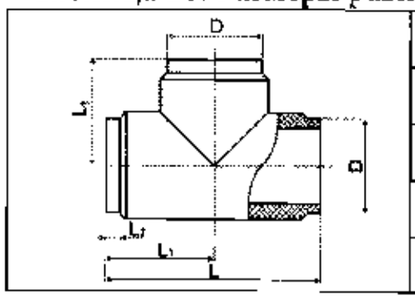
Таблица 19. Размеры неравнопроходных тройников по ТУ 2248-001-18425183-01



D x D1	SDR	L, не менее	L_1, не менее	L_2, не менее	L_3, не менее	Масса, кг
110 x 63	11	330	138	85	65	1,30
160 x 110	11	420	187	100	85	3,70
160 x 63	11	420	167	100	65	3,3
225 x 63	11	524	207	120	65	8,4
225 x 110	11	524	227	120	85	8,7
225 x 160	11	524	242	120	100	9,3

Пример условного обозначения неравнопроходного тройника по ТУ 6-19-359-97 из полиэтилена ПЭ80 (MRS 8,0 МПа) с номинальными наружными (присоединительными) диаметрами хвостовиков 110 x 63 мм для труб SDR 11: **«Тройник неравнопроходный ПЭ80 110 x 63 SDR 11 ГАЗ ТУ 6-19-359-97».**

Таблица 20. Размеры равнопроходных тройников по ТУ 6-19-359-97

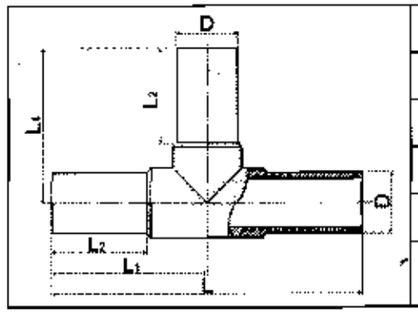


D	SDR	L	L_1	L_2	Масса, кг
63	11	120	60	10	0,26
110	11 и 17,6	225	112	10	1,5 и 0,94
160	11 и 17,6	330	165	14	4,0 и 2,6
225	11 и 17,6	480	240	14	10,3 и 6,6

Пример условного обозначения равнопроходного тройника по ТУ 6-19-359-97 из полиэтилена ПЭ80 (MRS 8,0 МПа) с номинальными

наружными (присоединительными) диаметрами хвостовиков 110 мм для труб SDR 11: **«Тройник равнопроходный ПЭ80 110 SDR 11 ГАЗ ТУ 6-19-359-97».**

Таблица 21. Размеры равнопроходных тройников с удлиненными хвостовиками по ТУ 2248-001-18425183-01 (De 32–225 мм SDR 11) и ТУ 6-19-359-97 (De 63–160 мм SDR 11 и 17,6)

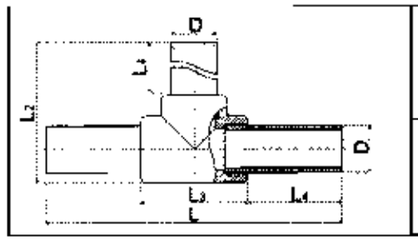


D	SDR	L	L_1	L_2	Масса, кг
32	11	164	82	50	0,08
63	11	230	115	65	0,42 и 0,38
110	11 и 17,6	316	158	88	1,80 и 1,60
160	11 и 17,6	442	221	122	4,30 и 4,10
225	11	600	300	160	11,00

Пример условного обозначения равнопроходного тройника с удлиненными хвостовиками по ТУ 2248-001-18425183-01 из полиэтилена ПЭ80 (MRS 8,0 МПа) с номинальными наружными (присоединительными) диаметрами хвостовиков 160 мм для труб SDR 11: **«Тройник равнопроходный с удлиненными хвостовиками ПЭ80 160 SDR 11 ГАЗ ТУ 2248-001-18425183-01».**

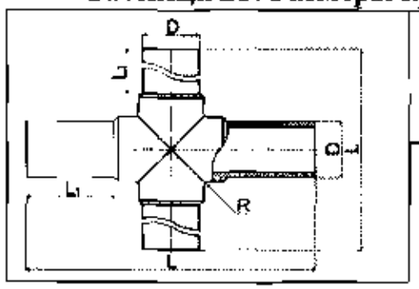
Пример условного обозначения сварного тройника по ТУ 2248-001-18425183-01 из полиэтилена ПЭ80 (MRS 8,0 МПа) с номинальными наружными (присоединительными) диаметрами хвостовиков 32 мм для труб SDR 11: **«Тройник сварной ПЭ80 32 SDR 11 ГАЗ ТУ 2248-001-18425183-01».**

Таблица 22. Размеры сварных тройников по ТУ 2248-001-18425183-01



D	SDR	L, не менее	L_1, не менее	L_2, не менее	L_3	Масса, кг
32	11	232	138	72	80	0,09

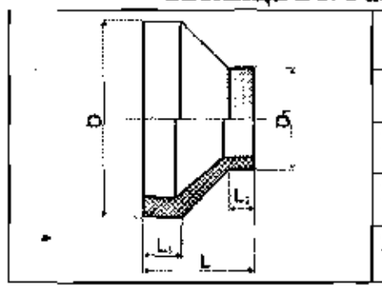
Таблица 23. Размеры крестовин по ТУ 2248-001-18425183-01



D	SDR	L	L_1, не менее	R	Масса, кг
32	11	224	80	4	0,10

Пример условного обозначения крестовины по ТУ 2248-001-18425183-01 из полиэтилена ПЭ80 (MRS 8,0 МПа) с номинальными наружными (присоединительными) диаметрами хвостовиков 32 мм для труб SDR 11: **«Крестовина ПЭ80 32 SDR 11 ГАЗ ТУ 2248-001-18425183-01».**

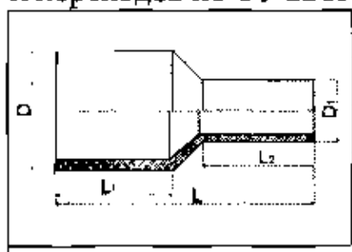
Таблица 24. Размеры переходов по ТУ 6-19-359-97



D x D1	SDR	L, не менее	L_1, не менее	L_2, не менее	Масса, кг
110 x 63	11	69	18	9	0,20
160 x 110	11 и 17,6	64	15	5	0,45 и 0,30
225 x 160	11 и 17,6	87	20	10	1,3 и 1,0
315 x 225	11 и 17,6	100	20	10	2,3 и 1,6

Пример условного обозначения перехода по ТУ 6-19-359-97 из полиэтилена ПЭ80 (MRS 8,0 МПа) с номинальными наружными (присоединительными) диаметрами хвостовиков 160x110 мм для труб SDR 17,6: **«Переход ПЭ80 160 x 110 SDR 17,6 ГАЗ ТУ 6-19-359-97».**

Таблица 25. Размеры переходов с удлиненными хвостовиками по ТУ 6-19-359-97 (63 x 110 – 160 x 225 мм SDR 11 и SDR 17,6) и переходов по ТУ 2248-001-18425183-01 (32 x 63 – 160 x 225 мм SDR 11)

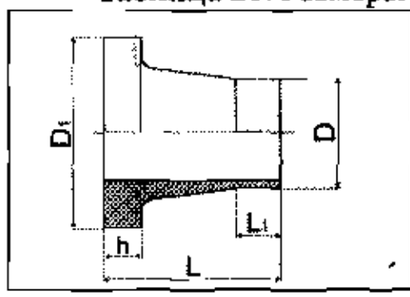


D x D1	SDR	L	L_1	L_2	Масса, кг
32 x 63	11	– (133)	– (65)	– (50)	0,10
63 x 110	11 и 17,6	203 (190)	84 (88)	64 (65)	0,45 и 0,16
110 x 160	11 и 17,6	243 (215)	98 (100)	84 (88)	1,10 и 0,80
160 x 225	11 и 17,6	278 (320)	119 (120)	109 (122)	3,70 и 2,90

Отличия в размерах деталей по ТУ 2248-001-18425183-01 указаны в скобках.

Пример условного обозначения перехода с удлиненными хвостовиками по ТУ 2248-001-18425183-01 из полиэтилена ПЭ100 (MRS 10,0 МПа) с номинальными наружными (присоединительными) диаметрами хвостовиков 32 x 63 мм для труб SDR 11: **«Переход ПЭ100 160 x 110 SDR 17,6 ГАЗ ТУ 2248-001-18425183-01».**

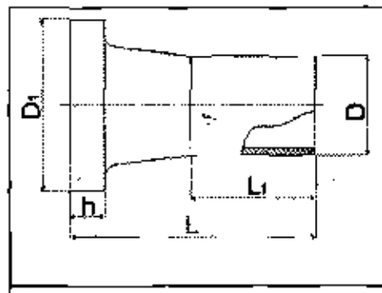
Таблица 26. Размеры втулок под фланцы по ТУ 6-19-359-97



D	SDR	L/L_1	D1	D	h	Масса, кг
63	11	50/12	102	73	12	0,14
110	11 и 17,6	80/15	158	122	15	0,55 и 0,47
160	11 и 17,6	80/28	212	172	28	1,10 и 0,82
225	11 и 17,6	80/40	268	233	40	1,88 и 1,37
315	11 и 17,6	100/50	370	332	50	4,12 и 3,22

Пример условного обозначения втулки под фланец по ТУ 6-19-359-97 из полиэтилена ПЭ80 (MRS 8,0 МПа) с номинальным наружным (присоединительным) диаметром хвостовика 63 мм для труб SDR 11: **«Втулка под фланец ПЭ80 63 SDR 11 ГАЗ ТУ 6-19-359-97».**

Таблица 27. Размеры втулок под фланцы с удлиненным хвостовиком по ТУ 6-19-359-97 (SDR 11 и SDR 17,6) и втулок под фланцы ТУ 2248-001-18425183-01 (SDR 11)

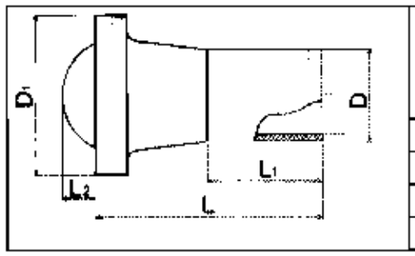


D	SDR	L	h	L_1, не менее	D_1	Масса, кг
63	11 и 17,6	98 (100)	13	49 (50)	102	0,20 и 0,16
110	11 и 17,6	154 (156)	17	79 (80)	158	0,70 и 0,40
160	11 и 17,6	190 (199)	24	115 (17)	212	1,75 и 1,34
225	11 и 17,6	184 (186)	36	115 (16)	268	3,40 и 3,20

Отличия в размерах деталей по ТУ 2248-001-18425183-01 указаны в скобках.

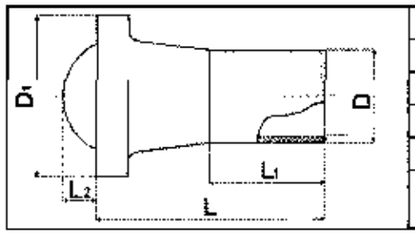
Пример условного обозначения втулки под фланец с удлиненным хвостовиком по ТУ 6-19-359-97 из полиэтилена ПЭ80 (MRS 8,0 МПа) с номинальным наружным (присоединительным) диаметром хвостовика 63 мм для труб SDR 11: **«Втулка под фланец с удлиненным хвостовиком ПЭ80 63 SDR 11 ГАЗ ТУ 6-19-359-97».**

Таблица 28. Размеры заглушек с удлиненным хвостовиком по ТУ 6-19-359-97



D	SDR	L, не менее	L_1, не менее	L_2, не менее	D / D_1	Масса, кг
63	11 и 17,6	99	49	14	75/102	0,25 и 0,19
110	11 и 17,6	154	79	17	125/158	0,83 и 0,65
160	11 и 17,6	190	116	26	173/212	2,00 и 1,45
225	11 и 17,6	184	115	42	236/268	4,20 и 2,90

Таблица 29. Размеры заглушек по ТУ 2248-001-18425183-01



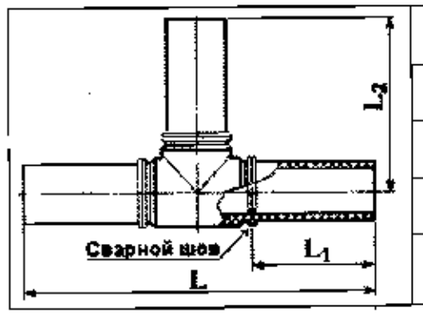
D	s	SDR	l	L	Масса, кг
32	3,0	11	50	58	0,02
63	5,8	11	65	80	0,09
110	10,0	11	85	106	0,37
160	14,6	11	100	149	1,20
225	20,5	11	120	203	3,10

Пример условного обозначения заглушки по ТУ 2248-001-18425183-01 из полиэтилена ПЭ100 (MRS 10,0 МПа) с номинальным наружным (присоединительным) диаметром хвостовика 110 мм для труб SDR 11: **«Заглушка ПЭ 100 110 SDR 11 ГАЗ ТУ 2248-001-18425183-01».**

Практика применения соединительных деталей с короткими хвостовиками показала, что осуществить их сварку с трубами в полевых условиях достаточно сложно. С целью устранения этого неудобства было принято техническое решение осуществлять приварку патрубков к соединительным деталям с короткими хвостовиками по ТУ 6-19-359-97 в заводских условиях, используя способ сварки нагретым инструментом встык, и поставлять их потребителям уже с наращенными концами. Такие сборные сварные соединительные детали (тройники, переходы, отводы, втулки под фланцы и заглушки диаметром 63, 110, 160 и 225 мм) изготавливаются по ТУ 2248-046-18425183-01. Длина наращиваемых концов составляет от 500 ±10 мм независимо от присоединительного диаметра используемой детали. Детали могут иметь значения SDR 11 и SDR 17,6. По данным техническим условиям допускается изготовление в сборе нескольких деталей различного назначения: переходов с отводами, тройников с переходами и т.п. Вид и конструкция сборных сварных деталей согласовывается между изготовителем и потребителем. Общий

вид сборных деталей на примере равнопроходного тройника показан в таблице 30.

Таблица 30. Размеры тройника сварного по ТУ 2248-046-18425183-01



D	SDR	L, не менее	L_2, не менее	L_1	Масса, кг
63	11	1200	560	500	1,84
110	11 и 17,6	1225	612	500	6,24 / 4,05
160	11 и 17,6	1330	665	500	14,04 / 9,05
225	11 и 17,6	1480	740	500	30,1 / 19,43

Пример условного обозначения сборной сварной детали по ТУ 2248-046-18425183-01, полученной сваркой встык труб из ПЭ80 диаметром 160 мм с SDR 11 и тройника ПЭ80 с номинальными наружными (присоединительными) диаметрами хвостовиков 160 мм для труб с SDR 11: **«Тройник сварной ПЭ80 160 SDR 11 ГАЗ ТУ 2248-046-18425183-01».**

Пример условного обозначения сборной сварной детали по ТУ 2248-046-18425183-01, полученной сваркой встык труб и деталей из ПЭ80 с SDR 11 в следующей последовательности: труба диаметром 110 мм, переход с номинальными наружными (присоединительными) диаметрами хвостовиков 110 x 63 мм, труба диаметром 63 мм, отвод 90° с номинальными наружными (присоединительными) диаметрами хвостовиков 63 мм, труба диаметром 63 мм: **«Деталь сборная сварная ПЭ80 Переход 63 x 110 – Отвод 90° 63 SDR 11 ГАЗ ТУ 2248-046-18425183-01».**

Отдельно можно выделить соединительные детали по ТУ 2248-007-59355492-2006 для газопроводов давлением свыше 0,6 (до 1,2) МПа. Такие детали представляют собой стандартную соединительную деталь из полиэтилена ПЭ100 SDR 11 с закладным нагревателем (детали тип 1) или без него (детали тип 2) с приваренными патрубками из труб ПЭ100 SDR 9. Детали усилены внешней оболочкой (бандажем) из стеклопластика, при этом концы приваренных патрубков оставлены свободными для обеспечения возможности их сварки с трубами газопровода. Типы выпускаемых соединительных деталей по ТУ 2248-007-59355492-2006 (тип 1 и тип 2):

– тройники равнопроходные De 63, 75, 90, 110, 125, 140, 160, 180, 200, 225, 250, 280, 315, 355 и 400 мм;

– тройники неравнопроходные De 75x63, 90x63, 90x75, 110x63, 160x63, 160x110, 225x160, 315x225, 400x225 и 400x225 мм;

– отводы 90° и 45° De 63, 75, 90, 110, 125, 140, 160, 180, 200, 225, 250, 280, 315, 355 и 400 мм;

– переходы De 75x63, 90x63, 90x75, 110x63, 110x75, 110x90, 125x90, 160x63, 160x110, 180x90, 180x110, 180x160, 225x75, 225x110, 225x160, 225x180, 315x110, 315x160, 315x225 и 315x250 мм.

Пример условного обозначения отвода 90° по ТУ 2248-007-59355492-2006 из полиэтилена ПЭ100 (MRS 10,0 МПа) с приваренными при помощи муфт с закладным нагревателем хвостовиками из труб ПЭ100 110 SDR 9, с усиливающим бандажем на 1,2 МПа (12 бар): **«Отвод 90° усиленный Б12 ПЭ100 ГАЗ SDR 9 тип 2 ТУ 2248-007-59355492-2006».**

Соединительные детали с закладными электронагревателями

К наиболее распространенным соединительным деталям с ЗН относятся муфты, переходы, тройники, заглушки и седловые отводы. Диапазон диаметров муфт с закладными нагревателями начинается с 20 мм и заканчивается 800 мм. Другие типы деталей с закладными нагревателями выпускаются диаметрами от 20 до 225 мм. Детали большего диаметра, чем 225 мм, не выпускаются, что объясняется сложной технологией их производства и высокой стоимостью. При необходимости использования в строительстве тройников, переходов или отводов с закладными нагревателями диаметром более 225 мм используют соответствующие литые детали требуемого диаметра без закладных нагревателей в комплекте с соединительными муфтами.

Муфты с закладными нагревателями применяются для соединения между собой труб и соединительных деталей и выпускаются отечественными заводами по ТУ 2291-033-00203536-96 и ТУ 2248-004-59355492-2004 из полиэтилена типа ПЭ80 или ПЭ100 стандартного размерного отношения SDR 11. Общий вид муфт с закладным нагревателем по ТУ 2291-033-00203536-96 приведен на рисунке 11, а основные размеры – в таблице 31.

Таблица 31. Размеры муфт с закладным нагревателем по ТУ 2291-033-00203536-96

De	Допускаемое отклонение от De	L	L_1	L_2	Овальность раструба, не более	Масса, кг
20	$20_{+0,1}^{+0,3}$	47	5	10	0,3	0,021
25	$25_{+0,1}^{+0,3}$	55	5	10	0,4	0,038
32	$32_{+0,1}^{+0,3}$	64	5	15	0,4	0,075
63	$63_{+0,2}^{+0,4}$	95	5	20	0,7	0,195
110	$110_{+0,3}^{+0,7}$	140	6	35	1,4	0,790
160	$160_{+0,4}^{+0,8}$	160	6	40	2,0	1,850
225	$225_{+1,1}^{+1,8}$	200	6	50	3,0	4,420

Внешний вид и размеры муфт с закладными электронагревателями, выпускаемых отечественными заводами по ТУ 2248-004-59355492-2004 (номинальный диаметр соединяемых труб 32, 63 и 110 мм), практически не отличаются от приведенных на рисунке 11 и в таблице 31.

Пример условного обозначения муфты по ТУ 2291-033-00203536-96 из полиэтилена ПЭ80 (MRS 8,0 МПа) для труб с номинальным наружным диаметром 63 мм со стандартным размерным отношением SDR 11: **«Муфта ПЭ80 63 SDR 11 ГАЗ ТУ 2291-033-00203536-96».**

Седловые отводы предназначены для замены обычных тройников в тех случаях, когда диаметр ответвления меньше диаметра основного трубопровода. Основное преимущество седлового отвода заключается в возможности его использования как на строящихся газопроводах (т.е. еще не подключенных к системе газораспределения), так и на действующих газопроводах при подключении новых потребителей к уже задействованному газопроводу без снижения давления газа в нем. Это достигается тем, что отвод оснащен вертикальным отводным патрубком с встроенной в него металлической фрезой, которая, двигаясь по резьбе, прорезает отверстие в стенке находящихся под давлением труб при сохранении гарантированной герметич-

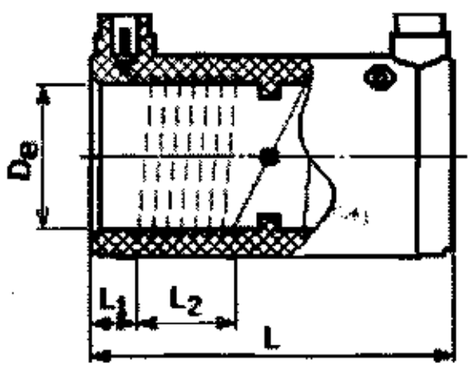


Рисунок 11. Муфта с ЗН по ТУ 2291-033-00203536-96

ности полости вращения фрезы (рисунок 12). Фреза приводится в действие с помощью шестигранного ключа. Верхняя часть отводного патрубка оканчивается крышкой с упорной резьбой и резиновым кольцом, обеспечивающей доступ к фрезе и герметизацию патрубка. Крышка закручивается усилием руки без применения дополнительного инструмента, что обеспечивает физическую целостность соединения. Некоторые конструкции седловых отводов предусматривают использование вместо резьбовой крышки (или в дополнение к ней) полиэтиленовой заглушки с закладным нагревателем, что обеспечивает неразъемность соединения и дает дополнительную гарантию герметичности. Седловые отводы кранового типа могут использоваться в качестве запорной арматуры, т.е. их прорезная фреза может использоваться как запорный элемент, при этом число циклов «открыто-закрыто», как правило, не должно превышать десяти.

Монтаж ответвления с использованием седлового отвода существенно экономит время и сокращает объемы земляных работ в 2–3 раза. Прорезание стенки трубы осуществляют после завершения процесса сварки отвода с трубой и его проверки на герметичность.

Большинство седловых отводов отечественного и импортного производства оснащаются ответной нижней частью, обеспечивающей фиксацию седлового отвода на трубе в процессе сварки. Отводы без ответной нижней части несколько дешевле, но предполагают использование при монтаже специальной металлической прижимной струбцины. Седловые отводы с нижней ответной частью не требуют дополнительного использования струбцин и потому более удобны для потребителей.

Рисунок 12. Седловой отвод с встроенной фрезой

Седловые отводы с закладным нагревателем выпускаются по ТУ 2248-031-00203536-96 (носящие в данном ТУ название «Седелки крановые полиэтиленовые») и ТУ 2248-003-59355492-2004. Отводы изготавливаются из полиэтилена типа ПЭ80 и ПЭ100 со стандартным размерным отношением хвостовиков SDR 11.

Седловые отводы по ТУ 2248-031-00203536-96 имеют типоразмеры 63 x 32, 110 x 32, 110 x 63 и 160 x 32 мм, отводы по ТУ 2248-003-59355492-2004 – 63 x 32, 90 x 32, 110 x 32, 125 x 32, 160 x 32 и 225 x 63 мм. Основные размеры седелок крановых и седловых отводов по ТУ 2248-031-00203536-96 приведены в таблице 32, общий вид – на рисунке 13.

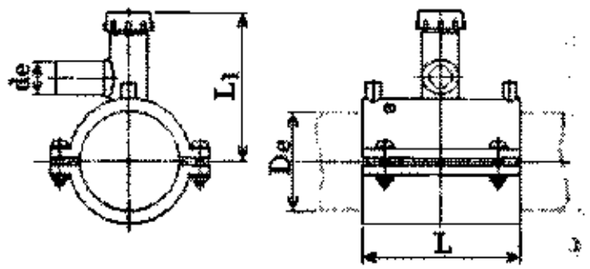


Рисунок 13. Отводы седловой с закладным нагревателем по ТУ 2248-031-00203536-96

Пример условного обозначения седлового отвода по ТУ 2248-031-00203536-97 из полиэтилена ПЭ80 (MRS 8,0 МПа) для труб с номинальными наружными диаметрами 63 x 32 мм со стандартным размерным отношением SDR 11: «**Отвод седловой ПЭ 80 63 x 32 SDR 11 ГАЗ ТУ 2248-031-00203536-97**».

Таблица 32. Размеры седловых отводов по ТУ 2248-031-00203536-96

Типоразмер De x de	Присоед. диаметр, D		Диаметр хвостовика, d			L	L_1	Масса, кг
	Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.	Овальность, не более			
63 x 32	63	+0,8	32	+0,3	0,5	115	150	0,45
110 x 32	110	+1,4	32	+0,3	0,5	167	173	1,00
110 x 63	110	+1,4	63	+0,4	0,9	167	173	1,15
160 x 32	160	+2,0	32	+0,3	0,5	167	200	1,60

Неразъемные соединения «полиэтилен – сталь» выпускаются по ТУ 2248-025-00203536-96 (на давление до 0,6 МПа), ТУ 4859-026-03321549-99 (на давление до 0,3 и до 0,6 МПа), ТУ 2293-009-18425183-01 (на давление до 1,2 МПа) и ТУ 4859-002-73011750-2006 (на давление до 1,2 МПа) и служат для присоединения полиэтиленовых трубопроводов к стальным участкам, а так же к запорной арматуре. Для изготовления соединений используют стальные и полиэтиленовые трубы, предназначенные для сооружения газораспределительных сетей (ПЭ80 и ПЭ100 по ГОСТ Р 50838-95 – для полиэтилена, ГОСТ 10705-91 и другие – для стали).

(таблица 33). Толщину стенки стальных труб принимают равной не менее: 3 мм – для труб с DN 25 и 50 мм, 4 мм – DN 100 мм, 5 мм – DN 150 мм и 6 мм – DN 200 мм.

Технология изготовления отечественных неразъемных соединений De 50–225 мм достаточно проста и предусматривает соединение труб раструбным способом с разогревом места сочленения до температуры текучести полиэтилена. Для неразъемных соединений, предназначенных для газопроводов давлением до 0,6 МПа (соединения усиленного типа), поверх раструба надевают дополнительную обжимную полиэтиленовую муфту. Неразъемные соединения De 20–40 мм изготавливаются, как правило, методом холодной сборки, без предварительного разогрева труб. Неразъемные соединения труб малых диаметров имеют сверху обжимное металлическое кольцо.

Неразъемные соединения по ТУ 4859-002-73011750-2006 для газопроводов давлением свыше 0,6 МПа также, как и детали аналогичного назначения, представляют собой стандартное соединение «полиэтилен – сталь» из труб ПЭ100 SDR 11 с приваренным полиэтиленовым патрубком SDR 9 и внешней усиливающей оболочки из стеклопластика (так называемые соединения тип 4). Оболочка изготавливается из полиэфирных ненасыщенных смол марок ПН-1 или ПН-3 ГОСТ 27952-88 в качестве связующего и стеклоткани ровинговой марки ТР-03 по ТУ 6-48-43-90. Другой вариант соединений «полиэтилен – сталь» по ТУ 4859-002-73011750-2006 – неразъемное соединение стальных и полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR 9 (тип 3). Сортамент соединений «полиэтилен – сталь» тип 3 и тип 4 для газопроводов I категории давления: 110/Ст95; 160/Ст140; 225/Ст194 и 315/Ст273.

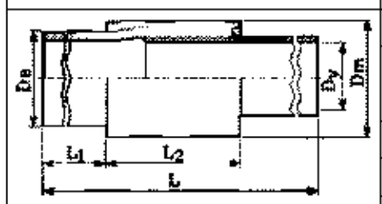
Пример условного обозначения неразъемного соединения «полиэтилен – сталь» по ТУ 2248-007-59355492-2006 из полиэтиленовых труб ПЭ100 (MRS 10,0 МПа) SDR 11 и стальных труб наружным диаметром 95 мм, с приваренным хвостовиком из труб ПЭ100 110 SDR 9 и усиливающим бандажем на 1,2 МПа (12 бар): **«СН усиленное Б12 ПЭ100 ГАЗ SDR 9 / ст95 тип 4 ТУ 2248-007-59355492-2006».**

Изготовление узлов неразъемных соединений производится или на специализированных заводах, или в условиях мастерских строительных организаций (ЦЗМ), располагающих необходимым оборудованием и средствами контроля. Стальные трубы подбираются с утолщенной на 0,5–2,0 мм стенкой. Условное обозначение соединений состоит из наименования изделия, сокращенного наименования материала (ПЭ80 или ПЭ100), указывающего минимальную длительную прочность полиэтилена, номинальных наружных диаметров соединяемых труб, толщины стенки полиэтиленовых труб, слова «ГАЗ», обозначения технических условий.

Маркировку на неразъемные соединения (без указания слов «неразъемное соединение полиэтилен – сталь» и номера технических условий) наносят, как правило, нагретым металлическим штампом или роликом после изготовления. Упаковку соединений производят в деревянные или фанерные ящики исходя из габаритов и массы груза. Размер одной партии не должен превышать 400 шт.

Пример условного обозначения неразъемного соединения по ТУ 2248-025-00203536-96 из полиэтиленовых труб ПЭ80 ГАЗ 110 x 10 SDR 11 и стальных труб наружным диаметром 108 мм: **«Неразъемное соединение ПЭ80 ГАЗ 110 x 10 / Ст.108 ТУ 2248-025-00203536-96».**

Таблица 33. Размеры соединений «полиэтилен – сталь» по ТУ 2248-025-00203536-96

Внешний вид	Условное обозначение	De	Dm	L*	L_1	L_2	Масса, кг
	ПЭ80 (ПЭ100) 32x3/Ст32	32	64	470	200	220	0,8
	ПЭ80 (ПЭ100) 63x5,8/Ст57	63	85	630	270	280	2,3
	ПЭ80 (ПЭ100) 110x10/Ст108	110	170	650	220	280	7,2
	ПЭ80 (ПЭ100) 160x14,6/Ст159	160	230	650	210	230	12,9
	ПЭ80 (ПЭ100) 225x20,5/Ст219	225	310	650	160	230	29,0
	* - Размер для справок.						

При необходимости использования для строительства газопроводов соединительных деталей других типоразмеров, или деталей из ПЭ100, не выпускаемых отечественной промышленностью, они заказываются у зарубежных поставщиков данной продукции, имеющих разрешение Ростехнадзора на их применение.

Например, поставляемые многими зарубежными фирмами патрубки-накладки (или, по-другому, засверловочные хомуты), не оснащенные встроенной фрезой, могут быть использованы на строящихся или на действующих газопроводах, при условии временного отключения их от сети и освобождения внутренней полости от газа. Весьма удобны тройники с закладными нагревателями для труб De 32–63 мм, которые не требуют при монтаже использования дополнительных муфт. Подобные тройники выпускаются или оснащенными со всех трех концов

встроенной спиралью (De 75–225 мм), или с двумя концами со спиралью и одним удлиненным отводным патрубком без закладной спирали (De 32–63 мм). Внешний вид и размеры тройников с закладным нагревателем фирмы «Friatec» приведены в таблице 34.

Таблица 34. Размеры полиэтиленовых тройников с закладным нагревателем

Внешний вид	d	D	L	h	H	Масса, кг
	32	44	116	80	131	0,173
	40	53	146	88	151	0,299
	50	67	175	110	186	0,494
	63	81	197	118	203	0,790
	75	98	151	–	205	0,800
	90	117	180	–	245	1,125
	110	142	22	–	302	2,162
	160	192	295	–	390	4,893
	225	283	432	–	580	13,000

Некоторые модели импортных седловых отводов (швейцарский концерн «Georg Fischer») отличаются возможностью вращения верхней части седлового отвода (отводного патрубка с прорезной фрезой и резьбовой заглушкой) вокруг своей оси на 360°. После выставления отводного патрубка в требуемом направлении производится его сварка, обеспечивающая герметизацию места соединения. Другие типы отводов имеют модульную конструкцию, позволяющую собирать на основе базового элемента – седлового основания – изделия различного назначения. В основании модульного седлового отвода имеется короткий отводной патрубок, приспособленный для установки сменных элементов и оснащенный винтовым фиксатором и дополнительным закладным нагревателем. Диаметр патрубка составляет 63 мм и выше. Модульные седловые отводы выпускаются с основаниями различного диаметра, предназначенными для установки на трубы диаметром от 63 до 315 мм. В отводной патрубок могут устанавливаться (вариваться) элементы различного назначения:

– отводной патрубок с прорезной фрезой, являющийся стандартным элементом обычных седловых отводов и предназначенный для врезки в действующие трубопроводы ответвлений диаметром от 20 мм по 63 мм;

– отводные патрубки с обратным клапаном, предназначенные для прекращения подачи газа при падении давления в отводящем трубопроводе в случае аварии;

– отводной патрубок с крановым элементом, обеспечивающим многократное перекрытие ответвления;

– полиэтиленовые вставки с переходом на металл (с внешней и внутренней резьбой) и т.п.

После установки необходимого элемента производится его сварка с основанием седлового отвода при помощи встроенного закладного нагревателя.

Маркировка соединительных деталей зарубежного изготовления в обязательном порядке включает значение номинального диаметра соединяемых труб (в мм), значения MRS (PE 80 или PE 100) и значения SDR. В ряде случаев дополнительно указывается значение PN (номинальное давление) – постоянное внутреннее давление, которое трубы и детали выдерживают в течение 50 лет при MRS материала, равной 6,3 МПа. Гарантийный срок хранения импортных соединительных деталей может достигать четырех лет.

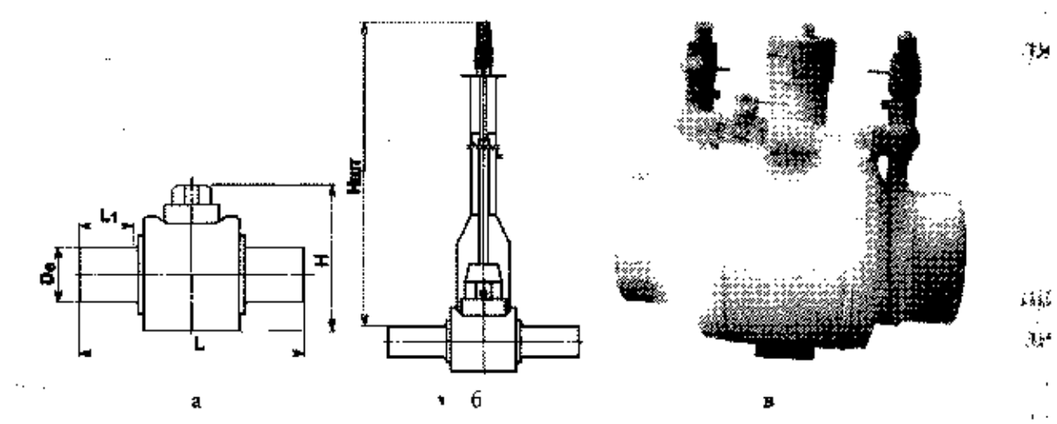


Рисунок 14. Шаровой кран (а), схема его установки с телескопической управляющей штангой (б) и внешний вид крана с перепускной линией (в)

Кроме соединительных деталей на газопроводах применяется специальная полиэтиленовая запорная арматура, к которой в первую очередь относятся шаровые краны. Шаровые полиэтиленовые краны являются альтернативой стальным или чугунным задвижкам. Полиэтиленовые краны выпускаются для газопроводов диаметром от 20 до 315 мм (иногда до 400 мм) и присоединяются к трубам стыковой сваркой или при помощи деталей с закладными электронагревателями. Некоторые модели кранов оснащены с одной из сторон седловой наклад-

кой с встроенным нагревателем, а также могут иметь дополнительные отводы с обеих сторон запорного элемента, выполняющие функцию сбросных свечей.

Приведение в действие механизма открытия и закрытия осуществляется специальной телескопической штангой, свободный конец которой с размером «под ключ» выводится под крышку наземного защитного устройства (чаще всего ковера). Управление кранами осуществляется путем поворота штока на 90 градусов (положения «открыто – закрыто»), а сам шток может быть зафиксирован на кране или быть съемным в зависимости от желания эксплуатирующей организации. Краны больших диаметров (315–400 мм) оснащаются шестеренчатыми передачами для облегчения поворота штока.

Одно из главных преимуществ полиэтиленовых кранов заключается в том, что они не требуют обслуживания в течение всего срока службы и защиты от коррозии, и поэтому могут монтироваться непосредственно в грунте без колодца. Другое преимущество шаровых полиэтиленовых кранов заключается в сроке их службы, который сопоставим со сроком службы самих полиэтиленовых труб.

По стоимости шаровые краны дороже стальных или чугунных задвижек. Только при учете затрат на монтажные работы (а при монтаже задвижек необходимо возведение поддерживающих опор или колодца, устройство защитного ограждения и асфальтобетонного покрытия площадки) и затрат на эксплуатацию, будет видна неоспоримая экономическая целесообразность их применения.

Кроме своего основного предназначения, использование шаровых кранов возможно и для врезки в газопровод под давлением с использованием специального оборудования с прорезной фрезой и герметичными уплотнениями.

Выпуск шаровых кранов отечественной промышленностью еще не освоен, поэтому их поставки ведутся из-за рубежа. Например, достаточно широко используются полиэтиленовые краны, поставляемые в Россию фирмами «Georg Fisher» (Швейцария), «Friatec AG» (Германия), «Banides & Debeaurain» (Франция) и др. Все краны имеют стандартное размерное соотношение SDR 11. В качестве примера внешний вид шарового полиэтиленового крана фирмы «Friatec» приведен на рисунке 14а, размеры – в таблице 35. Помимо шаровых кранов поставляются седловые вентили, арматура с параллельным отводом и другие фасонные изделия.

Таблица 35. Размеры полиэтиленовых шаровых кранов

De	L	L_1	H	Hшт (со штангой)	Масса, кг
32	284	95	120	600–1100 или 1100–1500 или 1500–2000	0,798
40	284	95	120		0,829
50	254	86	120		0,916
63	385	110	180		2,379
90	365	90	240		4,850
110	395	105	240		5,100
125	395	105	240		5,550
160	540	170	350		13,400
180	540	170	350		15,100
200	540	170	350		16,750
225	540	170	350		
315	540	170	350		

Для обеспечения устойчивости полиэтиленовых газораспределительных сетей к механическим повреждениям используются клапаны безопасности – так называемые быстродействующие запорные клапаны «Газ-Стоп». Клапаны устанавливаются на определенных участках газопровода, например, в местах ответвлений к потребителям, и срабатывают при возникновении утечки газа. Клапаны являются необслуживаемыми изделиями, имеющими очень небольшое гидравлическое сопротивление.

Рисунок 15. Муфта с закладным нагревателем фирмы «Plasson» с встроенным клапаном «Газ-Стоп» (справа – запорный клапан)

Клапан «Газ-Стоп» состоит из корпуса с внутренней проточной полостью и седлом клапана, запорного элемента с уплотнением и настроечной пружиной. Корпус выполняется из полиэтилена или другого высокопрочного полимера. Для уплотнительных колец используется высококачественная резина, стойкая к воздействию природного газа и его сопутствующим элементам. Пружина изготавливается из нержавеющей стали, не подверженной коррозии в присутствии увлажненного газа. Клапан может быть встроен в полиэти-

леновый патрубок или в удлиненную муфту с закладным нагревателем. Клапаны изготавливаются диаметрами 32, 40, 50, 63, 110 и 160 мм.

Принцип действия запорного клапана «Газ-Стоп» состоит в следующем. Находясь внутри трубопровода при нормативных колебаниях потока, когда давление газа с обеих сторон клапана остается постоянным, клапанный механизм остается в открытом состоянии. Нарушение герметичности трубы за клапаном вызывает значительное ускорение потока, вызванного выходом газа наружу, и при достижении заданного уровня разряжения клапанный механизм автоматически срабатывает на закрывание, прерывая поток газа. К примеру, при давлении 0,1 МПа и диаметре трубы 20 мм нормальная скорость газового потока составляет 25 м^3/ч, а срабатывание клапана происходит при возрастании скорости потока до 45–50 м^3/ч. После завершения ремонта поврежденного участка газопровода, когда равновесие давления с обеих сторон клапана восстанавливается, пружина возвращает запорный элемент в первоначальное открытое состояние. Клапаны «Газ-стоп» имеют два варианта исполнения запорного органа: полностью герметичные, требующие подачи давления в отремонтированный участок для открытия запорного элемента и с отверстием для небольшой утечки газа, позволяющие самостоятельно выравнивать давление в системе после ремонта.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Укажите правильное условное обозначение трубы по ГОСТ Р 50838-95:
1. Труба ПЭ80 ГАЗ SDR 11 - 63x5,8 ГОСТ Р 50838-95.
2. PEHD 63 SDR 17,6-160x9,1 ГОСТ Р 50838-95.
3. ПЭ80 SDR 17,6-160x9,1-ГАЗ
Правильный ответ: 1.

Какова должна быть глубина клеймения заводской маркировки на трубах номинальной толщиной стенки до 6,8 мм включительно?
1. Не более 0,7 мм.
2. Не более 0,5 мм.
3. Не более 0,3 мм.
Правильный ответ: 3.

Что считается партией труб?
1. Количество труб одного размера (одного номинального наружного диаметра и номинальной толщины стенки), изготовленных из сырья одной марки или партии на одной технологической линии и сопровождаемых одним документом о качестве.
2. Количество труб, связанных в единый пакет и имеющих один сопроводительный документ.
3. Количество труб одного типоразмера (одного номинального наружного диаметра, номинальной толщины стенки и длины), выпущенных в течение одного месяца.
Правильный ответ: 1.

Укажите гарантийный срок хранения отечественных соединительных деталей с закладными электронагревателями?
1. 6 месяцев со дня изготовления.
2. 2 года со дня изготовления.
3. 3 года со дня изготовления.
Правильный ответ: 2.

Укажите размер партии для отечественных фитингов с закладными электронагревателями:
1. Любое количество, сопровождаемое документом о качестве.
2. Не более 2000 шт.
3. Не более 1000 шт.
Правильный ответ: 3.

Клапаны «Газ-Стоп» начали практически применяться в странах Западной Европы с 1993 г. при давлении до 0,4 МПа и показали себя надежным элементом безопасности городских газовых сетей.

Выпуском клапанов занимаются фирмы «BEGAS» (Австрия), «Friatec» (Германия), «Banides & Debeaurain» (Франция), «Plasson» (Израиль) и др.

При строительстве полиэтиленовых газопроводов широко применяют сигнальную полиэтиленовую ленту желтого цвета с несмываемой надписью «ГАЗ» по ТУ 2245-028-00203536-96 или другого типа. Главное предназначение сигнальных лент состоит в предупреждении о наличии на данном участке нижерасположенного трубопровода и, соответственно, в предотвращении возможных повреждений труб при проведении земляных работ. Лучшими качествами с точки зрения долговечности обладают полиэтиленовые ленты с толщиной не менее 200 мкм. Для этих же целей служит детекционные ленты, обеспечивающие, кроме того, обнаружение газопровода с поверхности земли. Такие ленты бывают двух типов: металлизированные и с встроенным проводом-спутником. Металлизированные ленты (например, типа «Л 100 x 0,1 x 250 мм» ООО «Fusa-Plast»), имеют между двумя слоями полиэтиленовой пленки непрерывную алюминиевую фольгу, которая обеспечивает обнаружение ленты и находящегося под ней газопровода с поверхности земли по отраженному сигналу металлоискателя. Лента с проводом-спутником (например, типа «ЛСГ» ООО НПО «Протэкт»), требует вывода концов провода на поверхность земли под защитное устройство.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Как могут быть нанесены на корпус муфт с закладными электронагревателями указания предприятия-изготовителя по основным параметрам их сварки?
1. С помощью цифр с размерностью, наносимых в процессе литья.
2. С помощью штрихкода, прикрепляемого к наружной поверхности муфт.
3. С помощью обоих вышеперечисленных способов.
Правильный ответ: 3.

1.4. Требования к качеству труб и соединительных деталей из полиэтилена

Требования к исходному качеству труб и деталей, в основном и определяющие надежность и долговечность работы газопроводов, установлены ГОСТ Р 50838-95 «Трубы из полиэтилена для газопроводов»

и соответствующими техническими условиями на соединительные детали. Основные положения ГОСТ гармонизированы с требованиями международного стандарта ISO 13447, применимого для систем газораспределения. Для определения соответствия качества труб и деталей требованиям стандартов проводят приемо-сдаточные и периодические испытания. Периодические испытания проводятся изготовителем с целью подтверждения всех регламентированных показателей продукции техническим требованиям. Поскольку периодичность испытаний по каждому из контролируемых показателей устанавливается индивидуально, периодические испытания оказываются рассредоточенными по времени. *Отбор образцов труб для испытаний проводят равномерно в течение производства*[1].

ГОСТ Р 50838-95 регламентирует проведение периодических испытаний образцов труб по десяти методикам (тестам), для каждой из которых установлены необходимые критерии оценки. При испытании соединительных деталей используют пять – семь критериев оценки. *Для проведения испытаний... выбирают по одному типовому представителю из каждой группы труб по номинальному наружному диаметру: группа 1 – 75 мм и менее, группа 2 – от 90 до 200 мм, группа 3 – 225 мм и более. Результаты испытаний распространяются на всю группу диаметров с любым стандартным размерным отношением SDR*[1]. Трубы и детали должны соответствовать характеристикам по внешнему виду поверхности и размерам, изменению длины после прогрева (для деталей – изменение внешнего вида после прогрева), стойкости к постоянному внутреннему давлению при температуре 20 и 80 °С и термостабильности, указанным в стандартах на данный вид изделий. Для труб дополнительно определяют относительное удлинение, стойкость к газовым составляющим, стойкость к медленному и быстрому распространению трещин. У соединительных деталей с закладным нагревателем испытаниям дополнительно подвергают полученные с их помощью сварные соединения.

При получении неудовлетворительных результатов периодических испытаний хотя бы по одному показателю, кроме показателя «стойкость к быстрому распространению трещин», по нему проводят повторные испытания на удвоенной выборке. При получении неудовлетворительных результатов повторных периодических испытаний их переводят в категорию приемо-сдаточных испытаний до получения положительных результатов испытаний по данному показателю. При получении неудовлетворительного результа по показателю «стойкость к быстрому распространению трещин» по маломасштабному методу проводят испытания полномасштабным методом на трубах из сырья той же марки, того же изготовителя. При получении неудовлетворительного результата по полномасштабному методу трубы могут быть использованы на максимальное рабочее давление 0,4 МПа или должны быть испытаны при давлении, расчитанном для меньшего значения МОР[1].

Приемо-сдаточным испытаниям подвергается каждая партия выпускаемой продукции. При приемо-сдаточных испытаниях качество оценивается по трем показателям для труб (внешний вид поверхности, размеры, относительное удлинение при разрыве) и двум-трем – для соединительных деталей (внешний вид поверхности, присоединительные размеры, а для деталей с ЗН дополнительно стойкость к внутреннему давлению при +20 °С), испытания по которым не занимают много времени. *При получении неудовлетворительных результатов* [приемо-сдаточных испытаний труб и соединительных деталей] *хотя бы по одному показателю по нему проводят повторные испытания на удвоенной выборке. При получении неудовлетворительных результатов повторных испытаний партия бракуется*[1,2].

Результаты испытаний (или запись о подтверждении соответствия труб требованиям стандарта) заносятся в документ о качестве (сертификат), сопровождающий каждую партию продукции. В целом возможность применения для газораспределительных сетей труб и соединительных деталей конкретных изготовителей определяется наличием сертификата соответствия Ростехрегулирования и разрешения Ростехнадзора, выдаваемых на основании анализа результатов сертификационных испытаний. Некоторые из приведенных выше и наиболее доступных критериев оценки используются при входном контроле качества труб и деталей, проводимом лабораториями строительно-монтажных организаций.

Внешний вид поверхности определяется на каждой партии труб или деталей. Внешний вид определяют визуально без применения увеличительных приборов путем сравнения отобранных для контроля труб или деталей с контрольным (эталонным) образцом, согласованным с одним из центров Ростехрегулирования, проводившим сертификационные испытания труб. Объем выборки составляет 5 проб для труб и 5 % (но не менее 20 шт.) – для соединительных деталей.

По требованиям ГОСТ Р 50838-95 *трубы должны иметь гладкие наружную и внутреннюю поверхности. Допускаются незначительные продольные полосы и волнистость, не выводящие толщину стенки труб за пределы допускаемых отклонений. На наружной, внутренней и торцевой поверхностях труб не допускаются пузыри, трещины, раковины и посторонние включения. Цвет труб – желтый (оттенки не регламентируются) или черный с желтыми продольными маркировочными полосами в количестве не менее трех, равномерно распределенных по окружности трубы. Допускается по согласованию с потребителем изготовление труб без желтых полос*[1].

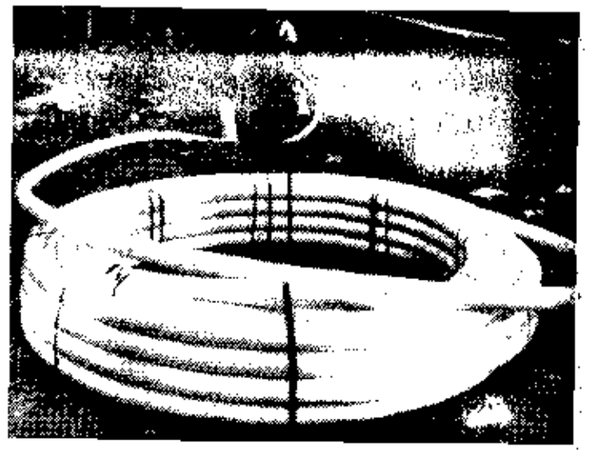


Рисунок 16. Длинномерные трубы, смотанные в бухты

Требованиями технических условий на соединительные детали регламентируется отсутствие на их внутренних и наружных поверхностях *трещин, вздутий и других повреждений, ухудшающих эксплуатационные свойства. На наружной поверхности допускаются следы от формующего инструмента, следы механической обработки и холодных стыков. Цвет деталей – черный или желтый*[2].

Глубину тиснения маркировочных надписей определяют индикатором часового типа по ГОСТ 577-68 с ценой деления 0,01 мм.

Контроль за размерами. Сохранение заданных размеров труб и деталей характеризует стабильность процесса их изготовления и контролируется на каждой партии продукции. На хорошо отлаженном технологическом оборудовании отклонения от толщины стенки и диаметра не превышают 0,2 и 0,5 мм соответственно. Контроль ведется путем измерения среднего наружного или внутреннего диаметра, толщины стенки и овальности, а для труб – дополнительно их длины. *Каждый из замеров не должен выходить за пределы допускаемых отклонений*[2]. Для определения размеров и овальности используют стандартные измерительные инструменты (штангенциркуль ГОСТ 166-80, микрометры типов МТ и МК ГОСТ 6507-78, нутромер индикаторный ГОСТ 868-82 с погрешностями не более 0,01 мм, рулетка по ГОСТ 7502-98), а также специальные шаблоны.

Как и в предыдущем случае, количество отбираемых для измерений труб должно быть не менее 5 шт. Количество отбираемых деталей – не менее 10 шт. Размеры определяют после кондиционирования отобранных образцов при температуре (23 ± 5) °С в течение не менее 2 ч. Длину труб мерной длины определяют рулеткой, длинномерных труб – делением значения массы бухты на значение расчетной массы 1 м трубы или по показаниям счетчика метража, установленного на экструзионной линии.

Размеры (диаметр и толщина стенки) и овальность труб и деталей должны соответствовать требованиям нормативно-технической документации на данный вид изделий, приведенным в главе 1.3. Контроль за длиной соединительных деталей проводят только при освоении их производства.

Проверку среднего наружного диаметра труб проводят на каждой из труб на расстоянии не менее 150 мм от торцов в одном сечении измерением периметра трубы с погрешностью не более 0,1 мм и делением на 3,142. Допускается определять средний наружный диаметр штангенциркулем или микрометром как среднее арифметическое измерений в двух взаимно перпендикулярных направлениях не менее чем в шести точках, равномерно расположенных по периметру отобранного образца на расстоянии не менее 10 мм от торца.

Для соединительных деталей без закладного нагревателя (ТУ 6-19-359-97, ТУ2248-001-18425183-01) проверку величины наружного присоединительного диаметра детали проводят на расстоянии 5 мм от торца для деталей с короткими хвостовиками и 15 ± 5 мм – с удлиненными хвостовиками. Измерения проводят штангенциркулем, вычисляя среднее арифметическое максимального и минимального диаметров, замеренных в одном сечении.

Для соединительных деталей с закладным нагревателем типа муфты (ТУ 2248-033-00203536-96) или переходника внутренний диаметр вычисляют как среднее арифметическое из результатов измерений максимального и минимального диаметров, полученных в двух взаимно перпендикулярных направлениях в середине зоны сварки, ограниченной крайними витками спирали закладного нагревателя. Измерения проводят нутромером индикаторным по ГОСТ 868-82.

Для седловых отводов с закладным нагревателем (ТУ 2248-031-00203536-96) контролируют величину присоединительного диаметра седлового основания с помощью проходного и непроходного калибров-шаблонов на наличие зазора в зоне сварки. При вдвигании до упора проходного калибра-шаблона внутрь посадочной поверхности корпуса соединительной детали или накладки не должен наблюдаться видимый зазор в центральной зоне (рисунок 17а). При аналогичном вдвигании непроходного калибра не должен наблюдаться видимый зазор в боковых зонах (рисунок 17б).

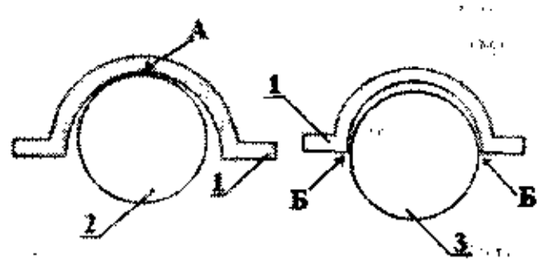
Величину среднего наружного диаметра хвостовика корпуса отвода (седелки) определяют как среднее арифметическое из результатов измерений максимального и минимального диаметров в одном сечении, расположенном на расстоянии (20 ± 5) мм от торца хвостовика.

Толщину стенки измеряют микрометром у труб и соединительных деталей без закладного нагревателя и у хвостовиков седловых отводов с погрешностью не более 0,01 мм в четырех равномерно распределенных по окружности точках (с последующим округлением до ± 0,1 мм):

– у труб и деталей с удлиненными хвостовиками – на каждом присоединительном конце на расстоянии не менее 10 мм (для деталей – 10 ± 3 мм) от торца;

– у хвостовиков седловых отводов – на расстоянии 10 мм от торца;

– у деталей с короткими хвостовиками – на каждом присоединительном конце на расстоянии 3–5 мм от торца.



а б

1 – контролируемая деталь; 2 – проходной калибр-шаблон; 3 – непроходной калибр-шаблон.
а – центральная зона, б – боковая зона

Рисунок 17. Схема контроля присоединительного диаметра основания седлового отвода калибрами-шаблонами

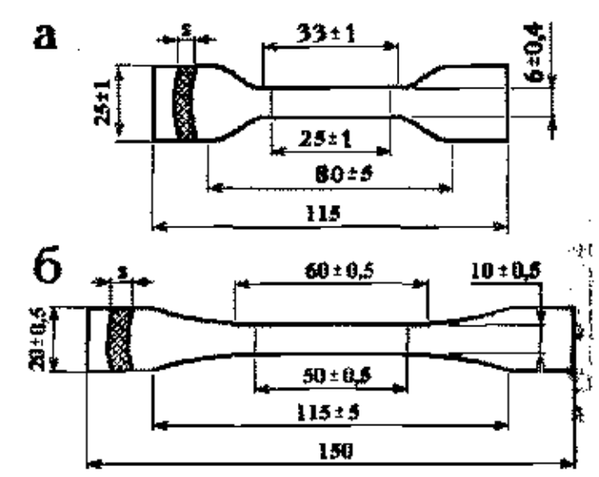
Овальность диаметров труб и соединительных деталей определяют как разность максимального и минимального значений диаметров, измеренных в одном сечении. Полученное значение округляют до 0,1 мм.

Относительное удлинение при разрыве определяют при испытании образцов труб на осевое растяжение по ГОСТ 11262-80* с учетом дополнительных требований ГОСТ Р 50838-95.

Результаты этих испытаний характеризуют в первую очередь пластичность материала труб. Испытания проводят на разрывных машинах, обеспечивающих погрешность измерения не более 1 % от измеряемой величины. Величина относительного удлинения должна быть не менее 350%. От каждой партии труб отбирается 5 проб, причем из каждой пробы изготавливают один образец.

Для испытаний подготавливают стандартные образцы – лопатки типа 1 или 2 по ГОСТ 11262-80. Количество образцов – не менее 5 шт. Образцы изготавливают фрезированием при помощи специального копира (для труб с любой толщиной стенки) или вырубают штампом – просечкой (при номинальной толщине стенки труб до 12 мм включительно). *При разногласиях образцы изготавливаются механической обработкой*[1]. Скорость вращения фрезы назначают исходя из ее диаметра (400–1500 об./мин при диаметре фрезы 20 мм и 50–200 об./мин при диаметре 150 мм), скорость подачи должно обеспечивать требуемое качество поверхности. Образцы при фрезеровании охлаждают водой или воздухом. Толщина изготавливаемых образцов соответствует толщине стенки труб. В зависимости от номинальной толщины стенки труб нормами установлены тип образцов и определенные скорости перемещения зажимов разрывной машины, которые приведены в таблице 36.

Перед испытаниями на образцах маркерным карандашом отмечают геометрический центр и проводят линии, отмечающие начальную расчетную длину (базу) образцов (L_o = 25 или 50 мм) (рисунок 18). Концы образцов закрепляют в зажимах



s – толщина образца, соответствующая толщине стенки трубы. Размеры в мм.

Рисунок 18. Форма и размеры образцов по ГОСТ 11262-80:
а – тип 1, б – тип 2

разрывной машины таким образом, чтобы исключить их проскальзывание во время испытаний. Испытания проводят при температуре окружающего воздуха 23 ± 2 °С. Перед испытаниями образцы выдерживают (кондиционируют) при данной температуре в течение не менее 2 часов.

Растяжение проводят до тех пор, пока образовавшаяся «шейка» образца (типичное сужение, появляющееся после достижения предела текучести) не выйдет с обеих сторон образца за пределы отмеченной базы. После этого испытания прекращают и замеряют приращение расчетной длины образца ($\Delta L_p = L_p - L_o$). Удлинение замеряют с помощью масштабной линейки с ценой деления не более 1,0 мм. Величину относительного удлинения находят по формуле: $\varepsilon p = (\Delta L_p / L_o) \times 100$ %. За *результат испытания принимают минимальное значение относительного удлинения при разрыве*[1]. ГОСТ 11262-80 допускает определять удлинение образцов и по изменению расстояния между зажимами. В этом случае величину приращения расчетной длины образца определяют по формуле: $\Delta L_p = L_a - L_{экв}$, где L_a – изменение расстояния между зажимами, $L_{экв}$ – эквивалентная длина образца. Согласно ГОСТ Р 50838-95 эквивалентную длину $L_{экв}$ принимают равной 33 мм для образцов типа 1 и 60 мм – для образцов типа 2.

Таблица 36. Требования к проведению испытаний на осевое растяжение

Номинальная толщина стенки трубы, s, мм	Тип образца лопатки по ГОСТ 11262-80	Способ изготовления	Скорость испытания, мм/мин.
s < 5	1	Вырубка штампом-просечкой или механическая обработка	100
5 ≤ s ≤ 12	2	Вырубка штампом-просечкой или механическая обработка	50
s > 12	2	Механическая обработка	25

Испытания на осевое растяжение позволяют также зафиксировать предел текучести при растяжении ($\sigma_т$), который является нормируемым показателем качества исходного полиэтиленового сырья и контролируется изготовителями трубных марок полиэтилена. Предел текучести, т.е. кратковременное напряжение, которое может выдержать образец до появления необратимых деформаций рассчитывают по формуле: $\sigma_т = F/A_o$. Перед испытаниями замеряют толщину и ширину образцов. Замеры снимают с

погрешностью не более 0,01 мм в трех местах: в середине и на расстоянии 5 мм от меток. Из полученных значений вычисляют средние арифметические величины, по которым вычисляют начальное поперечное сечение A_o. При растяжении образцов фиксируется максимальное значение достигнутой нагрузки (F).

Стойкость при постоянном внутреннем давлении. Испытания по данному методу (методика ГОСТ Р 50838-95, ТУ на детали и ГОСТ 24157-80) проводятся для подтверждения исходных характеристик выпущенных труб и деталей заданным показателям по длительной прочности. Критериями длительной прочности изделий, находящихся при эксплуатации под действием постоянного внутреннего давления, служат кольцевые (тангенциальные) напряжения, которые труба или деталь должны выдерживать при определенных значениях температуры и времени. Контрольные значения требуемых напряжений для температур испытаний +20 °С и +80 °С получают на основе кривых длительной прочности различных марок полиэтилена. Объем выборки для испытаний – 1–3 пробы для труб и не менее 3 шт. для соединительных деталей.

Таблица 37. Величина напряжений в стенке труб $\sigma_т$ (МПа) в зависимости от температуры и времени испытаний

Температура испытаний, °С	ПЭ80			ПЭ100		
	100 ч	165 ч	1000 ч	100 ч	165 ч	1000 ч
20	10,0	–	–	12,4	–	–
80	–	4,6	4,0	–	5,5	5,0

Для испытаний труб изготавливают образцы длиной не менее 3 De (но не менее 250 мм) + 2Hз для труб De ≤ 315 мм и 1000 мм + 2Hз для труб De ≥ 315 мм (где Hз – глубина посадки заглушки, мм). Соединительные детали перед испытаниями свариваются с отрезками труб соответствующего типоразмера по ГОСТ Р 50838-95. Длину отрезков труб принимают из такого расчета, чтобы расстояние от сварного шва до зажима на конце трубы составляло как минимум один номинальный диаметр трубы. Для муфт с ЗН длина отрезков труб должна составлять 200–300 мм в зависимости от диаметра труб, для седловых отводов – не менее 100 мм от торца седлового основания до края зажима на конце трубы. Образцы герметизируют с двух сторон заглушками, после чего наполняют водой и помещают в водяную ванну с соответствующей температурой. Затем образцы нагружают внутренним давлением для создания в стенке труб напряжения (σ), величина ко-

торого зависит от температуры и времени испытания (таблица 37). На каждое начальное напряжение в стенке труб подготавливают по три образца.

Величину необходимого давления (P) рассчитывают по формуле: $P = (\sigma_r \cdot 2\, s_{min}) / (De - s_{min})$, где s_{min} – минимальная толщина стенки образца, полученная при измерении, мм. Испытания проводят до достижения заданного времени или до разрушения образца. Отсутствие разрушений образцов труб за заданный промежуток времени является подтверждением их соответствия требуемой марке полиэтилена.

Таблица 38. Величина давления в образцах соединительных деталей SDR 11 P (МПа) в зависимости от температуры и времени испытаний

Температура испытаний, °С	ПЭ80			ПЭ100		
	100 ч	165 ч	1000 ч	100 ч	165 ч	1000 ч
20	2,0	–	–	2,48	–	–
80	–	0,92	0,80	–	1,10	1,00

Для соединительных деталей всех видов отечественными техническими условиями вместо напряжения в стенке трубы предусмотрены конкретные величины испытательных давлений (таблица 38).

Стойкость к медленному распространению трещин. Возможное наличие механических дефектов на поверхности труб провоцирует медленный рост трещин, приводящий в конечном итоге к хрупкому разрушению труб. В реальных условиях строительства трубопроводов практически невозможно избежать появления царапин или точечных повреждений на наружной поверхности полиэтиленовых труб. Протяженные царапины чаще всего возникают при проведении погрузо-разгрузочных работ, перемещении труб во время строительства, укладке в траншею и других подобных операциях. Причиной локальных повреждений могут быть камни и другие твердые предметы, оказывающие на определенные участки труб постоянное концентрированное давление. В условиях напряженного состояния материала труб имеющиеся царапины и точечные повреждения могут явится причиной начала процесса медленного распространения трещин (Slow Crack

Рисунок 19. Трубный образец после испытаний на стойкость к медленному распространению трещин

Growth – SCG) и дальнейшего разрушения трубопровода. Проводимые испытания на стойкость к медленному распространению трещин (методика ГОСТ Р 50838-95 и ГОСТ 24157-80) позволяют оценить сопротивляемость материала к таким дефектам и характеризуют его длительную эксплуатационную прочность.

Испытания проводят выборочно (не реже 1 раза в 12 мес.) на одном диаметре труб от каждой группы. Объем выборки – 1 проба. Для ускорения развития трещин на трубных образцах перед испытаниями делают надрез V-образной формы, в устье которого под действием внутреннего давления происходит концентрация напряжений, инициирующая рост трещин (рисунок 19). Глубину надреза ($s_н$) рассчитывают как разность между значениями средней толщины стенки конкретного трубного образца ($s_{ср}$) и необходимой остаточной толщиной стенки ($s_{ост}$), приведенной в ГОСТ Р 50838-95: $s_н = s_{ср} - s_{ост}$. Длина надреза должна соответствовать номинальному наружному диаметру трубы ± 1 мм.

Испытания проводят в гидростенде при температуре +80 °С и начальном напряжении в стенке труб 4,0 МПа для ПЭ80 и 4,6 МПа для ПЭ100. Образцы выдерживают при этих параметрах в течение не менее 165 ч., после чего извлекают из гидростенда, разрезают в поперечном направлении и замеряют фактическую глубину первоначального V-образного надреза, а также глубину, на которую распространилась трещина относительно устья надреза (при сравнительных испытаниях труб из различных марок полиэтилена). Положительным результатом испытаний считается достижение контрольного времени в 165 ч без признаков разрушения образца, т.е. когда глубина распространения трещины не достигла внутренней поверхности трубы.

Стойкость к быстрому распространению трещин (БРТ). Данный вид испытаний проводится на одном диаметре труб от групп 2 и 3, т.е. имеющих толщину стенки более 5 мм. Испытания проводятся выборочно (не реже 1 раза в 12 месяцев) на 2–3 пробах труб в соответствии с методиками ГОСТ Р 50838-95 и ГОСТ 24157-80.

Испытания на стойкость к быстрому распространению трещин обусловлены тем, что трубы в процессе эксплуатации могут подвергнуться воздействию удара от землеройной техники или хрупкому разрушению стыковых соединений плохого качества. Способность пластмассовых труб сопротивляться механическим воздействиям ограничена, и это может привести к серьезным последствиям, если транспортируемый газ воспламенится. Удар, проходящий сквозь стенку трубы, также

создает возможность распространения продольной трещины, особенно если труба работает при максимальном для нее рабочем давлении. Трещина может распространяться по трубе на расстояние в несколько десятков метров, фактически расщепляя ее и вызывая большую утечку транспортируемой среды. При этом трещина может распространяться до тех пор, пока какое-либо препятствие, как, например, переход или отвод не сможет поглотить ее энергию и задержать распространение. Стыковые сварные соединения практически не оказывают сопротивления при быстром распространении трещины. Трещина проходит прямо через сварное соединение, как будто его не существует. Трещина может задерживаться, если сам материал труб достаточно устойчив к ее распространению, и эта устойчивость подтверждена соответствующими испытаниями. В настоящее время результаты испытаний на БРТ являются одним из показателей, определяющих рабочее давление в трубах.

Рисунок 20. Разрушение труб при их полномасштабных испытаниях на БРТ (по материалам фирмы «BG Technology»)

Существуют две методики данного вида испытаний: полномасштабная и маломасштабная. Полномасштабный метод проводится на трубах реальной длины (не менее 14 м) в специально подготовленных каналах, оснащенных системой воздушного термостатирования. С одной стороны испытываемой трубы находится ударный механизм (пневмопушка), с другой – стальной ресивер, имеющий длину и объем соответственно в два и три раза больше длины и объема испытываемой трубы. Для инициирования трещины на трубе в месте удара фрезеруется канавка глубиной 0,8 от номинальной толщины стенки трубы и длиной около 0,5 м. Испытательное оборудование позволяет создавать в трубах необходимое давление, а так же охлаждать трубу и поддерживать ее температуру по всей длине в пределах 0 ± 1,5 °С, так как возможность быстрого

роста трещины сильно возрастает при низких температурах. Охлажденные трубы кондиционируют в течение 6–16 часов.

Испытываемые трубы (2 пробы) подвергают удару режущего лезвия, прикрепленного к пневмопушке и наносящего удар, достаточный для сквозного пробития стенки трубы в месте прорезанной канавки. Перед ударом трубу в зоне инициирования трещины охлаждают до температуры минус 60 °С, используя для этого смесь твердой двуокиси углерода (сухого льда) и незамерзающей жидкости. Нанесенный удар инициирует развитие трещины. Меняя давление в трубе, определяют ту его величину, при которой не происходит полного разрушения трубы (рисунок 21). Считается, что распространение трещины остановлено, если самая длинная трещина не превышает 90 % от длины испытуемой трубы, а разрушающее давление составило не менее МОР х 1,5. Недостатком данного способа является высокая стоимость испытаний, поэтому он используется крайне редко – в основном при получении неудовлетворительных результатов испытаний по маломасштабному методу, а также при исследовательских работах.

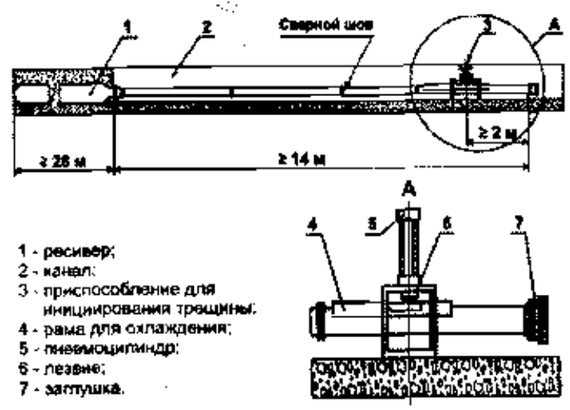


Рисунок 21. Схема установки для испытания труб на БРТ полномасштабным методом

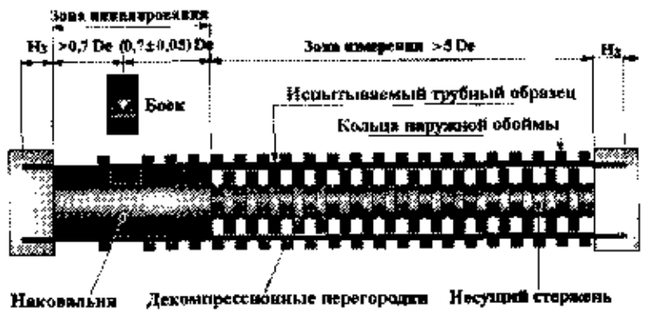


Рисунок 22. Схема установки для маломасштабного метода испытаний труб на быстрое распространение трещин

Маломасштабный метод предусматривает использование трубных образцов (3 пробы)

длиной не менее 6,4 De + 2Нз (Нз – длина заглушки). Трубные образцы помещают в испытательную установку, состоящую из внутреннего несущего стержня с декомпрессионными перегородками и наковальней, наружной обоймы в виде колец, допускающей свободное расширение трубы от внутреннего давления и одновременно ограничивающей радиальное расширение во время разрушений, ударного механизма с бойком для нанесения проникающего удара по телу трубы. Перед испытаниями установку с закрепленным образцом кондиционируют при температуре 0–2 °С в течение 3–16 ч в зависимости от толщины стенки, после чего нагружают внутренним давлением азота или воздуха и наносят удар бойком со скоростью (15 ± 5) м/с. Если трещина не инициируется на внутреннюю поверхность образцов, в зоне инициирования бритвой наносят надрез глубиной 1–2 мм.

Создавая различные давления воздуха, получают величину «критического давления» (Ркр). Образование трещин длиной более 4,7 De характеризует начало быстрого распространения трещин. На основании критического давления Ркр, выше которого распространение трещины имеет протяженный характер, определяют максимальное рабочее давление, которое может выдержать газопровод: МОР ≤ 2,4 · (Ркр+ 0,072), или Ркр ≥ (МОР / 2,4) – 0,072.

Изменение после прогрева. Данный показатель косвенно характеризует уровень внутренних остаточных напряжений в трубах и деталях, которые неизбежно возникают в процессе их изготовления и могут сохраняться в течение длительного времени, снижая показатели их прочностных характеристик. Для труб определяют изменение их длины после прогрева, для деталей – изменение внешнего вида. Для деталей с закладными электронагревателями тест на изменение внешнего вида после прогрева не проводят. Испытания проводят один раз в один – два года.

При испытании труб на образцах в виде отрезков длиной 300 ± 20 мм (методика ГОСТ 27078-86) наносят три линии, параллельные оси образца, на каждой из которых делают метки на расстоянии не менее 100 мм друг от друга. Расстояния между метками тщательно замеряют, после чего образцы помещают в ванну с термостатирующей жидкостью или термошкаф с воздушной средой, имеющих температуру (110 ± 2) °С. Образцы выдерживаются при данной температуре от 15 до 240 минут в зависимости от толщины стенки труб (деталей) и среды, в которой они находятся (жидкость или воздух). После выдержки образцы извлекают, кондиционируют и снова замеряют расстояния между метками. Разница

в измерениях не выше 3 % будет свидетельствовать о стабильности технологического процесса изготовления труб.

При испытании деталей их выдерживают в сушильном шкафу при температуре (110 ± 5) °С в течение 60 минут. После этого детали извлекают из сушильного шкафа, охлаждают и замеряют глубину образовавшихся трещин, которая не должна превышать 50 % толщины стенки детали.

Стойкость к газовым составляющим. Испытания проводят на трубах De 32 SDR 11 для определения воздействия ароматических и алифатических углеводородов на материал труб, находящихся в напряженном состоянии. Периодичность испытаний – не реже 1 раза в 3 года. Перед испытаниями образцы заполняют смесью из н-декана (50 %) и триметилбензола (50 %) и выдерживают на воздухе без давления в течение 1500 ч. Количество необходимых для испытания образцов составляет 3 шт.

После выдержки трубные образцы подвергают испытаниям на стойкость при постоянном внутреннем давлении с той разницей, что напряжение в стенке труб должно составлять для любой марки полиэтилена 2,0 МПа, а время выдержки при +80 °С не менее 20 ч.

Термостабильность труб и деталей. Определение термостабильности проводится для подтверждения, что в процессе тепловой переработки полиэтиленового сырья в изделия не произошли процессы термической или термоокислительной деструкции. Образцы в количестве не менее 4 шт. (по 2 образца из двух проб) для труб и 5 шт. для деталей с ЗН (от одной пробы) представляют собой небольшие кусочки полиэтилена произвольной формы массой (15 ± 0,5) мг. Для соединительных деталей без закладного электронагревателя показатель термостабильности не определяется. Определение термостабильности проводится

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Всегда ли полиэтиленовые трубы для газопроводов должны иметь маркировочные полосы?
1. Всегда, в количестве не менее двух;
2. Всегда, в количестве не менее четырех;
3. Допускается изготовление труб без маркировочных полос по согласованию с потребителем.
Правильный ответ: 3.

На какие группы разбит типоразмерный ряд газопроводных труб для выбора типового представителя при проведении их заводских испытаний?
1. На две: менее 110 мм; более 110 мм;
2. На три: менее 75 мм; от 90 до 200 мм; 225 мм и более;
3. На пять: менее 40 мм; от 50 до 90 мм; от 110 мм до 160 мм; более 180 мм.
Правильный ответ: 2.

Следует ли определять предел текучести полиэтиленовых труб при их испытании на соответствие требованиям ГОСТ Р 50838-95?
1. Следует обязательно;
2. Не следует;
3. Показатель является факультативным и определяется по требованию заказчика.
Правильный ответ: 2.

С какой погрешностью допускается определять средний наружный диаметр труб при проведении их контроля качества?
1. Не более 0,01 мм;
2. Не более 0,1 мм;
3. Не более 0,5 мм.
Правильный ответ: 1.

методом дифференциального термического анализа (ДТА) на термическом анализаторе или сканирующем калориметре. Показатель термостабильности должен составлять не менее 20 мин при температуре испытываемого образца 200 °С. Определение термостабильности труб проводят на одном диаметре труб от каждой группы 1 раз в 12 месяцев, деталей с ЗН – только при изменении марки полиэтилена.

Стойкость сварного шва к отдиру и отрыву. Соединительные детали с закладными нагревателями испытывают на стойкость сварного шва к отдиру при сплющивании (для муфт) и отрыву (для седловых отводов) по методикам, изложенным в главе 7.4. Перед испытанием детали свариваются с патрубками труб соответствующего типоразмера по ГОСТ Р 50838-95.

Кроме вышеперечисленных тестов для муфт с закладным нагревателем дополнительно определяется стойкость сварного шва к осевой нагрузке. Для этого внутрь сваренного при помощи муфты образца подают давление воздуха (5 ± 0,5) КПа, и прикладывают осевую растягивающую нагрузку. Герметичность образца должна сохраняться до достижения образцом предела текучести.

Испытания соединений «полиэтилен – сталь». При контроле неразъемных соединений осуществляют пооперационный контроль в процессе их изготовления, последующий внешний осмотр и пневматические испытания. При внешнем осмотре проверяют отсутствие на поверхности труб гофров, измеряют угол излома оси соединений (должен составлять не более 5°) и длину зоны контакта полиэтилена со сталью (должна быть не менее 0,8 De). Часть неразъемных соединений из каждой партии испытывают воздухом на прочность и герметичность соответственно: 0,6 МПа (1 час) и 0,3 МПа (24 часа) для соединений, рассчитанных на давление до 0,3 МПа; 0,75 МПа (1 час) и 0,6 МПа (24 часа) для соединений, рассчитанных на давление до 0,6 МПа (нормы давления соответствуют требованиям ранее действовавшего СНиП 3.05.02-88). Результаты испытаний заносят в паспорт (сертификат) на изделие.

Испытания шаровых кранов. Для данного типа деталей помимо испытаний на стойкость к внутреннему давлению и визуально-измерительного контроля проводят испытания на изгиб с приложением по центру крана усилия от 3000 до 6000 Н в зависимости от типоразмера крана.

1.5. Трубы из композитных материалов на основе полимеров

Распределительные полиэтиленовые газопроводы, в соответствии с действующими ПБ 12-529-03 и СНиП 42-01-2002, рассчитаны на транспортирование газа под давлением не выше 0,6 МПа. Изменение № 3 к ГОСТ Р 50838-95, введенное в действие с 01.01.2005 г. и установившее значение минимально допустимого коэффициента запаса прочности С ≥ 2,0 позволило перейти к проектированию и строительству газопроводов с максимальным рабочим давлением 1,0–1,2 МПа (трубы ПЭ100 SDR11 и ПЭ100 SDR9 соответственно), хотя такие газопроводы только начинают свое распространение. Протяженность высоконапорных газопроводов в нашей стране к 2006 г. не намного превысила 100 км.

При интенсификации развития газотранспортных коммуникаций, связанной с необходимостью удовлетворения реальных потребностей в газе различных регионов России, в т.ч. отдаленных районов Сибири и Дальнего Востока, требуется транспортировать газ под более высоким давлением, по крайней мере 2,0 МПа. Повысить давление в газопроводах из неметаллических материалов, учитывая при этом требования промышленной безопасности, можно, действуя в трех направлениях:

– увеличивая толщину стенки полиэтиленовых труб и сохраняя коэффициент запаса прочности;

– применяя трубы с большим значением минимальной длительной прочности MRS;

– применяя трубы из новых композитных материалов на основе термо- и реактопластов.

В первом случае возрастают материалоемкость труб и их стоимость. Для полиэтиленовых труб из ПЭ100 с показателем SDR 7,4 максимальное рабочее давление газа может составить 1,56 МПа при коэффициенте запаса прочности С равном 2,0. Таким образом данное решение не может являться приемлемым, поскольку резкого увеличения пропускной способности труб добиться не удается: несмотря на рост рабочего давления в 1,3 раза (с 1,2 до 1,56 МПа) происходит уменьшение внутреннего диаметра труб в 1,2 раза. Более высокое давление при меньшей толщине стенки труб можно получить, если последние будут изготовлены из полиэтилена с MRS 12,5 МПа и более, первые марки которого начали появляться в настоящее время. Однако, как уже было упомянуто

выше, значение MRS 12,5 пока достигнуто только за счет использования технологий сшивки полиэтилена, а это серьезно затрудняет сварку труб плавлением. Трубные марки термопластичного ПЭ 125 пока не разработаны.

Третье направление можно реализовать, используя появившиеся на отечественном рынке трубы из композитных материалов:

– бипластмассовые, основу которых составляет полиэтиленовая труба из PEHD, обеспечивающая газонепроницаемость, а внешняя сплошная оболочка изготовлена из стеклопластика;

– из термопластов с различными видами армирования, упрочняющими полиэтиленовую основу труб из ПЭ80 или ПЭ100.

Основными преимуществами композитных труб являются повышенная прочность, приближающаяся в некоторых случаях к прочности металлических труб при сохранении стойкости к электрохимической коррозии, присущей полимерным трубам. Интенсивные исследования по возможности применения композитных труб в сфере газораспределения ведутся как в нашей стране, так и в странах Западной Европы и, прежде всего в Германии.

Все эти трубы, независимо от того, какое название им дает изготовитель, можно объединить в группу труб из композитных материалов, т.е. выполненных из комбинации нескольких (как минимум двух) материалов. Применение труб из композитов на сегодня наиболее технически обосновано в трубопроводных сетях повышенного давления.

Возможность повысить давление в газопроводе – один из факторов, влияющих на экономическую эффективность использования в газоснабжении труб из композитных материалов, которая пока четко не определена. Трубы из этих материалов могут быть востребованы при прокладке газопроводов в особых климатических и грунтовых условиях, поскольку даже при рабочем давлении 4,0 МПа они имеют коэффициент запаса прочности, равный 3 и более. При давлениях до 1,2 МПа более экономично и безопасно использование обычных труб из ПЭ80 и ПЭ100, поскольку к ним полностью применима общая совокупность требований, гарантирующая качество строительства, отработанная для газопроводов давлением до 0,6 МПа. Технология соединения таких труб также не вызывает вопросов.

Композитные полимерные трубы состоят из внутренней полиэтиленовой основы, обеспечивающей герметичность, и армирующих элементов, придающих трубам необходимую прочность. Для защиты армирующих элементов поверх них чаще всего наносится еще один, внешний полиэтиленовый слой. Конструктивно армирующие элементы могут выполняться в виде сетчатого каркаса из металлической проволоки, сплошной или сетчатой оплетки из перекрещивающихся синтетических нитей – полиамидных, арамидных, полиэфирных, многослойной оплетки с промежуточными полиэтиленовыми слоями, сплошного покрытия из стеклопластика, металлического ленточного покрытия, ленточной оплетки нитями из стекла или базальта и т.п. Армирующие элементы воспринимают на себя большую часть нагрузки от внутреннего давления, при этом внешний (защитный) слой полиэтилена нагружен очень слабо – в пределах 10–20 %.

Армирование позволяет резко повысить прочностные свойства труб без увеличения толщины их стенки. Благодаря армированию трубы могут выдерживать достаточно большие давления – от 2,0 до 10 МПа при прогнозируемом сроке службы от 20 до 50 лет. Трубы, как правило, изготавливаются из ПЭ80 и ПЭ100 в отрезках мерной длины или длинномерными. Наружные диаметры труб в большинстве случаев соответствуют диаметрам стандартных труб по ГОСТ Р 50838-95. Для тепловых сетей в качестве основы используют сшитый полиэтилен (например, PEX-a в трубах «Изопрофлекс-А» Московского завода «АНД Газтрубпласт»).

Основные области применения композитных труб в настоящее время – промысловые нефте- и газопроводы систем сбора и транспорта продукции нефтяных скважин, технологические трубопроводы для перекачки коррозионных сред (минерализованной пластовой воды высокого давления, солей, кислот, щелочей), стоков промышленной канализации нефтяной, газовой и химической промышленности, другие высоконагруженные трубопроводы. В то же время в технических условиях на трубы предусмотрена

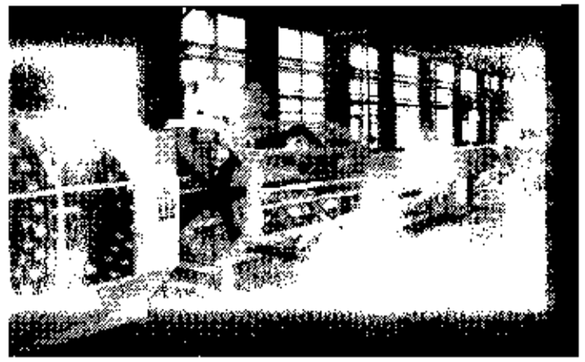


Рисунок 23. Экструзионная линия по выпуску труб, армированных синтетическими нитями

возможность их применение и для целей газоснабжения. В этом случае в качестве сырья используются газовые марки PEHD желтого цвета.

Некоторые технические характеристики труб из композитных материалов, выпускаемых отечественными заводами, приведены в таблице 39. Трубы с покрытием из стеклопластика и с армированием полиэфирными нитями уже нашли практическое, хотя и локальное применение в газоснабжении, а остальные предлагаются разработчиками для газопроводных сетей в экспериментальном порядке.

Многослойная структура труб требует, чтобы их торец был надежно защищен от транспортируемой среды. В противном случае под действием давления возможно попадание транспортируемой среды внутрь стенки через капилляры армирующего слоя с последующим ее расслоением и разрушением. Для герметизации торца трубы выполняют специальные мероприятия – к торцам труб приваривают полиэтиленовые законцовки, используя для этого сварку трением или детали с закладными нагревателями. В последнем случае детали с ЗН представляют собой сварочные гильзы, привариваемые изнутри к полиэтиленовой оболочке труб. В зависимости от конструкции своих концевых частей трубы могут соединяться на фланцах, на резьбе, стыковой сваркой, а также стыковой сваркой с последующим усилением сварного шва стандартной муфтой с закладным нагревателем. Дальнейший монтаж трубопроводов мало чем отличается от монтажа обычных полиэтиленовых труб.

Наиболее перспективны трубы, армированные мягкими каркасами на основе высокопрочных полимерных нитей – полиэфирных или арамидных, относящихся к классу термопластичных материалов. Внутренний слой таких труб представляет собой трубу из ПЭ80 или ПЭ100, затем идет оплетка из полимерных нитей или лент, третий слой – защитное покрытие из экструдированного полиэтилена. При соединении сначала используется сварка нагретым инструментом встык, затем поверх наваривается муфта с ЗН, которая также может иметь армирование. Трубы с мягкими каркасами наряду с высокой прочностью сохраняют свойственную полиэтилену гибкость, благодаря чему поставку труб диаметром до 160 мм можно осуществлять в бухтах.

Лучшие результаты достигаются при сплошном армировании стенки трубы арамидным волокном (кевларом). Трубы при +20 °С могут выдерживать давление до 5,0 МПа в течение 50 лет. Однако в случае сплошного армирования при эксплуатации могут возникнуть определенные проблемы. Поскольку полиэтилен все же обладает небольшой

газопроницаемостью, между волоконной оплеткой и внутренним полиэтиленовым слоем будет возникать определенное давление, которое постепенно может привести к отслоению армирующей оболочки.

Таблица 39. Технические характеристики труб из композитных материалов

Изготовитель труб	Особенности конструкции	Наружный диаметр, мм	Рабочее давление транспортируемой среды, МПа	Коэффициент запаса прочности	Способ поставки	Прогнозируемый срок службы, лет
Трубы с покрытием из стеклопластика (бипластмассовые) трубы						
ЗАО «НПП Композит-нефть»	Стеклопластик нанесен на полиэтиленовую трубу через слой севиленовой прослойки	75–150 150–200 200–300	до 10 до 10 до 4	более 3	Отрезки длиной 6,5–9,5 м	Не менее 25
Гибкие высоконапорные полимерно-металлические трубы						
ЗАО «Омскводпром»	Двухслойный силовой каркас из стальных лент с клейкой ПВХ-прослойкой и внешней полиэтиленовой оболочкой	50; 60; 75; 100; 150	до 4	более 3	Намотка на барабаны, укладка бухтой (длина от 150 до 300 м)	Более 20
Полиэтиленовые трубы, армированные полимерными нитями						
ОАО «Запсибгазпром»	Армирование лентами из полиэфирных или арамидных нитей	100–300	4-10	более 3	Отрезки длиной до 12 м	25–50
ООО «Технология композитов»	Сетчатое армирование арамидными или полиэфирными нитями методом оплетки	63–160	до 4	более 3	Отрезки длиной до 12 м, укладка бухтой	25–50
АНД «Газтрубпласт»	Сетчатое армирование синтетическими нитями (полиэфирная, арамидная) методом оплетки	75–250	до 4	–	Отрезки длиной до 13 м, при диаметре до 160 мм укладка бухтой	Не менее 25
Полиэтиленовые трубы, армированные стальным сетчатым каркасом (металлопластовые)						
ООО «Мепос»	Сетчатое армирование металлической проволокой	95; 110; 140	до 4	более 3	Отрезки длиной 6,5–11,5 м	Не менее 50
ПМПИ ООО «Кавказтрансгаз»	Сетчатое армирование металлической проволокой	140; 200	до 4	более 3	Отрезки длиной до 10,5 м	Не менее 40

В большинстве конструкций труб ограничиваются сетчатой оплеткой с Х-образным или Ж-образным перекрестием армирующих нитей, образующих свободные от армирования ячейки. Величина рабочего давления зависит от параметров армирующего слоя – толщины нитей, их прочностных характеристик, количества армирующих слоев. Армирование с применением высокопрочных арамидных нитей позволяет трубам выдерживать давление до 4,0 МПа. Армирование с применением менее прочных нитей из полиэфира ограничивает максимальное рабочее давление значением 2,0 МПа. Ниже приведены особенности конструкций некоторых композитных труб. На некоторые из них имеются разрешения Ростехнадзора на применение в системах транспорта газа.

Трубы со сплошным стеклопластиковым покрытием изготавливают по ТУ 2296-001-35206028-96. Они состоят из трех слоев: внутреннего (полиэтилен низкого давления), наружного (стеклопластик) и соединительной клеящей пленки из севилена марки Б. При производстве полиэтиленовую трубу покрывают севиленовой пленкой, а на нее наматывают стеклоровинг, пропитанный эпоксидным связующим. Стеклопластиковая оболочка придает трубам большую жесткость и прочность, что позволяет выпускать трубы с относительно тонкой стенкой. В то же время стеклопластик имеет и существенный недостаток – гигроскопичность и влагопоглащение (0,2–0,8 %), что снижает работоспособность труб, особенно при прокладке в районах с колебаниями температуры в отрицательном диапазоне (замерзание воды в материале труб приводит к постепенному его разрушению).

Основное назначение труб со сплошным стеклопластиковым покрытием – транспортирование водогазонефтяных эмульсий и сточных вод нефтепромыслов. В этой области используют композитные трубы диаметром 75–200 мм с давлением транспортируемой среды до 10 МПа и диаметром 200–300 мм с давлением до 4 МПа. Трубы выпускают в виде отрезков длиной от 6,5 до 9,5 м (в зависимости от диаметра). В качестве соединительных деталей производят стеклопластиковые тройники и комбинированные переходники, а также концевые элементы для фланцевого соединения.

Трубопроводы с покрытием из стеклопластика строят наземные и подземные в соответствии с требованиями РД 01-001-01 «Применение стеклопластиковых комбинированных труб в нефтегазовом комплексе ОАО «Лукойл». Монтаж ведется при температуре окружающей среды от –15 до +45 °С. Внутренние полиэтиленовые трубы соединяются сварной встык, а зазор между стеклопластиковыми оболочками заполняется стеклянным ровингом, пропитанным эпоксидным компаундом, или прокладками в виде полуколец.

Гибкие высоконапорные полимерно-металлические трубы (ГПМТ) диаметром 50, 60, 75, 100, 150 мм выпускают по ТУ 39-0147016-56-95 (производитель труб – ЗАО «Омскводпром»). Используют для транспортирования высокоагрессивных нефтепромысловых, химических и других сред под давлением до 4 МПа. Они имеют следующие конструктивные элементы: внутреннюю герметизирующую оболочку из полиэтиленовой или пропиленовой трубы; силовой каркас из двух противоположно направленных спиралей стальных лент, расположенных под определенным углом; промежуточную технологическую прослойку из клейкой ПВХ-ленты; внешнюю защитную оболочку из экструдированного полиэтилена.

Полиэтиленовые трубы, армированные арамидными или полиэфирными нитями выпускаются по ТУ 2248-001-55038886-01 «Полиэтиленовые армированные трубы высокого давления для транспортировки природного газа, нефти и нефтепродуктов, питьевой воды». Выпуском труб занимаются два предприятия: ООО «Технология композитов» (г. Пермь), ЗАО «Армотекс», ФГУП «Приборостроительный завод» (г. Трехгорный Челябинской обл.). Техническими условиями предусмотрен выпуск труб диаметром 63, 90, 110, 125, 140 и 160 мм, которые представляют собой монолитную конструкцию, состоящую из чередующихся слоев полиэтилена и силовых армирующих слоев в виде спирально-перекрестной намотки полиэфирных нитей, формирующих ячеистую сетку. Трубы могут иметь один или два армирующих слоя, выполненных из полиэфирных или арамидных нитей. В зависимости от характеристик армирующего слоя предусмотрен выпуск труб трех серий: А – применяются арамидные нити «Армос» линейной плотностью 600 мг/м (600 текс); Б – используются арамидные нити СВМ линейной плотностью 1000 мг/м (1000 текс); В – употребляются крученые полиэфирные нити линейной плотностью 338 или 454 мг/м (338 или 454 текс). Разрушающее внутренне давление может составлять от 8,0 до 26,0 МПа в зависимости от серии труб и их диаметра. Трубы диаметром до 110 мм включительно выпускают длинномерными, их протяженность зависит от величины поставляемых бобин с армирующими нитями. В настоящее время для целей газоснабжения на давление 1,2 МПа предлагаются трубы серии «В», характеристики которых приведены в таблице 40.

Таблица 40. Технические характеристики труб по ТУ 2248-001-55038886-01

Наименование трубы	Средний наружный диаметр трубы Dн, мм		Толщина стенки трубы, мм		Овальность труб, мм		Масса, кг
	номин. знач.	пред. откл.	номин. знач.	пред. откл.	В отрезках	В бухтах	
ТГ-63-В	63	+0,6	7,5	+1,0	1,5	3,8	1,23
ТГ-90-В	90	+0,9	10,6	+1,4	1,8	5,4	2,49
ТГ-110-В	110	+1,0	13,0	+1,7	2,2	6,6	3,72
ТГ-125-В	125	+1,2	14,7	+1,9	2,5	–	4,78
ТГ-140-В	140	+1,3	16,5	+2,1	2,8	–	6,02
ТГ-160-В	160	+1,5	19,0	+2,4	3,2	–	7,91

Пример условного обозначения трубы с наружным диаметром 140 мм, предназначенной для транспортировки газа, серии В: «**Труба ТГ-140-В ТУ 2248-001-55038886-01**».

Для труб предусмотрен выпуск соединительных деталей: переходов на сталь, тройников, отводов (45° и 90°) и переходов. Детали представляют собой комбинацию стандартных полиэтиленовых фитингов (тройников, отводов и т.д.) с наваренными концами из армированных труб и усиленных поверх сплошным стекловолоконным покрытием.

Таблица 41. Технические характеристики труб по ТУ 2248-058-00203536-99

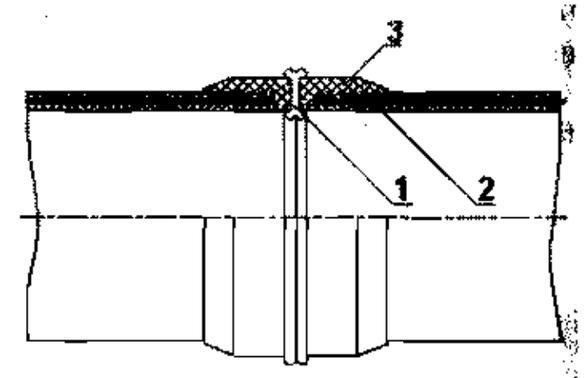
Наименование трубы	Средний наружный диаметр трубы Dн, мм		Внутренний диаметр трубы, мм		Характеристики армирующих слоев		Масса, кг
	номин. знач.	пред. откл.	номин. знач.	пред. откл.	Толщина нити, текс	Кол-во слоев	
ТАМ 140/107-22 ТАМ 140/107-30	140	+2,0 +0,5	107	–2,0	1032 1376	1	6,5 6,7
ТАМ 150/107-42 ТАМ 150/107-55	150	+2,0 +0,5	107	–2,0	1032 1376	2	9,2 9,3
ТАМ 180/147-17 ТАМ 180/147-22	180	+2,0 +1,0	147	–2,2	1032 1376	1	8,8 8,9
ТАМ 190/147-33 ТАМ 190/147-42	190	+2,0 +1,0	147	–2,2	1032 1376	2	12,0 12,2
ТАМ 245/203-24 ТАМ 245/203-33	245	+2,0 +1,0	203	–2,5	1032 1376	2	16,3 16,6
ТАМ 300/250-27	300	+2,0 +1,0	250	–2,7	1376	1	23,1
ТАМ 350/300-24	350	+2,0 +1,0	300	–3,0	1376	1	27,4

Выпуск **полиэтиленовых труб, армированных арамидными и полиэфирными нитями,** предусмотрен двумя техническими условиями: ТУ 2248-068-00203536-2000 «Трубы полиэтиленовые, армированные полиэфирными нитями» и ТУ 2248-058-00203536-99 «Трубы армированные многослойные». Трубы изготавливаются заводом «Запсибгазаппарат», г. Тюмень (ОАО «Запсибгазпром»). Особенностями данных труб является использование ленточного силового каркаса, полученного спеканием арамидных или полиэфирных нитей с полиэтиленом высокого давления. Представляют собой монолитную конструкцию, состоящую из внутренней трубы ПЭ80, среднего ленточного слоя и внешнего защитного покрытия из ПЭ80. При изготовлении конструкции на предварительно разогретуя внутреннюю полиэтиленовую трубу под углом 55° в двух направлениях наматывают спекшуюся ленту из арамидных или полиэфирных нитей, а затем наносят внешний полиэтиленовый слой.

Условное обозначение труб состоит из сокращенного наименования трубы (армированные многослойные ТАМ или армированные нитями ТАН), вида трубы, типа трубы (номинальные наружный и внутренний диаметры, минимальное разрушающее давление), формы обработки концов и номера технических условий. Пример условного обозначения трубы по ТУ 2248-058-00203536-99, предназначенной для транспортировки природного газа, номинальным наружным диаметром 190 мм, номинальным внутренним диаметром 147 мм, минимальным разрушающим давлением 42 МПа с гладкими концами под сварку: «**ТАМ ГАЗ 190/147 – 42 С ТУ 2248-058-00203536-99**».

Для целей газоснабжения наиболее перспективны трубы «ТАМ», характеристики которых приведены в таблице 41.

Поставка труб осуществляется в прямых отрезках длиной от 5 до 12 м с кратностью 0,5 м. Композитные трубы с арамидными нитями характеризуются довольно высокими прочностными по-



1 – сварной стыковой шов; 2 – армированная труба; 3 – торцевая законцовка

Рисунок 24. Сварное соединение армированных труб

казателями (предел текучести 21,4 МПа, прочности 39,8 МПа), но низкой пластичностью, обусловленной характеристиками армирующих нитей – арамид при высокой прочности имеет относительное удлинение около 1,5–2,0 %.

Полиэтиленовые трубы, армированные стальным сетчатым сварным каркасом (металлопластовые), предназначены для газопроводов высокого давления (до 1,2 МПа), изготавливают по ТУ 2248-022-03321549-97, ТУ 2248-003054112451-2002 и ТУ 2248-011-04864447-2001. Предприятиями ООО «Мепос» и ЗАО «Полимак», г. Екатеринбург, цеха металлопластовых и полиэтиленовых изделий (ЦМПИ) филиала ООО «Кавказтрансгаз», АНК «Башнефть», г. Уфа и др. в промышленном масштабе выпускаются трубы на давление 1,6–4,0 МПа диаметром 89, 95, 115, 132, 140, 160, 200 и 225 мм, с толщиной стенки от 10 до 12,5 мм и длиной от 2,5 до 11,5 м. Трубы имеют прочность в 3–4 раза выше, чем обычные неармированные.

Конструктивно трубы представляют собой полиэтиленовую трубу, в которую погружен жесткий сварной армирующий каркас. Толщина слоя ПЭ в стенке трубы, прилегающей к каркасу, составляет около 3,0 мм. Оформление концов труб производится приваркой торцевых законцовок, герметично закрывающих выходы армирующего каркаса. Приварка законцовок производится сваркой трением после экструзии труб и литья законцовок. Толщина слоя полиэтилена от края каркаса до торца законцовок составляет не менее 12 мм, что обеспечивает возможность стыковой сварки, а также соединения при помощи металлических накидных фланцев.

Размеры проволочного каркаса труб по ТУ 2248-011-04864447-01 приведены в таблице 42. Размеры труб указаны в таблице 42а.

Таблица 42. Размеры проволочного каркаса труб по ТУ 2248-011-04864447-01

Наименование трубы	Диаметр проволоки, мм		Число продольных проволок, штук (при шаге 8 мм)	Шаг навивки проволоки, не более, мм	
	продольной	поперечной		продольный	поперечный
ТПА-140	3,0	3,0	45	8	8
ТПА-200	3,0	3,0	72	8	8

Таблица 42а. Размеры труб по ТУ 2248-011-04864447-01

Наименование трубы	Средний наружный диаметр трубы, мм Dн		Толщина стенки трубы, мм		Овальн. трубы и торцевых законцовок	Размеры торцевых законцовок, мм Dт		
	номин. знач.	пред. откл.	номин. знач.	пред. откл.		наруж. диам.	пред. откл.	длина общая, L
ТПА-140	140	+1,0 −0,5	12,0	+1,0 −0,5	+2,8	160	+0,7	90±2
ТПА-200	200	+1,5 −0,5	12,0	+1,4 −0,5	+5,4	230	+1,0	70±2

Пример условного обозначения металлопластовой трубы из полиэтилена 80, номинальным диаметром 200 мм для транспортировки газа, соединяемой с одной стороны сваркой встык, с другой – фланцем: «**Труба ТПА-200 (СВ+Ф) ПЭ80 ГАЗ ТУ 2248-011-04864447-01**».

Трубы подобного типа применяются наиболее длительно – с 1977 года. Например, на технологических скважинах добычи урана эксплуатируется более 1500 км труб ТПА, на выкидных линиях и нефтесборе нефтяных месторождений – около 2500 км.

Несмотря на положительный в целом опыт эксплуатации композитных труб следует отметить, что для них на сегодня практически отсутствуют систематизированные данные по опыту эксплуатации в трубопроводах высокого давления, недостаточно изучены процессы газожидкостной микропроницаемости стенки трубы (приводящей к коррозионному разрушению стальной арматуры по механизму щелевой коррозии или расслаиванию полимерных слоев), не существует единых отработанных и научно обоснованных методик по определению работоспособности и долговечности. Так, для труб, армированных высокопрочными синтетическими нитями используется методика расчета НПО «Пластик»

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Какие материалы называются композиционными?
1. Полимеры, содержащие антиоксиданты и стабилизаторы.
2. Полимеры, полученные при одновременной полимеризации нескольких видов мономерных веществ.
3. Искусственные материалы, состоящие из полимера и армирующих элементов.
Правильный ответ: 3.

Назовите основное преимущество армированных полиэтиленовых труб перед полиэтиленовыми трубами:
1. Достаточная гибкость для выпуска труб в виде бухт.
2. Возможность транспортирования природного газа давлением свыше 1,2 МПа.
3. Коррозионная стойкость.
Правильный ответ: 2.

Назовите возможные армирующие материалы для полиэтиленовых труб:
1. Слоистое стекло, алюминиевая пудра.
2. Арамидные нити, стекловолокно, стальная лента или сетка.
3. Все материалы, перечисленные выше.
Правильный ответ: 1.

или изложенная в ГОСТ Р 50838-95. Расчет рабочего давления транспортируемой среды для трубопроводов из полиэтиленовых труб, армированных арамидной нитью, осуществляется по методике, предложенной изготовителем (ОАО «Запсибгазпром»). Для расчета труб, армированных стальным сетчатым каркасом, используется упругая модель трехслойной толстостенной трубы, при котором каркас моделируется сплошным цилиндрическим слоем посередине слоя полиэтилена. В настоящее время рассматривается вопрос об использовании для оценки работоспособности армированных труб технической спецификации ISO DTS 18226 «Армированные трубопроводы из термопластов для горючих газов».

В то же время приведенные в таблицах технические характеристики труб из композитных материалов свидетельствуют о том, что в основном указанные способы армирования обеспечивают безопасную эксплуатацию при давлении в газопроводе до 4 МПа и коэффициенте запаса прочности не менее 3. На предварительном этапе экспериментального строительства композитные трубы вполне приемлемы для распределительных газопроводов высокого давления.

1.6. Использование полимерных труб для внутренних систем газоснабжения зданий

В соответствии с Правилами безопасности систем газораспределения и газопотребления ПБ 12-529-03 внутренние газопроводы производственных, жилых и общественных зданий (далее – внутридомовые газопроводы) являются элементом общей сети газопотребления. Надежность и долговечность материалов, из которых изготовлены трубы и фитинги, в значительной степени определяют уровень безопасной эксплуатации систем жизнеобеспечения, а их стоимость, наряду со стоимостью монтажа газопроводов, является важнейшей составной частью капитальных вложений в газификацию того или иного здания.

Согласно экспертных оценок, в нашей стране протяженность внутридомовых коммуникаций: газопроводов, водопроводов, канализационных и тепловых сетей – превышает 17 млн км, в т.ч. порядка 2,5 млн км газопроводов. В большинстве стран для газификации зданий традиционно используются исключительно металлические трубы, хотя широкое использование более долговечных полимерных и металлополимерных труб для других целей (отопление, горячее и холодное водоснабжение) как за рубежом, так и в России, является серьезным поводом для поиска технических решений, позволяющих максимально унифицировать номенклатуру материалов для внутридомовых инженерных коммуникаций.

В некоторых странах, таких как Австралия, Франция, Португалия, Германия, для внутренних газовых коммуникаций достаточно долго используются трубопроводы из меди. Несмотря на то, что медь выгодно отличается от других металлических материалов необыкновенно долгим сроком службы, не нужно забывать, что это очень дорогостоящий материал, а трубопроводы из него достаточно трудоемки при монтаже. Поэтому не удивительно, что в последние годы появились сведения о двухлетнем опыте использовании в той же Германии и Нидерландах труб на основе полимеров для внутридомовой транспортировки газа. Есть сообщения, что и в нашей стране трубы из полимеров иногда используют для внутриквартирной разводки газа в домах индивидуальной постройки (коттеджах) в нарушение существующих правил, поскольку согласно СНиП 42-01-2002 (п. 7.3) внутренние газопроводы следует выполнять только из металлических труб. В связи с этим и для Российской Федерации несомненно важным вопросом представляется рассмотрение возможности использования полимерных труб для внутренних систем газоснабжения зданий и нормативно-правовое обеспечение этого процесса.

Желание заменять металлические трубы на полимерные вполне понятно. Про высокую стоимость медных труб мы уже упоминали. Трубы из наиболее распространенного материала – стали, – несмотря на их высокую механическую прочность, не лишены общего для них недостатка – склонности к коррозионным повреждениям. Даже для внутренних стальных газопроводов, прокладываемых наружно, не исключена коррозия вследствие их электрохимического взаимодействия с окружающей средой. Наиболее часто встречаются язвенные поражения внешней поверхности металлических труб в месте их прохождения через строительные конструкции зданий, которые являются следствием увлажнения трубы газопровода и возникновения в этих местах растворов, вызывающих электрохимическую коррозию. Наличие в стенах электрических проводок и металлической арматуры, контактирующей с грунтовой средой, создает поле блуждающих токов, также приводящих к коррозионному воздействию на металл труб.

Полимерные трубы свободны от этого недостатка, поскольку они не способны вступать в электрохимические реакции, вызывающие коррозию у металлов. Они обладают достаточной механической прочностью, практически непроницаемы для газа, морозостойки, гидравлически глад-

ки, легко и быстро монтируются. Поэтому при соблюдении определенных предохранительных мер вполне возможно рассматривать на перспективу использование труб на основе полимеров и прежде всего металлополимерных для систем внутреннего газоснабжения зданий. В то же время полимерные трубы не лишены и известных недостатков, поэтому к их использованию требуется подходить с особой осторожностью.

Внедрение металлополимерных труб во внутридомовые газовые сети должно проводиться на таких условиях, которые позволят обеспечить их безопасную эксплуатацию и исключить, хотя бы теоретически, вероятность возникновения аварийных ситуаций. К сожалению, утечки газа в жилых и общественных зданиях, где установлены миллионы газоиспользующих приборов и проложены тысячи километров труб, происходят достаточно часто. Стоит вспомнить хотя бы взрыв бытового газа на первом этаже жилого четырехэтажного дома во Франции 27 декабря 2004 года, в результате которого погибли 13 человек и 14 получили ранения, или взрыв газа в двухэтажном жилом доме в США в декабре 2005 г. Поэтому ко всем нововведениям в данной области необходимо подходить достаточно осторожно.

Разберем вначале, что же представляют из себя металлополимерные трубы.

В обиходе под наименованием «металлополимерная» или «металлопластиковая» труба понимается труба из сшитого полиэтилена, имеющая встроенную оболочку из алюминиевой фольги. Металлополимерные трубы состоят из пяти слоев: внутреннего полиэтиленового слоя, внутреннего слоя полимерного клея (связывающего между собой внутренний полиэтиленовый слой и алюминиевую фольгу), алюминиевого противодиффузионного слоя, внешнего клеящего слоя (связывающего внешний полиэтиленовый слой и алюминиевую фольгу) и внешнего защитного пластмассового слоя (рисунок 25).

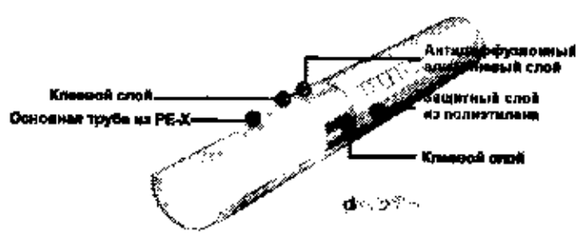


Рисунок 25. Конструкция металлополимерной трубы PEX-AL-PEX

По своим техническим характеристикам металлополимерные трубы, наряду с некоторыми другими полимерными материалами (поперечно сшитым полиэтиленом, полипропиленом, полибутеном, хлорированным поливинилхлоридом), обладают повышенной теплостойкостью, в связи с чем уже давно нашли применение для внутренних и частично наружных систем горячего водоснабжения и отопления зданий. Получившее в последние годы преимущественное использование для санитарно-технических систем металлополимерных труб по сравнению с другими вышеперечисленными трубами объясняется их универсальностью, благодаря которой их можно использовать для холодного и горячего водоснабжения, радиаторного и напольного отопления, в т.ч. в системах децентрализованного отопления зданий.

Поперечно сшитый полиэтилен (СПЭ, PE-X), являющийся основой металлопластиковых труб, изготавливается из полиэтилена высокой плотности PEHD. Требования к СПЭ в нашей стране регламентированы ТУ 2248-039-00284581-99, разработанными НИИ сантехники. Сами трубы выпускаются по ТУ 2248-001-56883425-02 «Трубы напорные металлопластиковые для систем водоснабжения и отопления» и ТУ 2248-036-00203536-97 «Трубы многослойные металлополимерные». В нашей стране выпуск металлополимерных труб и труб из СПЭ налажен на заводах «Фирама Бир Пекс» (Саратов), «АНД-Газтрубпласт» (Москва) и «Корпорация «ТВЭЛ» (С.-Петербург), ООО «МПТ ПластикР», ЗАО «Металлополимер-К» и ЗАО НПП «Маяк-93».

При определении толщин стенок труб слой алюминия правильнее в расчет не принимать, считая, что всю нагрузку принимает на себя внутренняя полимерная труба. И это вполне объяснимо, поскольку из-за различных коэффициентов линейного теплового расширения СПЭ и алюминия, а также резких перепадов давления в условиях эксплуатации может произойти отслоение алюминиевой прослойки. При транспортировке газообразных веществ расслоение труб может происходить вследствие диффузии газов через пластмассу.

Для сшивки полиэтилена используют три способа: пероксидную сшивку (PE-Xa), органосилановую сшивку (PE-Xb) и сшивку облучением электронами (радиационную сшивку, PE-Xc). Пероксидное и силанольное сшивание принято называть химическим сшиванием. Пероксидное сшивание (нагрев в присутствии пероксидов), применяемое в трубном производстве более 30 лет, используют преимущественно при получении труб относительно больших диаметров – свыше 63 и до 500 мм включительно, силанольное (обработка влагой модифицированного силанами PEHD в присутствии катализатора) – для труб малых диаметром

(до 63 мм). Минимально допустимая степень сшивки при производстве труб составляет для PE-Xa – 75 %, PE-Xb – 65 % и PE-Xc – 60 %. Реально можно добиться и большего процента сшивки, например при радиационном способе за счет многократного воздействия облучения степень сшивки можно увеличить до 80 %, однако это в свою очередь удорожает процесс производства.

В результате сшивки между отдельными макромолекулами полиэтилена появляются дополнительные поперечные химические связи (т.н. «мостики»), и формируется единая пространственная структура – полимерная трехмерная широкоячеистая сетка. Чем больше степень сшивки, тем несколько больше становится показатель их тепловой стойкости. И наоборот – снижение степени сшивки дает меньшую теплостойкость. При сшивке ускоренным потоком электронов получаются трубы, обладающие абсолютной гигиенической безопасностью, в то время как при химическом сшивании с использованием силанольных добавок в транспортируемую среду может выделяться пусть хоть ничтожно малая, но часть вводимых в процессе производства химических реагентов. Последнее обстоятельство может приниматься во внимание при использовании металлополимерных труб в системах подачи питьевой воды, где действуют повышенные требования санитарных норм. При производстве труб PE-Xb могут быть достигнуты более высокие показатели плотности, но при этом трубы обладают несколько меньшей эластичностью по сравнению с PE-Xa и PE-Xc. В целом же, вне зависимости от используемой технологии сшивки получается материал с приблизительно одинаковыми физико-механическими свойствами.

Для внутридомовых газовых коммуникаций, где главным критерием выступают механическая прочность и пожарная безопасность труб, способ сшивки не играет существенной роли. Для внутренних газопроводов вполне могут подойти трубы SDR 7,4 (класса PN 20), т.е. рассчитанные на максимальное давление 20 бар при +20 °С, как обладающие максимальной механической прочностью и более стойкие к механическим повреждениям.

В таблице 43 приведены некоторые технические характеристики металлополимерных труб, используемых в Германии и Нидерландах для целей газоснабжения.

Основная цель сшивки – повысить тепловую стабильность полиэтилена под напряжением. При коэффициенте запаса прочности С = 1,5, принятого для систем горячего водоснабжения, трубы из СПЭ с SDR 7,4 могут в течение 50-летнего срока выдержать температуру 95 °С при давлении до 0,85 МПа, более доступные трубы SDR 11 при тех же параметрах – до 0,54 МПа. В то же время сшивание полиэтилена позволяет повысить показатели длительной прочности материала. Например, фирмой Solvay разработана марка полиэтилена ELTEX TUX 125 (MRS = 12,5 МПа), предназначенная для производства газопроводных труб. Это позволяет получить больший коэффициент запаса прочности при одних и тех же толщинах стенок. При сшивании изменяются и другие свойства полиэтилена: повышается модуль упругости (1250 МПа против 800–1000 МПа у обычного полиэтилена), и предел текучести (26 МПа против 20 МПа), увеличивается стойкость к истиранию и абразивному износу, снижается относительное удлинение (200 % против 600 % и более). В то же время показатель текучести расплава резко падает, а это означает, что материал практически теряет термопластичные свойства и произвести тепловую сварку таких труб становится практически невозможно.

Таблица 43. Характеристики металлополимерных труб

Характеристики	Типоразмер труб, мм				
Наружный диаметр, мм	16	20	26	32	40
Толщина стенки, мм	2,2	2,8	3,0	3,0	3,5
Внутренний диаметр, мм	11,6	14,4	20	26	33
Удельный вес, г/м	128	195	285	393	606
Коэффициент теплового удлинения, мм/(м °С)	0,024				
Шероховатость поверхности, μм	1,5				
Радиус изгиба вручную	5,0 De				
Радиус изгиба трубогибом	3,5 De				

Покрытие из алюминиевой фольги используется прежде всего в качестве противодиффузионного барьера (такие трубы обозначаются как PEX-AL-PEX). Как альтернатива может применяться покрытие из этиленвинилового спирта EVOH. Трубы PEX-AL-PEX имеют относительно небольшой коэффициент линейного теплового расширения по сравнению с трубами из обычного или сшитого ПЭ: 0,0020–0,025 против 0,2 мм/(м °С), т.е. удлинение трубы длиной 50 м при перепаде температур 50 °С составит не более 65 мм. Другое побочное назначение алюминиевого слоя – сохранять изгиб труб при ее монтаже. Толщина альминиевого слоя в зависимости от диаметра трубы обычно составляет от 0,05 до 0,4 мм. Сварка алюминиевой фольги при производстве труб происходит встык с приме-

нением лазерной сварки или сварки вольфрамовым электродом в среде гелия (или аргона и гелия). Для труб малых диаметров, в производстве которых применяют очень тонкую фольгу толщиной 0,05 мм, используют ультразвуковую сварку при наложении слоев внахлест. Наиболее надежной и технологичной считается лазерная сварка, обеспечивающая процесс соединения алюминиевых кромок со скоростью до 35 м/мин.

Отсутствие возможности сварки не является серьезным минусом при использовании труб диаметром до 40–50 мм. Применяемые соединительные детали из латуни или нержавеющей стали лишь не намного увеличивают стоимость монтажа трубопровода (рисунок 26). Только для труб большего диаметра это становится существенной проблемой и именно для таких труб проводятся исследования по возможности их тепловой сварки путем использования «предсшитых» труб, использования рифленых нагревателей, адгезивов и т.п.

Рисунок 26. Соединительная деталь для металлополимерных труб

Как уже было сказано выше, трубы из металлополимера изначально разрабатывались и применяются для внутренних санитарно-технических трубопроводов горячего водоснабжения и отопления с максимальными температурами воды до 75 и 95 °С соответственно. Введены в действие своды правил по данному направлению: СП 40-103-98 «Проектирование и монтаж трубопроводов систем отопления с использованием металлополимерных труб» и СП 40-103-98 «Проектирование и монтаж трубопроводов систем холодного и горячего водоснабжения с использованием металлополимерных труб». Существует также проект территориальных строительных норм ТСН 41-101-2004 «Проектирование и строительство наружных и внутридомовых сетей горячего водоснабжения и водяного отопления из полимерных труб», разработанный ЗАО «Полимергаз».

Несмотря на имеющуюся нормативную базу доля полимерных труб, используемых во вновь вводимых системах внутреннего водоснабжения и отопления, крайне мала и по экспертным оценкам не превышает 6 %.

Их использование ведется в основном при строительстве многоэтажных элитных домов и коттеджей, а также при инженерном оборудовании офисных помещений.

Хотя и относительно небольшой, но имеющийся опыт использования металлополимерных труб в системах водоснабжения и отопления зданий, позволил апробировать ряд важных технических решений, общих для всех внутридомовых инженерных коммуникаций:

– по прохождению пластмассовых трубопроводов через фундаменты, межэтажные перекрытия и стены на этажах зданий;

– определению конструкций наиболее надежных соединений полимерных труб между собой и с трубопроводной арматурой;

– определению ограничений по размещению пластмассовых трубопроводов вблизи источников тепловой энергии;

– способам крепления труб к стенам и перекрытиям зданий.

Имеющиеся данные по причинам разрушения металлополимерных труб показывают, что они в большинстве случаев связаны с превышением допустимых значений рабочего давления и температуры, неправильно принятых решений по компенсации температурных деформаций, применением труб низкого качества, а также с разгерметизацией мест соединения. Понятно, что для внутренних газопроводов в отсутствие повышенных температур и внутреннего давления основной опасностью при эксплуатации будут возможность механических повреждений труб и разгерметизация мест их соединения. К примеру, для соединения труб из СПЭ используют механические соединения с накидной гайкой (разъемные многоразового использования) или с обжимной обечайкой (неразъемные одноразового применения). Опыт использования соединений с накидной гайкой показал, что в процессе эксплуатации может потребоваться их периодическая подтяжка. Напомним, что и по требованию отечественных нормативов *соединения труб* [на внутренних газопроводах] *должны быть неразъемными*[3]. Накопленный опыт может быть с успехом использован и при разработке нормативных требований к прокладке металлополимерных труб для газоснабжения зданий.

В то же время ряд технических решений, рекомендованных для систем водоснабжения, не может быть применим для внутренних газопроводов. Например, это касается преимущественного размещения стояков водоснабжения в коммуникационных каналах и шахтах вместе с другими коммуникациями, что для газопроводов недопустимо.

Опыт применения PE-X в санитарно-технических системах позволил сформулировать основные требования и к их эксплуатации, учитывающие специфические свойства данного полимерного материала:

– поскольку трубопроводы чувствительны к механическим повреждениям, ударам, царапинам их предпочтительно заключать в защитные футляры из гофрированных пластиковых труб;

– к пластмассовым трубам нельзя что-то крепить (например, веревки для белья), оттягивать трубы от стен или прижимать к стенам (например, в результате установки лестниц-стремянок);

– при очистке труб от загрязнений или старой краски запрещается использование открытого пламени, металлических щеток и моющих средств.

Внедрение новых материалов во внутридомовые системы газораспределения должно проходить с соблюдением всех необходимых процедур, включая проведение необходимых исследований и экспериментов. При рассмотрении возможности использования металлопластиковых труб для внутренних газопроводов следует прежде всего обратить внимание на применение дополнительных защитных устройств, обеспечивающих условия безопасной эксплуатации. В этом отношении весьма полезен анализ имеющегося зарубежного опыта.

В Нидерландах использование полимерных труб для внутридомовой прокладки газовых магистралей базируется на национальных нормативах NEN 1078 : 1999 «Определяющие методы для прокладки газовых коммуникаций для дома» и NEN 1010 :1997 «Требования безопасности для коммуникаций». В Германии требования по обеспечению безопасности в газифицируемых домах изложены в нормах DYGW. Нижеприведенные требования во многом основаны на изучении этих стандартов.

И в Германии, и в Нидерландах для прокладки газа используются те же стандартные металлополимерные трубы, что применяются для целей водоснабжения и отопления. Первый опыт эксплуатации полимерных труб в зданиях показал, что при скрытой прокладке имеют место повреждения этих труб в результате сверления стен. Поэтому в нормах NEN предписано выбирать трассу таким образом, чтобы опасность повреждения труб в результате сверления или долбления стен была минимальной. По зарубежным нормам возможна как открытая, так и скрытая прокладка труб в желобах как в стенах, так и в полах. При этом расстояние от трубы или ее защитной оболочки (манжеты) до внешней поверхности должно быть не менее 10 мм для стен и 20 мм для полов.

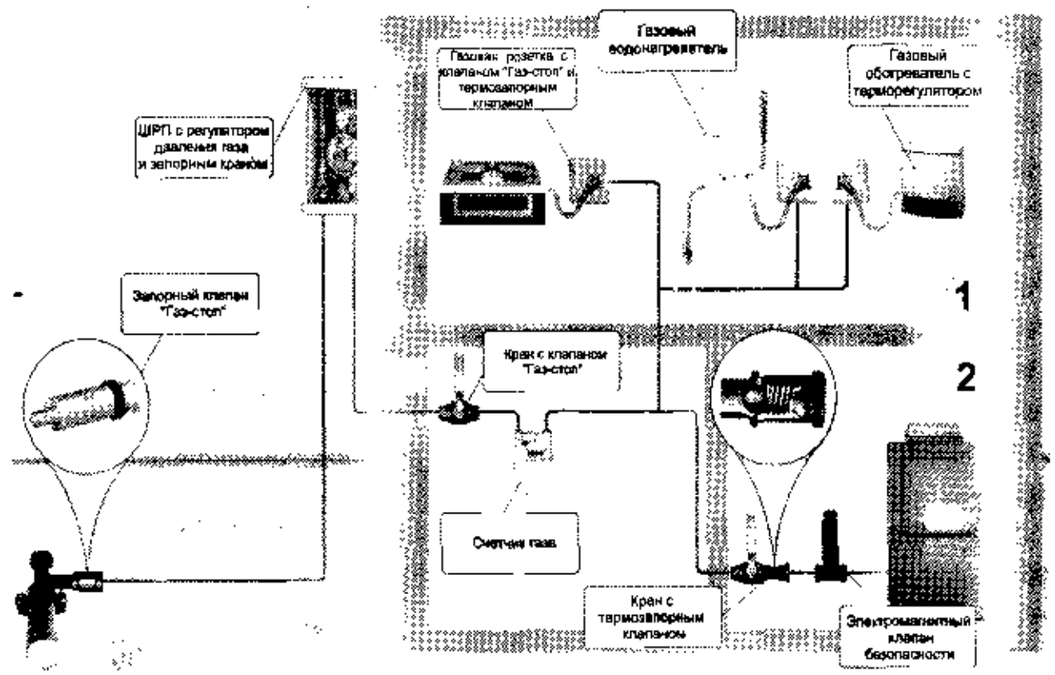
Учитывая, что СПЭ является горючим материалом, применение труб на его основе для внутренних газопроводов возможно при условии выполнения преимущественно скрытой прокладки в штрабах стен. Это в первую очередь касается стояков многоэтажных домов. Внутриквартирная разводка может выполняться как скрыто, так и открыто. При этом скрытая прокладка в полых стенах не допускается. Трубы прокладываются на участках стен, заранее предусмотренных для этой цели, на удалении от других инженерных сетей и таким образом, чтобы трубы не подвергались механическим повреждениям и не испытывали осевых напряжений.

Один из главных критериев, по которым оцениваются новые трубы, это их пожарная безопасность. Проведенные за рубежом испытания по критериям пожарной безопасности показали, что скрытые по слоем штукатурки трубы в течение 30 минут выдерживают без разрушения температуру нагрева 650 °С. Определенную роль в устойчивости труб к действию высоких температур играет встроенная алюминиевая оболочка. На основании проведенных испытаний в Германии и Нидерландах металлополимерные трубы получили пожарный сертификат о возможности их применения для внутридомовых коммуникаций.

Нормами предусматривается разбивка внутридомовой сети на отдельные секции, чтобы в случае возникновения чрезвычайной ситуации была возможность их изоляции. Так, газовые трубы должны быть снабжены аварийными кранами, находящимися в доступных местах: около основного стояка, рядом с входом в каждое здание или в квартиру, если в этой квартире нет собственного отключающего устройства, вблизи входа (внутри) или снаружи отапливаемого помещения. При монтажных работах особое внимание должно уделяться отбраковке труб, имеющих явные дефекты поверхности, видимые невооруженным взглядом. Соединения труб не должны предусматривать съемных элементов, т.е. быть неразъемными.

Рисунок 27. Газовая розетка (разъем), Германия

Внутренние газопроводы снабжаются предохранительными быстросрабатывающими отсечными клапанами «Газ-Стоп», отключающими газовые приборы при недостаточном давлении газа. Клапан автоматически перекрывает поток газа при разгерметизации трубной проводки, установленной за ним. В квартирах такие клапаны должны находиться сразу за ручным отключающим устройством. Предусматривается установка клапанов «Газ-Стоп» и на общем газовом стояке на вводе в дом. Клапанами «Газ-Стоп» оснащаются и газовые розетки (разъемы), предназначенные для настенной установки и подключения к ним при помощи гибких шлангов газоиспользующего оборудования (рисунок 27). Наличие отсечных клапанов значительно повышает безопасность эксплуатации внутридомовых газопроводов, хотя и приводит к некоторому увеличению потерь давления (порядка 2,5 мбар на 1 клапан).



1 – вариант с индивидуальным газопотребляющим оборудованием;
2 – вариант с единым автономным источником теплоснабжения

Рисунок 28. Возможная схема расположения предохранительных запорных клапанов при газоснабжении индивидуального жилого дома

Возможная схема расположения предохранительных клапанов «Газ-Стоп»может выглядеть так, как показано на рисунке 28. Таким образом, применение многоступенчатой системы предохранительных устройств позволяет обеспечить необходимую надежность внутридомовой разводки полимерных труб.

Для обеспечения надежности металлополимерные трубы должны пройти обязательную сертификацию и иметь надежную и легко идентифицируемую маркировку, с тем чтобы не допустить использования низкокачественных труб или контрафактной продукции, которыми сейчас наводнен российский рынок. Для полимерных труб, обладающих относительно небольшими запасами прочности, фальсификация продукции, т.е. ее выпуск с известным товарным знаком, но без соблюдения необходимых технологий, с использованием некачественных материалов и без требуемой проверки качества, приведет к возникновению неприемлемого риска при эксплуатации газовых сетей (рисунок 29). Кроме того, необходимо на практике апробировать технологию прокладки внутренних газопроводов, в т.ч. возможность осуществления соединений металлополимерных труб в условиях отрицательных температур.

Рисунок 29. Виды разрушений металлопластиковых труб:
а – при некачественном клее; б – при качественной технологии склейки

Актуальной проблемой является и нерешенность до последнего времени вопроса технического обслуживания и надзора за эксплуатацией внутридомовых сетей и внутреннего оборудования. На сегодня ответственность за состояние внутриквартирного газового оборудования несет собственник или наниматель жилья, но конкретные требования и ответственность законодательно нигде не закреплены.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Изменение каких физико-механических характеристик и каким образом происходит в результате сшивания полиэтилена?

1. Происходит резкое падение показателя текучести расплава, а показатель длительной прочности возрастает;
2. Снижается значение предела текучести при растяжении, а относительное удлинение возрастает;
3. Происходит резкое возрастание плотности материала, а химическая стойкость снижается.

Правильный ответ: 1.

Для каких целей предназначено покрытие из алюминиевой фольги труб PE-X?

1. Для увеличения длительной прочности труб;
2. Для обеспечения защиты труб от механических повреждений;
3. В качестве противодиффузионного барьера.

Правильный ответ: 3.

В заключение отметим, что прогресс в области замены стальных трубопроводов в системе жизнеобеспечения жилых домов на неметаллические уже вплотную подошел и к газовым коммуникациям. Уже сейчас имеются все возможности по предпринятию организационных шагов, направленных на разработку технических требований к их прокладке, получению требуемых свидетельств и проведению необходимых согласований. Такую работу можно вести в рамках подготовки соответствующих специальных технических регламентов по вопросам газораспределения и национальных стандартов.

FRIATEC

Фирма ФРИАТЕК была основана в 1860 г. В настоящее время Акционерное Общество ФРИАТЕК (FRIATEC AG) подразделяется на три основных комплекса, состоящих из 5 крупных подразделений. Продукция фирмы ФРИАТЕК выпускается на 11 дочерних предприятиях в Германии и других странах мира и предназначена для различных групп потребителей. Основными направлениями деятельности фирмы являются:

- **трубопроводные системы из полимерных материалов;**
- **техническая керамика;**
- **насосы и арматура.**

С февраля 2001 года ФРИАТЕК АГ входит в состав группы *Etex* Plastics, Бельгия, являющейся ведущим крупнейшим мировым производителем строительных систем из полимерных материалов.

Отделение Технические Пластмассы **фирмы ФРИАТЕК АГ** является крупнейшим в мире производителем соединительных элементов с закладной нагревательной спиралью предназначенных для сварки труб из полиэтилена.

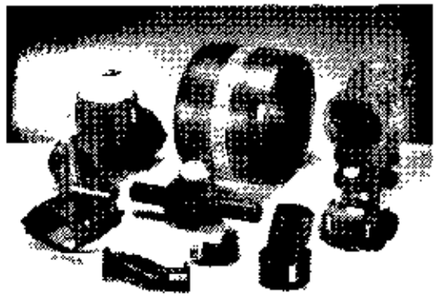
ФИТИНГИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСВАРКИ

Производственная программа Безопасных Фитингов, выпускаемых под маркой **ФРИАЛЕН®** (FRIALEN®), является самой обширной в мире программой поставки фитингов для электросварки. Фитинги **ФРИАЛЕН®** соединяются герметично с осевым силовым замыканием с трубами из ПЭ-ВП с помощью безопасной и надежной сварки **ФРИАЛЕН®**.

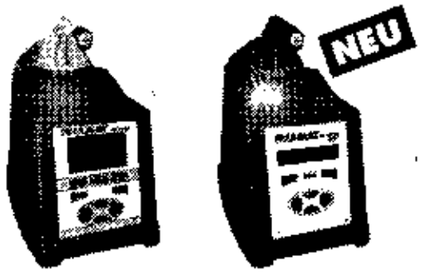
В программе выпуска имеются муфты, фасонные детали, включающие различные типы угловых и тройниковых отводов различных диаметров, редукционные переходы, переходы «металл-полиэтилен» различных типов и назначений, арматура и вентили для врезки под давлением, шаровые краны и многочисленные дополнительные элементы, которые буквально до мелочей продуманы с целью удобства монтажа и безопасности в эксплуатации. Фирма ФРИАТЕК является единственным в мире производителем, выпускающим электросварные муфты диаметром до 800 мм благодаря применению запатентованной технологии изготовления.

Отзывы во всем мире свидетельствуют о широкой известности и о высокой оценке фитингов **ФРИАЛЕН®**. Безопасные Фитинги **ФРИАЛЕН®** экспортируются более чем в 60 стран мира.

FRIATEC



Производственная программа экектросварных фитингов **ФРИАЛЕН®**



Сварочные аппараты семейства **ФРИАМАТ®** (FRIAMAT®) нового поколения

СВАРОЧНЫЕ АППАРАТЫ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Для быстрого и надежного монтажа Безопасных фитингов ФРИАЛЕН® фирма предлагает соответствующие аппараты и инструменты: универсальные сварочные аппараты серии ФРИАМАТ®, пакет программного обеспечения «Фриатрейс» (FRIATRACE), механические ротационные устройства для снятия поверхностного оксидного слоя, скругляющие накладки для труб из ПЭ, пилы для резки труб и другую оснастку.

Для сварки муфт из ПЭ с закладным нагревателем, фирма ФРИАТЕК пускает 4 модели универсальных сварочных аппаратов серии **ФРИАМАТ®**.

Тип аппарата	Диапазон диам. фитингов, мм	Вес, кг	Темп. окруж. среды	Мощность, кВт, (макс).	Диапазон входных напряжений, В	Диапазон частот	Функция протоколирования
FRIAMAT Prime	20-800	11	-20 +50°C	3,5	190–250	44-66	+
FRIAMAT Prime Eco	20-800	19	-20 +50°C	3,6	190–250	44-66	+
FRIAMAT Basic	20-800	11	-20 +50°C	3,5	190–250	44-66	
FRIAMAT Basic Eco	20-800	19	-20 +50°C	3,6	190–250	44-66	

Все сварочные аппараты серии **ФРИАМАТ®** являются универсальными и автоматическими. В штатном режиме ввод параметров сварки производится при помощи считывания штрих-кода. Аппараты также имеют дополнительную функцию ручного ввода данных.

Выдача параметров произведенных сварок из памяти аппарата в форме протокола происходит по выбору пользователя при непосредственном подключении печатающего устройства (любой из стандартных принтеров с параллельным разъемом) к аппарату или с помощью внешнего блока памяти (Memory Box) через компьютер. В последнем случае с помощью

FRIATEC

пакета программного обеспечения "Фриатрейс" данные можно архивировать и обрабатывать требуемым образом.

ОБУЧЕНИЕ И СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Консультации, обучение и сервисное обслуживание на месте в значительной степени содействуют успешной работе. Как часто бывает, предлагаемый сервисный пакет решает в наибольшей степени, насколько комфортабельно и качественно могут быть проведены строительные работы. В предложение **ФРИАЛЕН®** входит широкий сервис, который надежно и постоянно сопровождает инженеров по планированию, снабженцев и строительно-подрядные организации, начиная со стадии проектирования и до завершения выполнения проекта. Наши специалисты охотно проведут обучающие семинары и шеф-монтаж в Вашей организации и на месте строительства.

Кроме обычных консультаций и подробных разъяснений ФРИАТЕК предлагает специальные технологии и услуги по выполнению сложных работ по прокладке полиэтиленовых трубопроводов.

В учебных центрах фирмы, организованных в различных регионах России и стран СНГ, постоянно ведется диалог с заказчиками. Специалисты учебных центров имеют специальную подготовку для проведения наиболее качественного обучения работе с техникой **ФРИАЛЕН®**. Обучение сопровождается практическими занятиями по монтажу и сварке, во время которых мастер по обучению дает многочисленные советы и точно знает, что необходимо, чтобы стать специалистом и постичь все преимущества техники **ФРИАЛЕН®** в самый кратчайший срок.

В настоящее время в России и других странах СНГ развернута сеть авторизированных сервисных станций по гарантийному и постгарантийному обслуживанию сварочных аппаратов **ФРИАМАТ®**. На сервисных станциях также предоставляются услуги по ежегодной поверке и сервисному обслуживанию аппаратов.

Все поставляемые изделия имеют Разрешение на применение для строительства газонефтепродуктопроводов Госгортехнадзора России и Сертификат соответствия ГОССТАНДАРТа России.

Мы будем рады проконсультировать Вас по всем возникшим вопросам.

Адрес представительства в Москве:
ул. Губкина 14, оф. 32/33, 117312 Москва, Россия
Тел: (495) 748 0889; Факс: (495) 748 5339;
http://www.friatec.de http://www.glynwed.ru

Раздел второй. Проектирование газопроводов

2.1. Обеспечение качества проектно-изыскательских работ

Проектированием газораспределительных сетей могут заниматься специализированные организации или специализированные структурные подразделения организаций широкого профиля, способные обеспечить качественно и в установленные сроки разработку проектно-сметной документации. Для этой цели организации должны иметь соответствующее материально-техническое и нормативное обеспечение, а главное – подготовленный и аттестованный персонал, уровень знаний и опыт которого должен соответствовать выполняемой задаче. Немаловажное значение имеет наличие производственных площадей и современных средств обеспечения проектирования. Например, от оснащенности организации средствами компьютерного обеспечения и множительной техники во многом зависят сроки выполнения и графическое качество работ.

Проектно-сметная документация разрабатывается исходя из требований обеспечения безопасной и надежной эксплуатации газораспределительных систем, при этом ее уровень и техническая завершенность во многом определяет технический уровень строительно-монтажных работ и эффективность вложенных инвестиций. Разработчики проектной документации должны рационально разместить газовые сети на выбранной территории, увязав их с расположением зданий, сооружений и технических устройств, установить высотные отметки и координаты оси трубопровода, привести информационно-технические данные для подготовки и производства строительно-монтажных работ.

Несоблюдение нормативных требований, ошибки при разработке проектной документации и проведении инженерных изысканий могут обернуться повышенным риском эксплуатации объекта, материальными потерями, нанесением ущерба окружающей среде. Поэтому, вполне

очевидно, что при определении подрядной проектной организации заказчики обращают внимание не только на стоимость, но и на качество предоставляемых услуг.

Ранее в нашей стране оценкой готовности организаций к разработке проектной документации занимались центры лицензирования Министерства строительства Российской Федерации. С 01.07.2007 г. лицензирование проектной деятельности как вид государственного регулирования предполагается отменить. Отмена лицензирования проектной деятельности связана прежде всего с тем, что цель регулирующего воздействия достигается другими методами (государственная вневедомственная экспертиза проектной документации и экспертиза промышленной безопасности, государственный надзор за сооружением опасных производственных объектов, оценка соответствия при приемке объектов в эксплуатацию), а также действуют рыночные механизмы саморегулирования, дающие возможность подтверждения технической компетенции организаций. Таким образом, в современных условиях отсутствия лицензирования на первое место выходят другие, рыночные способы оценки соответствия предоставляемых услуг.

Чтобы исключить проникновение на рынок некачественных проектов, во всех странах существуют различные способы регулирования этого вида деятельности, такие как оценка соответствия или сертификация предоставляемых услуг, аккредитация организаций, страхование ответственности. Сертификация может проводиться для получения международных сертификатов соответствия серии ISO 9000 и российского аналога ГОСТ Р ИСО 9000, свидетельств федерального значения (например, в области промышленной безопасности), отраслевых свидетельств («Газпромсерт» и др.).

Комплекс международных стандартов **ISO серии 9000** под общим названием **«Системы менеджмента качества»** аккумулирует в себе мировой опыт наиболее успешных компаний. Особенностью стандарта является то, что он предъявляет требования не к качеству продукции или услуг напрямую, а к системе управления предприятием (т.е., к системе менеджмента качества), которая, в свою очередь, обеспечивает предсказуемый и стабильный уровень качества продукции и услуг. В России семейство стандартов ISO 9000 представляет аутентичный текст этих стандартов и обозначено аббревиатурой ГОСТ Р ИСО, последние четыре цифры в конце аббревиатуры обозначают год выпуска стандарта в Российской Федерации:

– ГОСТ Р ИСО 9000:2001 описывает основные положения систем менеджмента качества и устанавливает терминологию для систем менеджмента качества;

– ГОСТ Р ИСО 9001:2001 определяет требования к системам менеджмента качества для тех случаев, когда организации необходимо продемонстрировать свою способность предоставлять продукцию, отвечающую требованиям потребителей и установленным к ней обязательным требованиям, и направлен на повышение удовлетворенности потребителей;

– ГОСТ Р ИСО 9004:2001 содержит рекомендации, рассматривающие как результативность, так и эффективность системы менеджмента качества. Целью этого стандарта является улучшение деятельности организации и удовлетворенность потребителей и других заинтересованных сторон.

Таблица 44. Перечень видов деятельности в области промышленной безопасности для опасных производственных объектов

Разработка проектной документации на строительство, расширение, реконструкцию, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию опасных производственных объектов: объектов газоснабжения, использующих природные и сжиженные углеводородные газы	
1	Схемы газоснабжения областей, краев, республик
2	Газовых распределительных сетей поселений, межпоселковых из стальных труб
3	Газовых распределительных сетей поселений, межпоселковых из полимерных труб
4	Внутренних газопроводов систем газопотребления промышленных и сельскохозяйственных предприятий (в том числе внутриплощадочных газопроводов)
5	Внутренних газовых сетей систем газопотребления ТЭС, ТЭЦ, районных и квартальных котельных
6	Газонаполнительных станций и пунктов сжиженного углеводородного газа
7	Автомобильных газозаправочных станций сжиженного углеводородного газа
8	Резервуарных и групповых баллонных промышленных установок сжиженного углеводородного газа
9	Зданий и сооружений на объектах газопотребления (газораспределения)

Сертификация проводится на соответствие системы менеджмента качества требованиям стандарта ISO 9001:2000 (ГОСТ Р ИСО 9001:2001). В условиях жесткой конкурентной борьбы на отечественном рынке сертификация помогает выжить организациям, обладающим главным конкурентным преимуществом – высоким качеством предоставляемых услуг.

Для проектных организаций, работающих на внутреннем рынке, наиболее целесообразно получение свидетельств об оценке соответствия в области промышленной безопасности, правила проведения которой приняты Ростехнадзором. Эти правила во многом гармонизированы с международными стандартами серии ISO 9000, европейскими нормами серии EN 45000, в т.ч. EN 45004 «Общие критерии функционирования различных видов контролирующих органов». Вопросами оценки соответствия проектных организаций и выдачи соответствующих свидетельств занимаются органы оценки соответствия, называемые инспекционными организациями, аккредитованные в области промышленной безопасности. При оценке соответствия проектных организаций оценивается компетенция организации в целом и квалификация работающего в ней персонала, наличие производственных площадей, технического оснащения и фонда нормативных документов.

Наличие подготовленных и квалифицированных кадров является одним из основных при выполнении любого вида деятельности, а тем более связанных с деятельностью в области промышленной безопасности. Специалисты проектной организации должны не только иметь базовое профессиональное образование, но и проходить периодическое повышение квалификации. Такая практика хорошо отработана во многих зарубежных странах, где лицензирование деятельности часто отсутствует, но в то же время существует система постоянного контроля за профессиональной пригодностью инженерного песонала. Так, в США, Великобритании и Франции существуют государственные регистрационные управления. Здесь экзаменаторы выявляют профессиональную подготовку и опыт работы инженеров и архитекторов. При положительном решении им выдаются соответствующий квалификационный сертификат и личная печать. Для любой проектной фирмы считается неэтичным выполнять заказы и предлагать услуги в области проектирования до тех пор, пока работники фирмы, ответственные за инженерные или архитектурные работы, не пройдут аттестацию и регистрацию. Перерегистрация «сертифицированных» специалистов проводится один раз в два года. Ежегодно публикуется дополнительный

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

В связи с чем связана планируемая отмена лицензирования проектирования газораспределительных сетей?

1. В связи с необходимостью повышения конкуренции на рынке проектных услуг;
2. В связи с отнесением газораспределительных сетей к некатегорированным объектам;
3. В связи с возможностью достижения цели регулирующего воздействия другими методами.

Правильный ответ: 3.

список вновь зарегистрированных инженеров, а полный список издается один раз в пять лет. Сертификат может быть аннулирован в случаях неправильного предоставления сведений в регистрационное управление, а также из-за некачественного выполнения инженерных работ или при нарушении законов деловой этики (попытке перехватить заказ, проверке работы другого инженера без его согласия и т.п.).

При выдаче свидетельства об оценке соответствия в области промышленной безопасности в нем указывается не просто вид деятельности, например «Разработка проектной документации на строительство объектов газоснабжения», но и перечисляются конкретные работы в составе этого вида проектной деятельности (таблица 44). Свидетельство выдается сроком до трех лет, по истечении которого оно может быть продлено.

2.2. Состав проектной документации

Возведение любого строительного объекта проходит путь от возникновения идеи (замысла) до его приемки в эксплуатацию (рисунок 30). На первом этапе этот путь ограничивается разработкой и утверждением проектно-сметной документации, которая является важнейшим шагом в подготовке строительства. Проектирование проводится на основании соответствующего заказа, выдаваемого физическими или юридическими лицами, заинтересованными в строительстве или эксплуатации объекта газоснабжения.

Первоочередной задачей заказчика на предпроектной стадии является проведение предварительного анализа целесообразности инвестирования в строительство, оценка необходимых финансовых затрат, определение источников финансирования и перспектив достижения намеченных целей. В качестве исходной информации используются утвержденные схемы газоснабжения краев, областей, их районов и населенных пунктов, программы газификации регионов РФ, прогнозы социально-экономического развития, оценки целесообразности использования природного газа в качестве топлива и т.п. Прежде всего заказчик обращается с письмом-запросом в организацию, осуществляющую эксплуатацию газовых сетей (газораспределительную организацию), которая на основании имеющихся схем газоснабжения района определяет техническую возможность подключения намечаемого к строительству газопровода к действующей сети и наличие ре-

серва ее пропускной способности. Возможности и условия подключения к существующей газораспределительной сети оформляются предварительными техническими условиями ГРО (ТУ$_{ц}$), в которых указываются возможные точки поключения, максимальные нагрузки (максимальные часовые расходы газа) в этих точках, сроки подключения и другие необходимые данные. Определив требуемую ему подключаемую нагрузку, заказчик обращается в местную газотранспортную организацию с целью получения разрешения на поставку газа.

Предварительно оценив целесообразность строительства и получив необходимы документы от ГРО и газотранспортной организации, заказчик представляет в местный орган исполнительной власти ходатайство (декларацию) о намерении приступить к сооружению участка газораспределительной сети. В декларации (по форме приложения «Г» СП 11-101-95) указывается местоположение намеченного к строительству газопровода, давление, диаметр труб и планируемый объем потребления газа, предполагаемый срок строительства, размеры земельного участка под трассу газопровода и другие данные. После получения положительного решения от местного органа исполнительной власти и условий по осуществлению строительства, заказчик приступает, при необходимости, к разработке обоснований инвестиций в строительство.

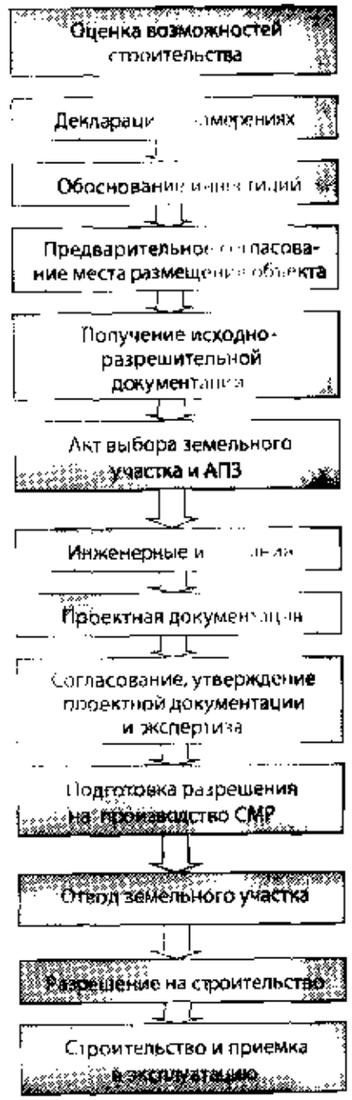


Рисунок 30. Этапы возведения строительного объекта

Обоснование инвестиций разрабатывается, как правило, заказчиком, с привлечением, при необходимости, проектно-строительных организаций и других юридических и физических лиц...[4]. При разработке обоснования инвестиций определяется (или уточняется) наиболее рациональная схема газораспределения, ориентировочная трассировка газопровода и характеристика района строительства, намечаются основные технические решения (материал трубопроводов, вид прокладки, места установки ГРП, запорной арматуры и т.д), дается финансовая и экономическая оценка строительства. В дальнейшем, при разработке проектной документации, эти решения будут уточнены и детализированы. Уже на этом этапе желательно определить проектную организацию, которая может оказать помощь в сборе исходных данных и требований к намечаемому объекту, а в дальнейшем выполнять необходимый объем проектных работ. Если обоснование показывает, что сооружение газопровода технически возможно, экономически целесообразно или социально значимо, оно утверждается заказчиком (или инвестором). Процедура предпроектной подготовки обоснования инвестиций обычно проводится при осуществлении крупных инвестиционных программ газификации, финансируемых за счет бюджетных средств или средств сторонних инвесторов. При сооружении других газопроводов, как правило, к обоснованию инвестиций не прибегают, опираясь на утвержденную региональную схему газоснабжения и полученные положительные решения от газовой компании и ГРО.

После разработки и утверждения обоснования инвестиций заказчик обращается в местный орган исполнительной власти для проведения предварительного согласования и утверждения места размещения трассы газопровода. Трассы газопроводов намечаются комиссией, назначенной органом исполнительной власти с привлечением заинтересованных организаций, в т.ч. заказчика, проектной организации, ГРО (которая определяет место присоединения газопровода к газораспределительной сети) и собственника земли (землевладельца, арендатора).

При выборе места размещения трасс газопроводов должны учитываться требования по охране окружающей среды, обеспечению экологической безопасности с учетом возможных последствий эксплуатации газопроводов. На стадии выбора земельного участка оценивается необходимость перевода земель и земельных участков из одной категории в другую, целесообразность прохождения трасс по территориям природных объектов, находящихся под особой охраной (заповедники, истори-

культурные объекты), а также по землям, находящимся в частной собственности.

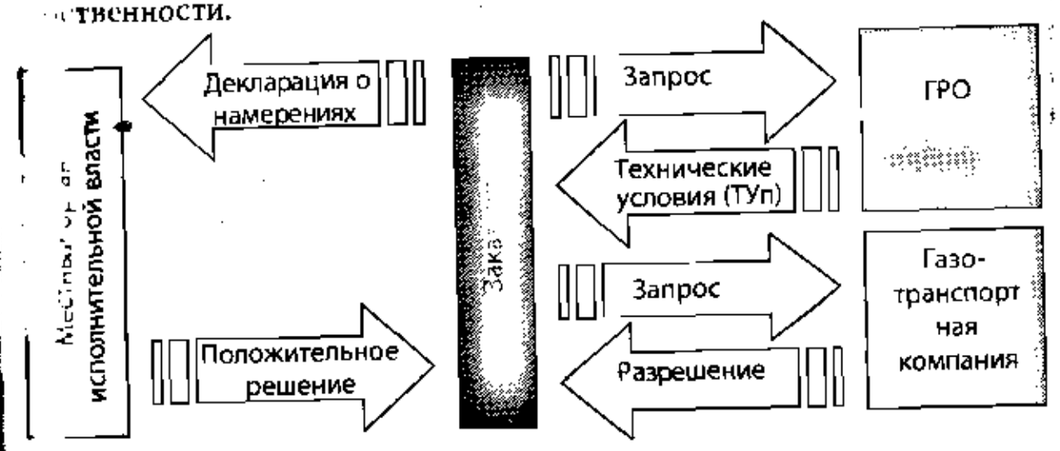


Рисунок 31. Порядок получения решений на строительство объекта и присоединение к действующей сети и поставку газа

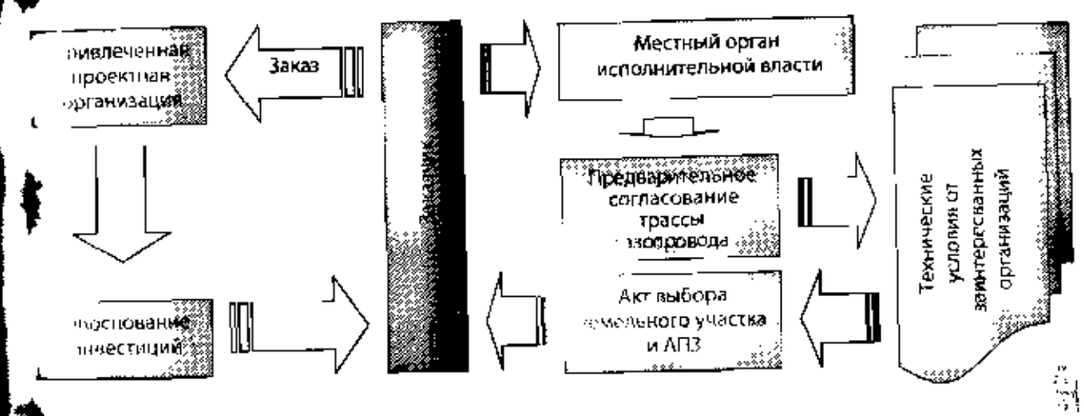


Рисунок 32. Порядок работ, проводимых при получении исходных данных и технических условий на проектирование

Следующий шаг – согласование места размещения объекта и технических решений, намеченных в обосновании инвестиций с заинтересованными организациями, и получение от них исходных данных и технических условий на проектирование. Согласование проводит заказчик или, по его поручению, привлеченная проектная организация. Исходные данные и технические условия на проектирование (присоединение) необходимо получить от газораспределительной организации ($ТУ_{пр}$) и других организаций или служб, сооружения которых находятся в намеченной полосе трассы газопровода, а также от организаций, эксплу-

атирующих электрические сети на поключение ГРПБ (ПГБ), катодных станций. Порядок работ, проводимых для получения исходных данных и технических условий на проектирование (исходно-разрешительной документации) приведен на рисунках 31 и 32. Конкретный перечень организаций, от которых необходимо получить технические условия, определяется комиссией при предварительном согласовании и утверждении места прохождения трассы газопровода (таблица 45).

Таблица 45. Перечень организаций, выдающих технические условия

Полное наименование органа	Сокращенное наименование органа
Территориальные представительства органов государственной власти и управления*	
Министерство обороны	Минобороны
Министерство по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий	МЧС
Министерство здравоохранения и социального развития	Минздравсоцразвития
Федеральное дорожное агентство	Росавтодор
Федеральное агентство связи	Россвязь
Федеральное агентство по строительству и ЖКХ	Росстрой
Федеральное агентство лесного хозяйства	Рослесхоз
Федеральное агентство железнодорожного транспорта	Росжелдор
Федеральное агентство воздушного транспорта	Росавиация
Федеральное агентство по сельскому хозяйству	Россельхоз
Федеральное агентство по рыболовству	Росрыболовство
Федеральное агентство водных ресурсов	Росводресурсы
Федеральная служба в сфере природопользования	Росприроднадзор
Государственный пожарный надзор МЧС	Госпожнадзор МЧС
Управления инженерно-технических служб органов местного самоуправления и организаций – владельцев инженерных коммуникаций	
Водопроводно-канализационное хозяйство	
Газораспределительные организации	ГРО
Тепловые сети	
Кабельные или воздушные электрические сети	
Телефонные сети	

* Примечание. Названия органов государственной власти приведены согласно Общероссийскому классификатору органов государственной власти и управления ОК 006-93, с изменениями 29/2004 ОКГУ.

В технические условия включают данные, необходимые прежде всего для обеспечения сохранности расположенных рядом с газопроводом или пересекаемых им сооружений, земель лесного фонда и сельско-

хозяйственного назначения, водных объектов. Технические условия от газораспределительной организации*, выдаваемые на предпроектной стадии ($ТУ_{пр}$), включают и другие технические требования к разработке проектной документации: информацию об основных исходных материалах, на основании которых выдаются ТУ; данные о точке подключения газораспределительной сети с указанием их координат на плане; категорию газопровода и максимальное и минимальное давление в точке подключения; диаметр, материал труб и изоляция существующего газопровода; наименование планируемого к установке газоиспользующего оборудования. Кроме этого, в $ТУ_{пр}$ должны содержаться общие и особые технические требования (о согласовании проекта с эксплуатационной организацией, необходимости установки приборов учета расхода газа, вид прокладки и т.п.), а также дополнительные рекомендации для разработки рабочих проектов (о заключении договоров по техническому надзору за строительством и прочее).

При наличии на намечаемом полиэтиленовом газопроводе стальных участков и стальных футляров в состав $ТУ_{пр}$ включаются дополнительные требования на электрохимическую защиту этих участков, которые содержат: информацию об основных исходных материалах, на основании которых выдаются требования, данные о коррозионной агрессивности грунтов, наличии источников блуждающих токов в местах размещения стальных участков трубопроводов и футляров, сведения о подземных коммуникациях и сооружениях, проложенных параллельно или пересекаемых проектируемым газопроводом и подлежащих включению в совместную защиту, особые условия, с учетом которых необходимо вести проектирование, срок действия технических условий.

Полученные технические условия от заинтересованных организаций вместе с решением о согласовании предварительного места размещения объекта направляются в местный орган исполнительной власти для оформления акта выбора трассы газопровода. На основании акта выбора трассы отделом архитектуры местного органа исполнительной власти оформляется архитектурно-планировочное задание (АПЗ), а администрацией выносится постановление (распоряжение) о разрешении на проек-

* Примечание. Содержание технических условий на проектирование и рекомендации по их составу приведены в «Положении о выдаче технических условий на присоединение объекта газификации к газораспределительной сети и разработки проекта строительства объекта газификации СУГ (ОАО «Росгазификация», 2006 г.)» и Постановлении Правительства РФ от 13.02.06 г. № 83 «Об утверждении Правил предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения и Правил подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения».

тирование и строительство. Подписанный членами комиссии акт выбора трассы подтверждает окончательное место расположения объекта и дает возможность перейти непосредственно к этапу проектирования.

В дальнейшем на основании АПЗ заключаются договоры со специализированными организациями, которые проводят работы по межеванию земельных участков с целью строительства газопровода, в том числе разрабатывают землеустроительное дело и передают его для постановки на кадастровый учет. На основании выпущенных администрациями местных органов исполнительной власти распоряжений об отводе земель на период строительства с землепользователями оформляются договоры аренды земельных участков на указанный период. Это обусловлено тем, что в настоящее время особую важность приобретают вопросы земельно-имущественных отношений, отраженные в Федеральном законе № 136-ФЗ «Земельный кодекс РФ» и других нормативных документах. Согласно нормам действующего законодательства о порядке регистрации права на недвижимое имущество право собственности какого-либо лица на созданный объект недвижимого имущества может быть зарегистрировано только при наличии оформленных прав на земельный участок, предоставленный для строительства, на данное лицо. Оформленные необходимым образом права подтверждают факт создания объекта в соответствии с действующим законодательством и свидетельствуют, что объект не является самовольной постройкой по правилам гражданского кодекса РФ.

Начало проектно-изыскательских работ начинается с оформления договора на проектирование и передачи проектной организации утвержденного заказчиком технического задания на проектирование с приложенными к нему копиями акта выбора трассы, решения об отводе земельного участка, технических условий ГРО на присоединение будущего газопровода к источнику газоснабжения и технических условий других организаций.

После утверждения условий договора проектная организация подготавливает и выдает задание изыскательской организации на выполнение необходимых инженерных изысканий по трассе газопровода в объеме, необходимом для проектирования (см. главу 2.3). Получив отчет по инженерным изысканиям и другую необходимую документацию, проектная организация приступает к проектированию объекта газораспределения.

Проектные работы выполняются в определенной последовательности и состоят из этапов принятия основных технических решений,

рабочего проектирования, оформления и сдачи рабочего проекта. Сам проект должен быть рационален по объему и в то же время достаточен для выполения строительно-монтажных работ и оценки принятых проектных решений экспертными организациями и надзорными органами. Принятие основных технических решений осуществляется главным инженером проекта на основании задания заказчика, требований технических условий и обязательных требований федеральных норм, изложенных в общих и специальных технических регламентах, содержащих требования, которые распространяются на проектируемые объекты. Кроме этого учитываются рекомендуемые положения строительных норм и правил (СНиП), сводов правил (СП), правил безопасности, государственных стандартов (ГОСТ) и других действующих документов. Главным инженером проекта определяется и доводится до исполнителей стадийность проектирования, принятая схема построения газораспределительной сети, способы прокладки, материал труб (полиэтиленовые или стальные) на различных участках, места расстановки ГРП и запорной арматуры, степень детализации рабочих чертежей, масштаб выполнения рабочих чертежей и т.п.

Проектирование объектов строительства может осуществляться в одну (рабочий проект) или две стадии (проект, рабочая документация). При работе в две стадии вначале намечается трасса газопровода, принимаются основные технические решения, разрабатываются технико-экономическое обоснование и сметная документация, а после их утверждения приступают к разработке подробной рабочей документации. Такая последовательность характерна для технически сложных объектов или для объектов, требующих предварительного рассмотрения многовариантных решений прокладки. Сети газораспределения как сооружения массового строительства согласно СНиП 2.01.07-85 относятся к сооружениям второго (нормального) уровня ответственности, т.е. технически несложным и разрабатываются, как правило, в одну стадию – рабочий проект.

Проектно-сметная документация на газораспределительные сети должна давать ответы на вопросы: как выглядит планировочное решение трассы газопровода, какие материалы, здания, сооружения и технические устройства необходимы для ее функционирования, каковы продолжительность и стоимость строительства. Требования к организации проектирования и составу проекта изложены в следующих документах:

– СНиП 11-01-95 «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений»;

– СП 11-101-95 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав обоснований инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений»;

– СП 11-107-98 «Порядок разработки и состав раздела «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций»;

– СП 11-112-2001 «Порядок разработки и состав раздела «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций, градостроительной документации для территорий городских и сельских поселений, других муниципальных образований»;

– ГОСТ 21.001-93 «СПДС. Общие положения»;

– ГОСТ 21.610-85 «Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи»;

– ГОСТ 21.101-97 «Основные требования к проектной и рабочей документации»;

– ГОСТ 21.110-95 «Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов»;

– ГОСТ 21.206-93 «Условные обозначения трубопроводов».

Сам рабочий проект состоит из двух частей: утверждаемой части и рабочей документации. Утверждаемая часть включает общую пояснительную записку (ОПЗ), сметную документацию, проект организации строительства и разделы по охране окружающей среды (на стадиях строительства и эксплуатации) и мероприятий по ГО и ЧС. Рабочая документация включает в себя комплекты рабочих чертежей по соответствующим разделам проекта.

Рабочая документация разрабатывается специалистами по различным направлениям проектирования – технологами, строителями, электротехниками, сметчиками – и включает в себя следующие разделы (если техническими условиями или техническим заданием заказчика не оговорены специальные требования, расширяющие или сужающие объем проектной документации):

– технологическую часть;

– архитектурно-строительную часть на здания и сооружения по трассе газопроводов, ГРП (ГРПБ, ШРП), колодцы и т.д.;

– подводящие инженерные сети;

– электроснабжение (включая решения по молниезащите и заземлению);

– электрохимическую защиту стальных участков газопровода и футляров (при необходимости);

– объектные и локальные сметы.

При наличии индивидуально проектируемых ГРП дополнительно разрабатываются разделы по отоплению, вентиляции, электроснабжению, автоматике и контрольно-измерительным приборам.

Общая пояснительная записка к проекту включает в себя (СНиП 11-01-95*): основание для разработки проекта (как правило, им является договор подряда), исходные данные для проектирования (ТУ, акт отвода земельного участка, архитектурно-планировочное задание, сведения о проведенных инженерных изысканиях), краткую характеристику объекта и района прохождения трассы газопровода, сведения о проведенных согласованиях проектных решений, подтверждение соответствия разработанной проектной документации требованиям технических регламентов, национальных стандартов, строительным правилам и другим документам и исходным данным, а также техническим условиям и требованиям, выданным газораспределительной организацией и другими заинтересованными организациями при согласовании трассы газопровода. При наличии в проекте решений, не предусмотренных официально рекомендованными документами, они должны быть подтверждены расчетами, результатами исследований, экспериментов или другими способами, позволяющими подтвердить правомочность принятых решений.

Кроме этого в ОПЗ включается описание основных технических решений, принятых при проектировании: краткая характеристика и обоснование проектных решений и выбранных диаметров, результаты гидравлического расчета, данные о точке подключения газопровода, протяженности трассы и величине давления, способы прокладки, применяемые материалы труб и арматуры, грунтовые условия (в т.ч. наличие неблагоприятных условий, способы устранения или снижение их негативного воздействия), способы перехода через искусственные и естественные преграды, решения при пересечении с другими инженерными коммуникациями, границы охранных зон и т.д. В качестве приложений в ОПЗ включаются копии сертификата соответствия проектной организации (при наличии), технических условий, разрешений Ростехнадзора на примененные технические устройства, другие документы.

Раздел «Охрана окружающей среды» (в т.ч. подраздел «Рекультивация») разрабатывается в соответствии с нормативными документами Минстроя России (СНиП 11-01-95, СНиП 23-01-99, пособия к СНиП 11-01-95 по разработке раздела «Охрана окружающей среды»), Минздравсоцразвития (СанПиН 2.2.1/2.1.2.1200-03), Росприроднадзора («Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух»), другими нормативными и методическими документами, регламентирующими природоохранную деятельность. В этом разделе определяется воздействие строящегося газопровода на природную среду, решаются вопросы о вырубке леса и кустарника, необходимости проведения специальных противоэрозионных мероприятий, влияние на экологию возможных утечек и выбросов газа и т.д. В тех случаях, когда использование полосы строительства ведет к нарушению почвенного покрова, дополнительно представляется проект рекультивации земельного участка, в котором отражаются мероприятия, технология выполнения работ, технико-экономические и сметные расчеты по снятию, сохранению и восстановлению плодородного слоя почвы.

Раздел «Инженерно-технические мероприятия по ГО и ЧС» (ИТМ ГОЧС) разрабатывается на основании собранных исходных данных по состоянию потенциальной опасности намечаемого района строительства, а также технических условий органов управления по делам гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций к разработке инженерно-технических мероприятий ГО и ЧС. Раздел проекта ИТМ ГОЧС должен включать в себя сведения о категории района строительства по ГО, о наблюдаемых в районе намечаемой трассы опасных природных процессах, местах расположения существующих и намечаемых к строительству потенциально опасных объектов и транспортных коммуникаций (например, нефтепроводов), оценка риска чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера в пределах размещения трассы газопровода, требования по мерам предотвращения постороннего вмешательства в эксплуатацию потенциально опасного объекта, сведения о способах безаварийной остановки подачи газа, границы охранных зон, категории опасности проектируемого объекта по ГО (системы газоснабжения природным газом относятся, как правило, к некатегорированным объектам) и т.д.

В проектной документации должны быть рассмотрены возможные сценарии аварий и нештатных ситуаций, применительно к которым должны предусматриваться меры по снижению негативных последствий или минимизации возможности их развития[5]. Во многих зарубежных странах при проектировании объектов газоснабжения выполняется ана-

лиз риска их эксплуатации. Анализ риска – это процесс идентификации опасностей, определение условий и форм их реализации, а также количественная оценка показателей риска для отдельных лиц или групп населения, имущества и окружающей среды. Показатель риска определяется как комбинация двух факторов: вероятности возникновения аварийной ситуации и возможных последствий этого происшествия. Численно оценив оба этих фактора, можно говорить о риске эксплуатации объекта. Вероятность возникновения аварийных ситуаций определяется на основе накопления данных и анализа причин возникновения на эксплуатируемых объектах нештатных ситуаций. Здесь следует отметить, что деятельность любого производственного объекта связана с возможностью возникновения нештатных ситуаций, иногда приводящих к травмированию или гибели людей, причинению ущерба окружающей среде, материальным потерям. Даже обыденная жизнь человека связана с определенными рисками. Например, в России, по различным оценкам, фоновый показатель риска гибели от неестественных причин составляет около $4 \cdot 10^{-4}$ год$^{-1}$, или, другими словами, 0,45 смертельных случаев на 1000 граждан РФ в год. В целом эксплуатация опасных производственных объектов чревата потенциальной опасностью возникновения серьезных аварий, связанных с массовой гибелью людей. В то же время, распределительные сети являются наименее опасными объектами в сфере газораспределения. Возникновение аварийных ситуаций на них чаще всего связано с внешним воздействием (от 50 до 90 %), разрывом соединений (до 5 %), браком примененных материалов (до 15 %), ошибками при проектировании. Как правило, возникновение таких аварийных ситуаций не приводит к смертельным случаям. По предварительным оценкам, величина индивидуального риска при эксплуатации наружных газопроводов будет пренебрежимо мала и не превысит величины 10^{-6} год$^{-1}$. Как показывает статистика и исследования, при аварийных повреждениях подземных газопроводов среднего и высокого давления образуется, как правило, локальная зона загазованности непосредственно в месте разгерметизации. Только на сетях низкого давления возможно распространение газа на относительно большие расстояния (от 10 до 100 м). При этом не создаются условия для самозажигания газовой струи. Возгорание возможно лишь в случае попадания в зону утечки источника инициирования зажигания. Таким образом, к основному поражающему фактору при возможных авариях для подземных газопроводов относится огненный факел, зона действия которого относительно невелика (наибольший радиус факела в основании

при больших выбросах на газопроводах высокого давления составляет до 5,0 м). В связи с отсутствием аналитических данных по аварийности на газораспределительных сетях анализ риска для них чаще всего ограничивается процессом идентификации опасностей, т.е. их выявлением и определением характеристик.

Раздел «Проект организации строительства» (ПОС) является организационно-технологической частью рабочего проекта. ПОС разрабатывается с учетом рекомендаций СНиП 12-01-2004 и условий и требований, изложенных в договоре на выполнение проектных работ и имеющихся данных о рынке строительных услуг. Для несложных объектов, к которым можно отнести объекты газораспределения, проект организации строительства может разрабатываться в сокращенном объеме. В ПОС приводятся данные об объекте строительства и расчетной продолжительности его сооружения, способах соединения труб, рекомендации по монтажу газопроводов (в т.ч. в местах пересечения естественных и искусственных преград, на участках их прохождения в футлярах) и установке балластирующих устройств, последовательности монтажа надземных выходов и компенсаторов, конструктивные требования по заделке концов футляров, требования к защите от коррозии стальных вставок. Отдельно разрабатываются мероприятия по обеспечению безопасного ведения работ. При необходимости приводятся решения по устройству технических проездов (временных автодорог) для автотранспорта на период строительства газопровода. В приложении 1 приведен пример оформления ПОС (с сокращениями). Если в период проектирования известно, какая организация будет возводить объект, проектировщики через заказчика устанавливают контакты со строителями для оценки технических возможностей, которыми располагает эта организация, и учета их при разработке рабочих чертежей и проекта организации строительства. К примеру, наличие установок наклонно-направленного бурения дает возможность предусматривать бестраншейную прокладку газопроводов на сложных участках. Знание степени автоматизации сварочной техники позволяет устанавливать точные нормы неразрушающего контроля и т.д. Знать возможности подрядной строительной организации особенно важно при проектировании полиэтиленовых газопроводов давлением PN 1,2 МПа, поскольку по требованиям Ростехнадзора сварка таких газопроводов должна осуществляться только на оборудовании с высокой или средней степенями автоматизации (см. главу 6.4).

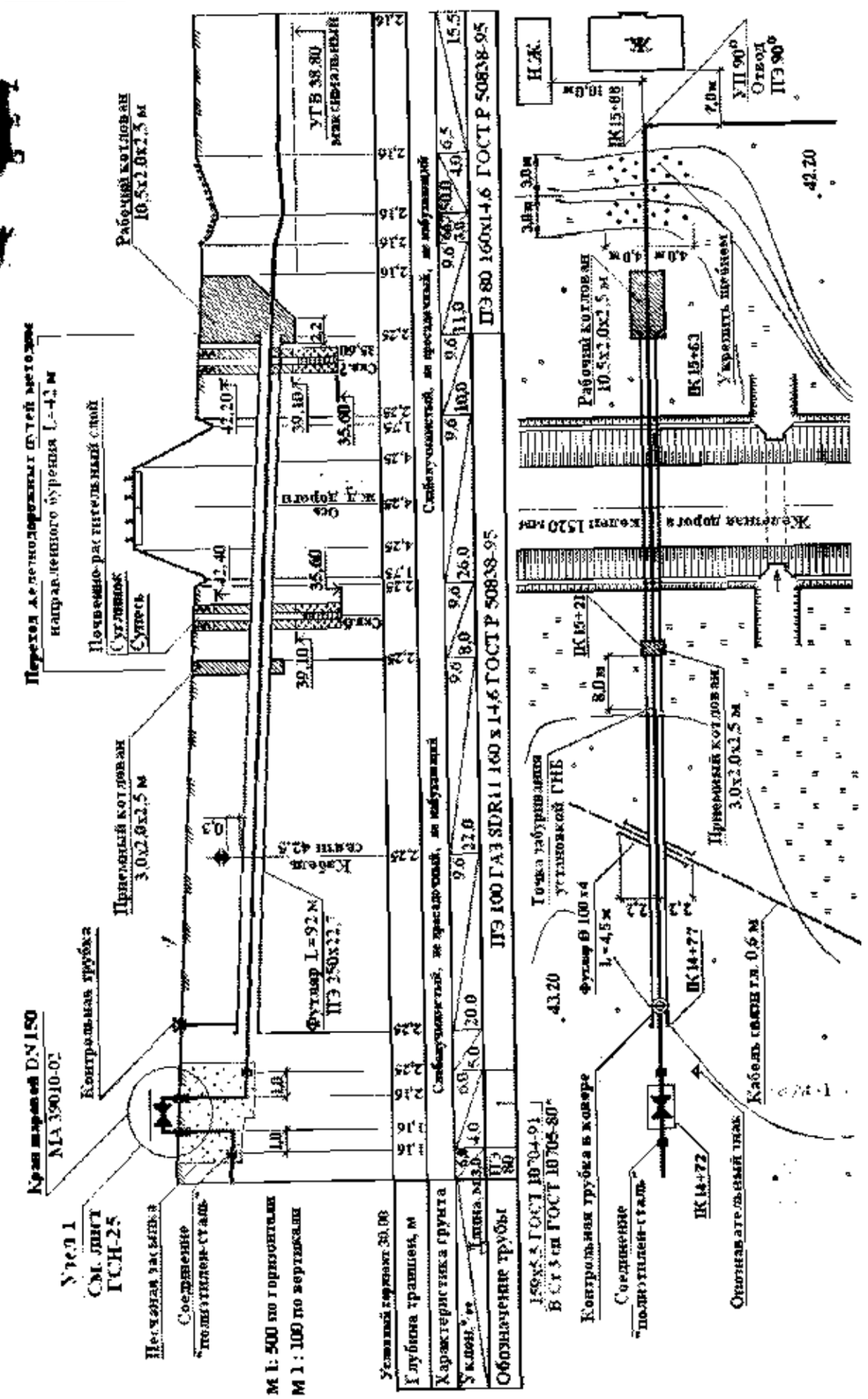


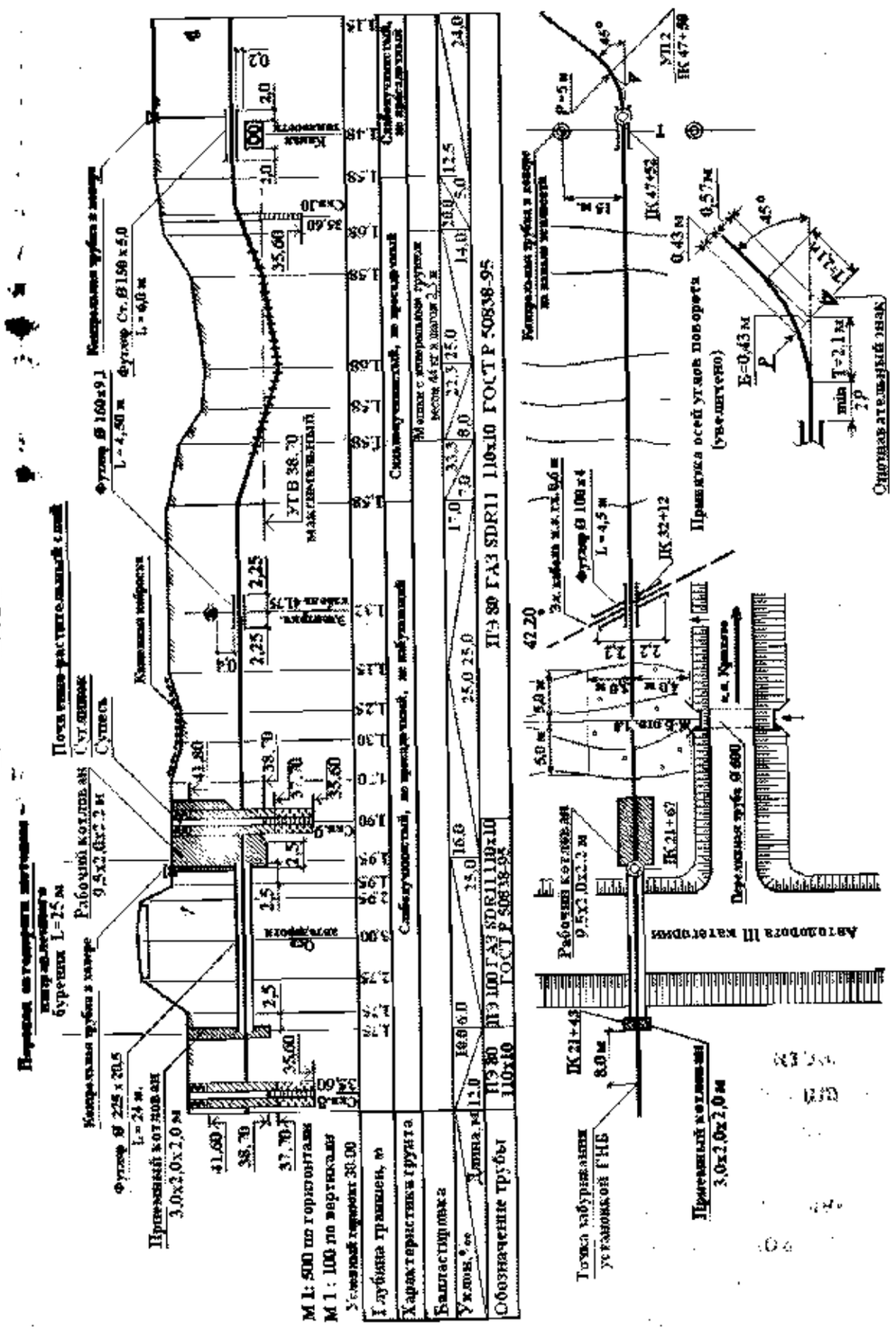
Рисунок 33. Пример оформления листа рабочего проекта с пересечением железнодорожных путей

В разделе проекта «Технологическая часть» приводятся рабочие чертежи (ГОСТ 21.610-85), объединенные в комплекты, которые включают в себя лист общих данных, планы и продольные профили газопроводов, чертежи или нормали (чертежи типового применения) на установку различных сооружений (колодцы, надземные выходы, опоры, конструкции балластирующих устройств и т.д.). В качестве прилагаемых документов для каждого основного комплекта рабочих чертежей приводятся спецификации оборудования, изделий и материалов, используемых при строительстве, а также локальные сметы на данный объем работ. Масштаб рабочих чертежей выбирается из обеспечения полноты отображаемой информации, но не более 1 : 2000. *Разрешается выполнение проектов газопроводов, прокладываемых между поселениями, на планах в масштабе 1 : 5000 при закреплении оси трассы в натуре*[6].

На листе общих данных рабочих чертежей приводят ситуационный план газопровода с указанием участков, выполненных из полиэтиленовых и стальных труб, а также разбивку трассы по листам рабочих чертежей проектной документации, перечни рабочих чертежей, прилагаемых и ссылочных документов, условные обозначения, не предусмотренные ЕСКД и общие указания к проекту газоснабжения. В общих указаниях приводят данные об основании для разработки проекта, запись о его соответствии нормам, правилам и стандартам, перечень видов работ, для которых необходимо составлять акты освидетельствования скрытых работ и другие необходимые указания.

Выполняемые на стадии проектирования гидравлические и прочностные расчеты, расчеты балластировки, потребности в материалах, топливно-энергетических ресурсах и т.д. в передаваемый заказчику комплект документов не включаются, поскольку не влияют на технологию и порядок выполнения строительно-монтажных работ. Все эти данные сохраняются в архиве проектной организации и выдаются заказчику только по его особому требованию или предъявляются при необходимости в органы надзора или экспертные организации.

Для удобства производства строительно-монтажных работ желательно совмещать на одном листе план и профиль газопровода, а в шапке профиля помимо данных, регламентированных ГОСТ 21.610-85, приводить данные по методам производства земляных работ, балластировке трубы газопровода, характеристикам грунтов основания и необходимости крепления стенок траншеи. На плане и профиле указывается местоположение естественных и искусственных преград, существующих


М 1:500 по горизонтали
М 1:100 по вертикали
Глубина траншеи, м
Характеристика грунта
Балластировка
Уклон, %
Длина, м
Обозначение трубы
ПЭ 80 ГАЗ SDR11 110х10 ГОСТ Р 50838-95
ПЭ 100 ГАЗ SDR11 110х10 ГОСТ Р 50838-95
Точка забуривания установкой ГНБ
Автодорога III категории
Переходная труба Ø 600
Рабочий котлован 9,5х2,0х2,3 м
Приемный котлован 3,0х2,0х2,0 м
Минеральная труба в камере
Схема минеральной трубы
Схема минеральной трубы на разных элементах
Прямая ось углов поворота (увеличено)
Отклонение трубы
Сопрягающий угол
Сопрягающий угол на дорогах
Сопрягающий угол на дорогах
Сопрягающий угол на дорогах

и проектируемых зданий, сооружений и коммуникаций, а также показываются участки, на которых предусматривается балластировка газопровода. На профилях следует указать геолого-литологический разрез грунтов по данным скважин и разрезов, построенных по ним, диаметры, назначение и материал пересекаемых коммуникаций, глубину и высоту их прокладки, максимальный уровень грунтовых вод (УГВ) и горизонт высоких вод на пересечениях водных преград (ГВВ) 2%-ной обеспеченности. На планах приводят привязки трассы газопровода к существующим зданиям, сооружениям, коммуникациям, указывают их характеристики, обозначают места расположения скважин. *Для участков газопровода, прокладываемого на местности со спокойным рельефом и однородными грунтовыми условиями, за исключением участков пересечения 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*[6]. Там, где профили газопровода не составляются, на планах указывают отметки заложения труб и характеристики грунтов основания.

На рисунках 33, 34 приведены примеры оформления листа рабочего проекта (графы «отметки», «основание траншеи», «расстояние» и «пикет» условно не показаны).

Используемые при проектировании чертежи типовых проектов и рабочая документация повторного применения подлежат обязательной привязке к условиям конкретной площадки строительства. При этом производятся необходимые корректировки чертежей с учетом произошедших изменений в действующей нормативной документации, а также природных и гидрогеологических условий. Типовые проекты, как правило, разработаны для обычных условий строительства, которые могут не соответствовать характеристикам района строительства в части сейсмичности, грунтовых и гидрологических условий (недостаточная несущая способность грунтов, присутствие грунтовых вод, негативные свойства грунтов и т.д.).

На завершающем этапе проектирования производится оформление и сдача рабочего проекта. Титульные листы утверждаемой части проектных документов оформляют подписями руководителя или главного инженера организации и главного инженера проекта, титульные листы рабочих чертежей – главного инженера проекта. *Проектную документацию, предназначенную для утверждения, комплектуют в тома, как правило, по отдельным разделам, предусмотренными строительными нормами и правилами*[7]. Перед утверждением оценивается качество разработанной документации. Качество проектирования во многом определяется существующей в организации внутрипроизводственной системой утверждения проектной документации. Обычно, вся разрабатываемая документация проверяется руководителем проекта. Можно дополнительно рекомендовать осуществлять проверку документации специалистом по нормоконтролю, в задачи которого входит актуализация нормативного обеспечения и своевременного внесения в документацию изменений, связанных с введением в действие новых нормативных документов. После утверждения проектной документации ее комплекты передаются заказчику.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Когда необходимо получение разрешения на поставку газа?
1. После разработки проектно-сметной документации;
2. Перед началом выполнения проектных работ;
3. На этапе оценки возможностей строительства.
Правильный ответ: 3.

На основании каких документов оформляется архитектурно-планировочное задание (АПЗ)?
1. На основании технических условий ГРО;
2. На основании акта выбора трассы газопровода;
3. На основании ходатайства (декларации) о намерении.
Правильный ответ: 2.

Из какого расчета должен выбираться масштаб рабочих чертежей?
1. Исходя из обеспечения полноты отображаемой информации, но не более 1 : 2000;
2. Исходя из требований технического задания заказчика;
3. Не менее 1 : 5000.
Правильный ответ: 1.

В дальнейшем проектная документация вместе с правоустанавливающими документами на выделенный земельный участок и положительным заключением государственной экспертизы представляется заказчиком в уполномоченный орган власти субъекта Российской Федерации или орган местного самоуправления для получения разрешения на строительство. Разрешение на строительство, подтверждающее соответствие проектной документации требованиям плана земельного участка, дает заказчику право начать строительные работы.

2.3. Инженерные изыскания

Изыскательские работы выполняются практически для всех объектов (за исключением зданий и сооружений временного назначения) и решают задачи в сфере взаимодействия строящегося объекта и участка

природной среды. При выполнении работ проводятся инженерно-геодезические, геологические, гидрометеорологические, а при необходимости экологические и геотехнические* изыскания территории строительства. Изыскания предшествуют разработке проектной документации и их полнота во многом определяет правильность принимаемых проектных решений.

Инженерные изыскания по трассам наружных газопроводов направлены на решение задач, связанных с обеспечением безопасного процесса эксплуатации газопроводов и сооружений на них в различных природно-климатических и грунтовых условиях. При их проведении уточняются природный характер территории и сейсмичность площадки, выполняется топографическая съемка, определяются грунтовые и гидрологические условия, строится прогноз изменений этих условий в процессе эксплуатации, уточняется наличие и характеристики существующих зданий, сооружений и коммуникаций в районе предполагаемого строительства.

Полученные материалы изысканий используются при определении технических решений строительства, при выборе оптимального коридора трассы, для определения мест размещения зданий и сооружений на газопроводе и обеспечения их защиты от неблагоприятных факторов, при выполнении прочностных расчетов.

При выполнении изысканий руководствуются требованиями СНиП 11-02-96 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения» и сопутствующих ему СП 11-102-97 «Инженерно-экологические изыскания для строительства», СП 11-103-97 «Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства», СП 11-104-97 «Инженерно-геодезические изыскания для строительства», СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства», ГОСТ 21.302-96 «Условные графические обозначения в документации по инженерно-геологическим изысканиям».

Проекты разрабатываются по данным инженерных изысканий, срок выполнения которых не превышает 2 лет. Это связано с тем, что на урбанизированных территориях и за их пределами природные условия претерпевают значительные изменения под воздействием строительных объектов. Если природная среда в ее естественном развитии изменяется

* Примечание. Приведенный перечень видов изысканий утвержден постановлением Правительства РФ от 19.01.06 г. № 20 «Об инженерных изысканиях для подготовки проектной документации, строительства, реконструкции объектов капитального строительства», принятым согласно статьи 47 Градостроительного кодекса Российской Федерации.

очень медленно, в течение десятилетий или столетий, то при техногенном воздействии изменения происходят очень быстро. Например, прокладываемые транспортные коммуникации и инженерные сети меняют топографический рельеф местности, засыпка оврагов и балок (играющих роль природных дрен) и создание даже небольших водохранилищ приводит к изменениям гидрогеологического режима и т.д. Техногенное воздействие на геологическую среду особенно заметно в городах и других населенных пунктах. Фактически на застроенных территориях в верхних слоях литосферы создалась особая природно-техногенная зона, в формировании которой основная роль принадлежит человеку. В силу этих причин *возможность использования материалов топографических, гидрологических и геологических изысканий, срок давности которых превышает 2 года, должна быть подтверждена территориальными органами архитектуры*[6]. Возможно также согласование материалов инженерных изысканий, срок давности которых превышает 2 года, с изыскательской организацией.

Инженерные изыскания могут выполняться технически компетентными юридическими и (или) физическими лицами, хорошо оснащенными необходимым оборудованием, автотранспортом и приборной техникой. Как правило, работы выполняются специализированными организациями, имеющими необходимый опыт в выполнении данных видов работ. До 1 января 2007 г. работы по выполнению изысканий подлежали лицензированию, в настоящее время этот вид государственного регулирования отменен.

Выдача разрешений на производство инженерных изысканий и последующая регистрация их результатов осуществляется в установленном порядке органами архитектуры и градостроительства и органами исполнительной власти субъектов РФ или местного самоуправления в рамках предоставленных им полномочий. Разрешения на производство инженерных изысканий на действующих железных дорогах федерального значения в пределах полосы отчуждения выдаются управлениями эксплуатации этих дорог. Получение разрешения и регистрация проведенных работ осуществляется непосредственно заказчиком или привлеченной им проектной или изыскательской организацией.

Инженерные изыскания не существуют сами по себе, а являются частью проектно-изыскательских работ. Чтобы назначить виды и объемы работ, составить смету, заказчик должен выдать техническое задание на выполнение изысканий, в котором раскрывается сущность

разрабатываемого проекта. В техническом задании заказчика устанавливаются конкретные требования и перечень основных исходных данных для производства инженерных изысканий, а само задание должно быть согласовано с проектной организацией и организацией, выполняющей изыскания. Наиболее часто заказчик делегирует свое право проектной организации, которая и подготавливает техническое задание. В договоре между заказчиком и исполнителем изысканий оговаривается состав и объем изыскательской продукции, а в техническом здании указываются, как правило, данные о местоположении и границах трасс газопровода, мест установки сооружений на газопроводе, требования к составлению и содержанию прогноза изменений природных и техногенных условий, требования к точности, надежности, достоверности и обеспеченности необходимых данных и характеристик и т.д. В конце главы приведен пример составления технического задания на проектирование наружного полиэтиленового газопровода. При составлении технического задания для районов развития опасных природных и техно-природных процессов следует установить дополнительное требование с учетом специфики условий строительства.

Изыскательские работы выполняются после получения разрешения об отводе земельного участка под трассу газопровода и заключения договора с собственником земли об использовании земельного участка для изыскательских работ. *Необходимость выполнения отдельных видов инженерных изысканий, состав, объем и метод их выполнения устанавливаются с учетом требований технических регламентов программой инженерных изысканий, разработанной на основе задания... заказчика, в зависимости от вида и назначения объектов капитального строительства, их конструктивных особенностей, технической сложности и потенциальной опасности, стадии архитектурно-строительного проектирования, а также от сложности топографических, инженерно-геологических, экологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условий территории, на которой будет осуществляться строительство, реконструкция объектов капитального строительства, степени изученности указанных условий*[8].

Изыскания выполняются, как правило, один раз на стадии разработки рабочего проекта. В то же время при разработке проектной документации в две стадии («Проект» и «Рабочая документация») могут выполняться предварительные изыскания, обеспечивающие получе-

ние необходимых материалов для выбора наиболее целесообразной и экономически обоснованной трассировки газопровода (например, при наличии неоднородных и сложных грунтовых условий), определения необходимости в сооружениях инженерной защиты, разработки мероприятий по охране природной среды, проекта организации строительства и т.п. Ниже приведены требования к изысканиям, выполняемым при одностадийном проектировании.

СНиП 11-02-96 не предусматривает устанавливать в техническом задании состав и объем изыскательских работ, методику и технологию их выполнения. Однако, в практике проектирования с целью уменьшения затрат на выполнение изысканий проектная организация указывает рекомендуемый шаг скважин, их глубину и необходимый перечень определяемых физико-механических свойств грунтов. Для проектирования трасс газопроводов необходимо знать прочностные и деформационные характеристики грунтов основания, наличие их негативных свойств (пучение, осадка и т.д.), литологию, рельеф местности, глубину промерзания грунтов, сейсмичность площадки строительства, наличие грунтовых вод и уровни их колебаний и т.д. При этом прочностные и деформационные характеристики грунтов должны быть даны для грунтов в их естественном и водонасыщенном состояниях.

При изысканиях особое внимание следует обращать на участки трасс, пересекающих или проходящих рядом с оврагами, реками, озерами, ручьями и другими естественными и искусственными препятствиями, на районы развития карстовых процессов и подрабатываемых территорий, которые могут затруднить работу по укладке трубопроводов или отрицательно сказаться на их прочности или устойчивости в результате эрозионных и других аналогичных явлений, проявляющихся во время эксплуатации газопровода. *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*[6].

При наличии на трассе грунтов с негативными свойствами (к которым относятся пучинистые, просадочные, набухающие, засоленные, элювиальные, техногенные, органоминеральные, органические, вечномерзлые и другие типы грунтов) выполняют дополнительные исследования с целью определения наиболее эффективных защитных мероприятий, обеспечивающих нормальную эксплуатацию газопроводов.

Для таких участков трассы следует определять зону распространения и дополнительные характеристики и с этой целью увеличивать глубину скважин. Так, для просадочных грунтов следует определять тип просадочности этих грунтов и возможность их замачивания, для пучинистых – степень пучения, для набухающих – степень набухания и возможность их замачивания, для вечномерзлых – тип и мощность деятельного слоя и границы мерзлых грунтов, склонность деятельного слоя к пучению и просадкам, наличие льдистых грунтов.

Результаты изысканий в виде технического отчета передаются заказчику. В общей части технического отчета приводятся сведения о задачах изыскательских работ, месторасположении района строительства, о видах, объемах и методах выполненных работ и другие общие данные. В технический отчет включаются результаты всех проведенных инженерных изысканий. Более подробно о различных видах инженерных изысканий рассказано ниже.

Инженерно-геодезические изыскания. Инженерно-геодезические изыскания (иногда называемые топографо-геодезическими) обеспечивают получение данных о геодезической привязке участка строительства, о ситуации и рельефе местности (в том числе отметок дна оврагов и водоемов), существующих зданиях и сооружениях (наземных, надземных, подземных), зеленых насаждениях, дорогах, водоемах и других элементах планировки, необходимых для комплексной оценки природных и техногенных условий территории строительства и обоснования технических решений, принимаемых при проектировании и строительстве газораспределительных сетей.

В состав инженерно-геодезических изысканий по трассам газопроводов входят:

– рекогносцированное обследование территории;

– сбор и обработка материалов инженерных изысканий прошлых лет;

– создание планово-высотной съемки геодезических сетей;

– геодезические работы, связанные с переносом в натуру и привязкой горных выработок, выполненных на стадии инженерно-геологических изысканий;

– выполнение топографической съемки местности;

– камеральная обработка материалов (лабораторные исследования, анализ данных, разработка прогноза и рекомендаций);

– камеральное трассирование;

– полевое трассирование;

– съемки существующих железных и автомобильных дорог, составление продольных и поперечных профилей, пересечений линий электропередач, линий связи и других коммуникаций;

– координирование основных элементов сооружений и наружные обмеры зданий и сооружений;

– составление технического отчета.

Геодезической основой для изысканий служат пункты государственных геодезических сетей, пункты геодезической разбивочной основы, пункты планово-высотной съемочной геодезической сети, создаваемой в виде магистральных ходов и прокладываемой вдоль трассы.

При изысканиях по трассе линейных сооружений на территории поселений обязательно выполняется плановая и высотная привязка съемочной геодезической сети к пунктам государственной или опорной геодезической сети. Системы координат и высот при выполнении инженерно-геодезических изысканий должны устанавливаться при выдаче разрешения на производство работ.

Топографическая съемка при инженерных изысканиях для строительства предприятий, зданий и сооружений выполняется в масштабах 1 : 200; 1 : 500; 1 : 1000; 1 : 2000; 1 : 5000 и 1 : 10000. Масштабы выполнения топографических съемок и высоты сечения рельефа при инженерно-геодезических изысканиях... должны устанавливаться в техническом задании заказчика[9]. Для газораспределительных сетей топографическую съемку целесообразно выполнять с высотами сечения рельефа 0,5 м (в горных и предгорных районах – 1,0 м) в масштабах 1 : 1000 на незастроенных территориях с небольшим количеством пересекаемых сооружений, 1 : 500 – на застроенной территории или в местах сближения трасс с транспортными и другими коммуникациями и сооружениями, а также на переходах через водные преграды, и 1 : 200 – при реконструкции трасс на территории с плотной застройкой.

Съемка подземных и надземных сооружений должна производиться с таким расчетом, чтобы средние погрешности изображений предметов и контуров местности на топографических планах, как правило, не превышали 0,5–1,0 мм в масштабе плана. Погрешности в определении глубины заложения подземных сооружений и коммуникаций не должны превышать 15 %.

В целях наиболее полного учета требований, предъявляемых к проектированию газопроводов, необходимо указывать назначение зданий, сооружений и коммуникаций в пределах выбранной трассы, глубину прокладки коммуникаций, их габариты, материал из которого они вы-

полнены, высоту прокладки и напряжения проводов линий ЛЭП и другие данные. При обследовании подземных и надземных сооружений кроме определения их отметок должны быть определены:

– по водопроводу – материал, наружный диаметр, назначение;

– по сетям канализации – характеристики сети, материал, наружный диаметр;

– по тепловым сетям – типы прокладки (канальная, бесканальная) и каналов (проходной, непроходной), материал и внутренние размеры канала, количество и наружный диаметр труб;

– по газораспределительным сетям – наружный диаметр и материал труб, давление газа;

– по кабельным сетям – напряжение кабелей, условия прокладки (канальная, бесканальная) тип кабеля (бронированный, маслонапоненный или другой);

– по колодцам – габариты колодцев, отметки дна и верха колодца, материал колодцев.

На водных преградах дополнительно к ранее проведенным изысканиям производят промеры глубин и обследование подводных препятствий.

При сложных геологических условиях дополнительно проводятся геодезические наблюдения за деформациями земной поверхности. В районах развития опасных природных и техно-природных процессов, к которым относятся склоновые процессы, карсты, переработка берегов водных преград, подвижки земной поверхности, следует выполнять следующие работы:

– в районах развития склоновых процессов – топографическая съемка потенциального неустойчивого склона, с целью создания модели склона;

– в районах развития карста – топографическая съемка, включающая участки проявления карста;

– в районах переработки берегов – составление графиков и схем переработки берегов;

– на подрабатываемых территориях – составление графиков деформаций земной поверхности, их количественные характеристики, закономерностей проявления и прогноз дальнейшего развития этих процессов;

– на подтопляемых территориях – выявление оползневых участков, карстов, засыпанных оврагов и балок, ручьев, заболоченных низин и т.д.

По результатам инженерно-геодезических изысканий представляется технический отчет, состоящий из текстовой и графической частей. Текстовая часть отчета, кроме краткой физико-географической характеристики района строительства и других данных, должна содержать:

– сведения и данные о топографо-геодезической изученности района;

– данные по трассированию трассы газопровода;

– данные по инженерно-геодезическим изысканиям прошлых лет.

Графическая часть технического отчета должна содержать:

– инженерно-топографические планы трассы и прилегающей полосы местности вдоль трасс в масштабах 1 : 500 – 1 : 1000;

– продольные и поперечные профили трассы;

– рекомендации по проведению последующих инженерно-геодезических изысканий;

– акты согласований (по дополнительному требованию заказчика) и т.д.

– абрисы привязок характерных точек трассы к элементам ситуации;

– ведомость координат и высот закрепительных знаков трассы;

– схемы закрепленной трассы и т.д.

Инженерно-геологические изыскания. При выполнении инженерно-геологических изысканий изучается характер и несущая способность грунтов. Геологические изыскания проводят методом бурения скважин и закладки шурфов (т.н. «горные выработки»). В результате исследований должны быть получены подробные сведения о физико-механических свойствах грунтов и имеющихся в них грунтовых водах: влажности, плотности, сопротивлению сжимающим и сдвигающим усилиям, химическом составе грунтовых вод и другие данные.

В состав инженерно-геологических изысканий на стадии разработки рабочего проекта входят:

– анализ и обработка материалов изысканий прошлых лет;

– рекогносцировочные обследования;

– проходка горных выработок (бурение скважин);

– полевые исследования грунтов;

– стационарные наблюдения (проводимые при необходимости);

– гидрогеологические исследования;

– лабораторные исследования грунтов и подземных вод;

– камеральная обработка результатов;

– составление прогноза изменений инженерно-геологических условий;

– оценка опасности и риска повреждения газопроводов при наличии опасных геологических и инженерно-геологических процессов;

– составление технического отчета.

При выполнении инженерно-геологических изысканий в полевых условиях должны определяться физические, деформационные и прочностные и химические свойства грунтов в условиях естественного состояния, прогнозируется процесс подтопления, интенсивность развития геологических и инженерно-геологических процессов (карст, суффозия, оползни, пучения и т.д.).

При лабораторных исследованиях определяют свойства грунтов с учетом прогноза изменения состояния и свойств грунтов в процессе строительства и эксплуатации, проводится оценка влияния подземных вод на развитие геологических и инженерно-геологических процессов.

Расстояние между скважинами рекомендуется назначать в пределах 100–300 м друг от друга в зависимости от категории сложности инженерно-геологических условий, ориентируясь на рекомендации СП 11-105-97. При наличии условий I категории сложности можно рекомендовать принимать расстояния между скважинами в пределах 250–300 м, при II категории сложности – 150–200 м, при III категории – 50–100 м. На участках водных преград предусматривают не менее 3 скважин (в русле и на берегах), на переходах через транспортные коммуникации вне черты поселений – по 2 скважины с обеих сторон. На продольных профилях приводят данные по геологическому строению грунтов, установленный и прогнозируемый уровень грунтовых вод. При наличии эрозионных и оползневых явлений на профилях должны быть показаны прогнозируемые границы их распространения.

Глубину скважин рекомендуется принимать в зависимости от глубины промерзания грунтов уровня грунтовых вод наличия негативных условий строительства, глубины залегания несущих грунтов. Согласно СП 11-105-97 глубина скважины должна быть на 1–2 м ниже предполагаемой глубины заложения трубы и нормативной глубины промерзания. С учетом наличия грунтовых вод глубину горной выработки следует назначать не менее 4–6 м. При наличии на трассе специфических грунтов до 30 % скважины следует проходить на полную мощность их распространения или до глубины, где наличие таких грунтов не будет оказывать влияние на прочность и устойчивость газопроводов. Глубину скважин следует назначать на 3–5 м ниже прогнозируемой глубины укладки трубы на реках и 1–3 м на других водоемах, не подверженных размыву

дна и берегов. При изысканиях определяют 2%-ный уровень обеспеченности водной преграды (что соответствует наивысшему уровню 1 раз за 50 лет) и максимальный уровень грунтовых вод (УГВ) в водонасыщенных грунтах.

В текстовой и графической частях в представляемом техническом отчете приводятся уточненные геолого-литологические разрезы грунтов и описание выделенных инженерно-геологических элементов, границы их залегания, гидрогеологические данные, характеристики слоев грунтов и грунтовых вод, их агрессивность по отношению к бетону и металлу, приводятся нормативные и расчетные характеристики физических, деформационных и прочностных свойств грунтов, уточняются границы залегания специфических грунтов и их характеристики, приводятся рекомендации по прокладке газопроводов и устройству сооружений на них. В случае использования на газопроводе металлических футляров или стальных вставок приводится наличие блуждающих токов.

При наличии на трассе больших перепадов высот, а также оврагов и балок, особое внимание в отчете следует уделять участкам развития склоновых процессов, для которых следует указывать:

– площадь и глубину захвата склонов оползневыми, обвально-осыпными, солифлюкционными и курумными* процессами, степень их активности и опасности для проектируемых трасс газопровода;

– оценку устойчивости склонов с учетом прогнозируемых изменений;

– рекомендации по инженерной защите территории от склоновых процессов.

Рекомендуется инженерно-геологические разрезы совмещать с профилями инженерно-геодезических изысканий, т.е. делать их едиными. При составлении графической части технического отчета применяют условные обозначения в соответствии с ГОСТ 21.302-96. К техническому отчету прикладывают таблицы лабораторных определений показателей свойств грунтов и химического состава подземных вод с результатами их статистической обработки и т.д.

Цель **гидрометеорологических изысканий** – изучение климата и открытых водоемов в районе строительства. На основании этого вида изысканий получают данные о температуре воздуха, количестве осадков

* Примечание. Солифлюкционные процессы – медленное вязкое течение переувлажненного грунта по склону под влиянием силы тяжести, вызванное процессами сезонного промерзания и оттаивания. Курумные процессы – каменные потоки, состоящие из каменных россыпей, которые медленно движутся по склонам гор.

(в т.ч. снеговых), направлении, силе и скорости ветра, характере водных преград. При инженерно-гидрометеорологических изысканиях, проводимых для газораспределительных систем, определяют:

– макроклиматические условия местности;

– характеристики русловых и пойменных деформаций водных преград, водноэррозионной деятельности и овражно-балочной сети;

– ледотермические условия водоемов и водостоков.

При изысканиях допускается использовать сведения, полученные на основании опроса местных жителей о наблюдающихся гидрометеорологических явлениях с экстремальными характеристиками.

В техническом отчете по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий должны быть приведены данные климатических условий (температура воздуха, глубина промерзания, высота снежного покрова), характеристики гидрологического режима водных объектов (режимов уровня и стока, ледового и термического режимов, режимы наносов и русловых процессов, режимов волнения и течения воды).

При затоплении территорий следует определять высокий уровень воды с учетом возникновения заторов и льда и ее химсостав с определением агрессивных свойств по отношению к бетону и металлу.

При проведении изысканий на переходах через водные преграды проводят промеры глубин воды в русле и на пойме реки, измерение скоростей и направления течения реки, отбор проб донных отложений и определение их гранулометрического состава, прогнозируют наибольшую глубину возможного размыва берегов и дна русла реки на установленный срок эксплуатации газопровода, т.е. пятьдесят лет. Для надземных переходов необходимо определять расчетные уровни воды 1, 2, 5 или 10%-ной обеспеченности, расчетные максимальные расходы воды. Для больших и средних переходов через водные преграды, кроме того, определяют наивысшие и наинизшие уровни весеннего ледохода.

Инженерно-экологические изыскания выполняются для экологического обоснования строительства с целью предотвращения или снижения неблагоприятных экологических и связанных с ними социальных и экономических последствий и сохранения оптимальных условий жизни населения. Решение о выполнении экологических изысканий принимается в зависимости от их необходимости, когда есть обоснованное требование заказчика.

Выполнение инженерно-экологических изысканий при проектировании трасс газопроводов, как правило, не предусматриваются, так

как они не представляют опасности экологии района строительства с точки зрения воздействия на окружающую среду и не требуют организации специальных природоохранных мероприятий или организации экологического мониторинга. Исключение могут составить случаи прохождения трассы газопровода по территории объектов историко-культурного наследия или заповедников. Требования к прохождению трасс газопроводов по таким территориям выдаются на стадии получения исходно-разрешительной документации. Эти требования могут предусматривать, к примеру, археологическое обследование отводимого под строительство участка или его прохождение методом наклонно-направленного бурения на глубине, ниже зоны нахождения объектов археологического наследия.

Образец
заполнения технического задания
на производство инженерных изысканий

«УТВЕРЖДАЮ»
Технический руководитель
проектной организации

_____
(Фамилия, инициалы,подпись)

«_____» _____200__г.
число *месяц* *год*

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на производство инженерных изысканий на трассе газопровода в Шатурском районе Московской области, составленное для (наименование подрядной изыскательской организации)

Проектный институт (предприятие) – **ОАО «Гипрониигаз» просит произвести изыскания по объекту: Полиэтиленовый газопровод давлением Р = 0,6 МПа к поселку Пустоша Шатурского района Московской области.**

Основания для производства инженерных изысканий: **АПЗ, решение администрации и т.д.**

Генпроектировщик: **ОАО «Гипрониигаз», г. Саратов.**

Заказчик: **ГУП МО «Мособлгаз филиал «Егорьевскмежрайгаз».**

Характер строительства: **новое.**

Стадия проектирования: **рабочий проект**.

Сроки и порядок представления отчетных материалов: **по графику к договору.**

Гл. инженер проекта: (**Фамилия, И. О.**). телефон: (**номер контактного телефона**).

I. ИНЖЕНЕРНО-ГЕОДЕЗИЧЕСКИЕ ИЗЫСКАНИЯ

На отведенном участке произвести инженерно-геодезические изыскания в соответствии со СНиП 11-02-96, СП 11-104-97.

Выполнить топографическую съемку (корректуру) масштаба: **1 : 500** с сечением рельефа горизонталями через: **0,5 м**, в том числе: на застроенной территории – га, на незастроенной **8,5 га**.

Произвести трассирование: **8,5 км**, съемку полосы шириной: **50 м** в масштабе **1 : 500**, сечением рельефа через **0,5 м**.

Съемку переходов через препятствия в масштабе: **1 : 500**, сечением рельефа через **0,5 м**.

Положение проектируемых трасс показано на карте (плане) масштаба: **1 : 500.**

Трасса полиэтиленового газопровода подключается к межпоселковому газопроводу между п. Туголесский Бор – п. Черусти Московской обл. и проходит от точки врезки до ГРПБ в п. Пустоши (газопровод из труб ПЭ80 160 х 14,6 Р=0,6 МПа протяженностью 8,0 км) и далее от ГРПБ до котельной в п. Пустоши (газопровод из труб ПЭ80 110 х 10 Р=0,3 МПа протяженностью 0,5 км).

Требования к точности изысканий: **по СНиП 11-02-96, СП 11-104-97.**

Требования к проведению *инженерно-геодезических изысканий*: **Выполнить планово-высотную съемку подземных и надземных коммуникаций на участке съемки с указанием диаметров, материала труб, отметок на них, назначения, отметок дна каналов, колодцев, сечения кабелей и проводов, электросетей, их отметок, величины напряжения тока, указать границы угодий, хозяйственного использования земель, название растительности и с.-х. культур, наименование водных преград, границы затопления, местоположение и назначение зданий и сооружений, этажность, материал конструкций.**

По водным преградам: **составить профиль с промерами глубин, указать наличие размыва берегов и дна, одернования берегов.**

По автомобильным дорогам: **указать материал покрытия дороги и ее категорию.**

По оврагам: **указать наличие и границы размыва и разрушение дна и склонов оврага, направление роста оврага, наличие одерновки.**

Указать на съемке: **места расположения скважин, пробуренных при инженерно-геологических изысканиях и их номера.**

Знаки долговременной сохранности сдать на хранение: **заказчика.**

Съемку выполнить в местной системе координат: (**указывается наименование системы координат**) и системе высот: **Балтийской.**

Номер и дата получения разрешения на производство работ и наименование организации, выдавшей разрешение: **Администрация Шатурского района Московской обл. № 15 от 12.01.06.**

Сведения о наличии материалов ранее выполненных работ: (**наименование, год, стадия, место хранения**).

В результате выполненных работ представить: **технический отчет* с графическими приложениями с учетом пп. 4.22-4.24, 5.13, 5.17 СНиП II-02-96 и вышеуказанных требований.**

II. ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗЫСКАНИЯ

На отведенном участке произвести инженерно-геологические изыскания в соответствии с СНиП 11-02-96, СНиП 2.02.01-83, ГОСТ 25100-96, ГОСТ 9.602-2005, СП 11-105-97 с учетом следующих данных:

Техническая характеристика проектируемых зданий и сооружений:

Здание, сооружение	Класс сооружения	Размер в плане, м	Этажность	Тип фундамента	Нагрузка на фундамент, МПа	Глубина заложения, м
ГРПБ	II	3 х 3	1	ленточный	0,15	1,5

Инженерные подземные коммуникации:

Наименование	Протяженность в км	Способ прокладки	Материал труб	Глубина прокладки, м
газопровод в/д De = 160 х 14,6	8,0	подземный	полиэтилен	1,5
газопровод с/д De = 110 х 14,6	0,5	подземный	полиэтилен	1,5

Переходы: **через автодорогу II категории закрытым способом, через водную преграду – открытым способом в подводной траншее.**

Требования к проведению инженерно-геологических изысканий (**необходимое подчеркнуть**):

– определить физико-механические и химические характеристики грунтов (в том числе – удельное сцепление, угол внутреннего трения,

модуль деформации при природной влажности и при полном водонасыщении), сведения о просадочности и набухаемости грунтов, степени морозной пучинистости грунтов, содержании % гумуса в почве, типе почв, степени засоленности, грансоставе грунтов;

– провести коррозийные исследования грунтов, воды по ГОСТ 9.602-2005;

– указать глубину промерзания грунтов;

- привести сведения об уровнях грунтовых вод на период изысканий, сезонные колебания уровней с учетом 2 % обеспеченности;

– привести сведения об агрессивности грунтов и воды к бетонным, ж/б конструкциям, а также к металлическим конструкциям;

– выявить другие неблагоприятные для строительства явления и процессы: водная и береговая эрозия, оползни, карст, размыв, подтопляемость.

Расстояние между горными выработками (скважинами) принять **100 м**, с составлением профиля по трассе с данными изысканиями, глубину горных выработок принять не менее чем на 2 метра ниже нормативной глубины промерзания, но не менее **4 м**. Кроме того, предусмотреть две скважины с двух сторон автодороги и три скважины на участке водной преграды.

Под здания и сооружения – не менее 4–6 м в зависимости от характеристик грунтов между скважинами по трассе газопровода, но не менее 2 м ниже глубины заложения фундаментов.

При изысканиях на участках развития геологических и инженерно-геологических процессов глубины скважины должна быть на 3 м ниже зоны их активного развития.

При обнаружении слабых или насыпных грунтов глубина скважин должна быть не ниже 2 м их подошвы

По данным изысканий: **составить технический отчет* в соответствии с разд. 6 СНиП 11-02-96, СП 12-105-97 и вышеуказанными требованиями, приведенными в ТЗ.**

III. ИНЖЕНЕРНО-ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗЫСКАНИЯ

На отведенном участке трассы произвести инженерно-гидрометеорологические работы в соответствии со СНиП 11-02-96, СП 11-103-97, СНиП 22-01-95, СНиП 23-01-99* и определить (нужное подчеркнуть):

– климатические характеристики района строительства;

– растительность;

– фоновые концентрации розы ветров;

– максимальные расходы и уровни воды (ГВВ) **2 % обеспеченности** (или другой обеспеченности согласно СНиП 42-01-2002);

– границы прогнозируемого затопления;

– сведения об эрозии (берегов и дна – рек, оврагов, балок по трассе газопровода) с расчетом на 25 лет эксплуатации;

– скорость и направление течения воды;

– ледовый режим (ГВЛ) – 2 % обеспеченности;

– меженный уровень воды;

– химический состав воды;

– корчеход;

– режим волнения воды (набег волн) в водных преградах;

– наличие и горизонты (верхний и нижний) верховодки.

По результатам выполнения работ: **представить технический отчет* с учетом пп. 7.14–7.18 СНиП 11-02-96 и п. 4.36 СП 11-105-97 вышеуказанных требований.**

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Требуется ли проведение инженерных изысканий при строительстве газопроводов?

1. Проведение изыскательских работ требуется обязательно;
2. Проведение изыскательских работ проводится по требованию заказчика;
3. Проведение изыскательских работ требуется только для участков подземной прокладки газопроводов.

Правильный ответ: 1.

Исходя из какого процента обеспеченности должны определяться границы горизонта высоких вод для подземных газопроводов при проведении изыскательских работ?

1. 10 %;
2. 5 %;
3. 2 %.

Правильный ответ: 3.

Приложения к заданию.

1. Ситуационный план масштаба **1 : 5000**.
2. План (карта) проектируемой трассы масштаба **1 : 2000** с отображением существующих и проектируемых объектов.
3. Акт выбора трассы, выданный муниципальным образованием.
4. Материалы ранее выполненных изысканий (при наличии).

Главный инженер проекта (**подпись**).

Составитель задания (**подпись**).

* Примечание: Отчеты на бумажном носителе представить в 3-х экз., графические приложения (планы, профили, колонки скважин и т.д.) в виде удобном для тиражирования. Отчеты по результатам изысканий должны быть представлены на бумажном носителе, а также в электронном виде: текстовые данные – в форматах txt, rtf, или doc, графическая часть в формате dwg или в формате обмена графическими данными dxf.

2.4. Гидравлический расчет

Существенное достоинство пластмассовых труб – отсутствие коррозионного зарастания их внутренней поверхности при эксплуатации и низкая шероховатость стенок труб. Если у стальных трубопроводов вследствие коррозионных отложений со временем происходит постепенное увеличение шероховатости стенок труб (таблица 46) и снижение пропускной способности, то трубы из пластмасс избавлены от этого недостатка. Поскольку шероховатость стенок пластмассовых труб не меняется со временем, их пропускная способность остается постоянной. Это является важным условием обеспечения эффективности применения пластмассовых труб.

Принято считать, что для полиэтилена значение абсолютной шероховатости внутренней поверхности стенки труб (n) лежит в пределах 0,001–0,0007 см, для стальных труб – в пределах 0,005–0,05 см. В различных источниках информации приводятся отличные друг от друга данные. Согласно рекомендациям СП 42-101-2003 эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки полиэтиленовых труб принимается равной 0,0007 см, новых стальных – 0,01 см. Для сравнения в таблице 46 приведены значения коэффициента n для труб, выполненных из различных материалов, по данным фирмы «Wavin» (Нидерланды).

Таблица 46. Шероховатость стенки (n) труб из различных материалов

Тип труб	Значение n, мм
Термопластовые	0,01
Гладкие асбестоцементные	0,02
Новые стальные	0,05
Новые стальные оцинкованные	0,10
Стальные слабопроржавевшие	0,20
Стальные проржавевшие; новые чугунные	0,50
Стальные среднепроржавевшие; чугунные слабопроржавевшие; бетонные	1,00
Стальные и чугунные сильнопроржавевшие	2,00–5,00
Керамические	0,20

В основе гидравлического расчета любой газопроводной сети, в том числе и из полиэтиленовых труб, лежит определение оптимальных диаметров газопроводов. Расчет ведется исходя из максимально возможных расходов газа в часы максимального газопотребления. При этом учитываются часовые расходы газа на нужды производственных (промышленных и сельскохозяйственных), коммунально-бытовых потребителей, а также индивидуально-бытовые нужды населения (отопление, горячее водоснабжение, в сельских населенных пунктах – на приготовление кормов и подогрев воды для животных и т.д.). Гидравлические расчеты выполняются, как правило, на персональных компьютерах с использованием соответствующего программного обеспечения. Современные системы автоматизированного проектирования обладают возможностями презентации (оформления) результатов расчетов в различных формах: сведенных в выборочные таблицы, в форме графиков или отчетов.

Как правило, при гидравлическом расчете газопроводов среднего и высокого давления расчетные расходы газа потребителями принимаются в качестве сосредоточенных нагрузок, для сетей низкого давления учитывается также и равномерно-распределенная нагрузка. Отличительной особенностью систем газоснабжения среднего давления с установкой газорегуляторных пунктов у каждого потребителя или небольшой группы потребителей населенного пункта является применимость к ним принципа расчета сетей с равномерно распределенными нагрузками.

Движение транспортируемой среды вызывает в транспортной системе неизбежные потери давления. Решающими факторами для определения величины потерь являются: расчетный расход газа на рассматриваемом участке, длина трубопровода, поперечное сечение трубы, шероховатость стенки труб, количество местных сопротивлений.

При расчете в качестве допустимых потерь давления для газопроводов высокого и среднего давления принимают потери, лежащие в пределах верхней и нижней границ давления, определенных СНиП для данной категории давления. Переход из категории в категорию должен предусматриваться через газорегуляторные пункты. Для газопроводов низкого давления расчетные суммарные потери давления (линейные и в местных сопротивлениях) от источника газоснабжения до наиболее удаленного потребителя не должны превышать 180 даПа (0,0018 МПа), в том числе в распределительных газопроводах 120 даПа (0,0012 МПа) и внутренних газопроводах – 60 даПа (0,006 МПа).

Гидравлический расчет газопроводов среднего и высокого давления производят по формуле:

$$P_H^2 - P_K^2 = \frac{P_o}{81\pi^2}\lambda\frac{Q_o^2}{d^5}\rho_o l = 1{,}2687\lambda\frac{Q_o^2}{d^5}\rho_o l,$$

где $P_н$ – абсолютное давление газа в начальной точке газопровода, МПа;

$P_к$ – абсолютное давление газа в конечной точке газопровода, МПа;

P_o – 0,101325 МПа;

λ – коэффициент гидравлического трения;

d – внутренний диаметр газопровода, см;

ρ_o – плотность газа, кг/м³, при температуре 0 °С и давлении 0,101325 МПа;

l – расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м;

Q_o – расход газа, м³/ч, при температуре 0 °С и давлении 0,101325 МПа.

На основании этой формулы для упрощения методики расчета строятся номограммы.

Гидравлический расчет газопроводов низкого давления производят по формуле:

$$P_H - P_K = \frac{10^6}{162\pi^2}\lambda\frac{Q_o^2}{d^5}\rho_o l = 626{,}1\lambda\frac{Q_o^2}{d^5}\rho_o l,$$

где $P_н$ – давление газа в начальной точке газопровода, Па;

$P_к$ – давление газа в конечной точке газопровода, Па.

Для газопроводов низкого давления, проложенных по сложному резко выраженному рельефу местности, необходимо также дополнительно учитывать гидростатический напор (H_q, даПа), определяемый по формуле:

$$H_q = \pm 9{,}81h\,(\rho_a - \rho_o),$$

где 9,81 – g (ускорение свободного падения), м/с²;

h – разность абсолютных отметок начальных и конечных участков газопровода, м;

ρ_a – плотность воздуха, кг/м³, при температуре 0 °С и давлении 0,101325 МПа.

В расчетах газопроводов среднего и высокого давлений многое зависит от коэффициента гидравлического трения (λ), определяемого в зависимости от режима движения газа по газопроводу и гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода. Режим движения газа по газопроводу характеризуется числом Рейнольдса:

$$\mathrm{Re} = \frac{Q_o}{9\pi d\nu} = 0{,}0354\lambda\frac{Q_o}{d\nu},$$

где Re – число Рейнольдса;

ν – коэффициент кинематической вязкости газа, м²/с, при температуре 0 °С и давлении 0,101325 МПа.

Гидравлическая гладкость внутренней стенки газопровода обеспечивается при условии:

$$\mathrm{Re}\left\{\frac{n}{d}\right\} < 23,$$

где n – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности труб, см.

Вычисление коэффициента λ для гидравлически гладкой стенки при Re > 4000 рекомендуется проводить по формулам:

при $4000 < \mathrm{Re} < 10\cdot10^4 \Rightarrow \lambda = 0{,}3164/\mathrm{Re}^{0{,}25}$;

при $\mathrm{Re} > 10\cdot10^4 \Rightarrow \lambda = (1/(1{,}82\lg\mathrm{Re} - 1{,}64)$.

Для шероховатых стенок при Re > 4000 вычисление коэффициента λ проводится по формуле:

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

При ламинарном режиме движения газа (Re ≤ 2000) λ = 64/ Re. При критическом режиме движения газа (Re = 2000 – 4000) $\lambda = 0{,}0025\mathrm{Re}^{0{,}333}$.

При расчете газопроводов большой протяженности (межпоселковых, поселковых распределительных) потери давления на местные сопротивления можно дополнительно учитывать увеличением на 3–5 % линейных потерь (потерь на трение) при использовании труб мерной длины и 1–2 % для длиномерных труб.

При выполнении гидравлического расчета расчетный внутренний диаметр газопровода определяют по формуле:

$$d_p = \sqrt[m]{\frac{A\cdot B\cdot\rho_0\cdot Q_0^m}{\Delta P_{уд}}},$$

где d_p – расчетный внутренний диаметр, см;

A, B, m и m^1 – коэффициенты, определяемые в зависимости от категории сети по давлению и материала труб. Значения коэффициентов A, B, m и m^1 приведены в таблице 47;

$\Delta P_{уд}$ – удельные потери давления (Па/м – для сетей низкого давления, МПа/м – для сетей среднего и высокого давления), определяемые соотношением: $\Delta P_{уд} = \Delta P_{доп}/1{,}1L$ ($\Delta P_{доп}$ – допустимые потери давления, Па/м или МПа/м, L – расстояние до самой удаленной точки, м).

Таблица 47. Значения коэффициентов A, B, m и m^1

Материал труб	Коэффициенты			
	A	B	m	m^1
Полиэтилен	626 – сети низкого давления; $P_o/(P_m 162\pi^2)$ – сети среднего и высокого давления	0,0446	1,75	4,75
Сталь		0,022	2	5
P_m – усредненное давление газа (абсолютное) в сети, МПа.				

Внутренний диаметр газопровода рекомендуется принимать ближайшим меньшим, исходя из внутренних диаметров стандартного типоразмерного ряда труб, например: d_p = 21,2 см ⇒ De = 250 x 22,7 SDR 11.

При определении пропускной способности полиэтиленовых труб иногда предлагается вводить в формулы расчета коэффициенты, учитывающие некоторое увеличение диаметра труб под действием внутреннего давления. Действительно, из-за небольшого значения модуля упругости (E_o = 700 МПа) диаметр труб теоретически увеличивается на величину $\Delta D = De\mu\sigma_{max}/E_o$. При максимальных напряжениях в стенке труб SDR 11 σ = 5,0 МПа (давление 1,0 МПа) диаметр труб получает относительное увеличение на 0,3 %. С учетом фактора времени (50 лет) возможен прирост диаметра по сравнению с первоначальным

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Какое значение рекомендуется принимать для эквивалентной абсолютной шероховатости стенок труб (n)?

1. 0,1 см для стальных и 0,07 см для полиэтиленовых;
2. 0,01 см для стальных и 0,0007 см для полиэтиленовых;
3. 0,0007 см для стальных и 0,01 см для полиэтиленовых.

Правильный ответ: 2.

На пропускную способность каких газопроводов оказывает существенное влияние величина эквивалентной абсолютной шероховатости стенок труб?

1. На газопроводы низкого и среднего давления;
2. На газопроводы среднего и высокого давления;
3. На газопроводы низкого, среднего и высокого давления.

Правильный ответ: 2.

на 1,5 %. В то же время полиэтиленовые трубы, как правило, имеют несколько меньший (относительно расчетной величины) внутренний диаметр за счет допустимых отклонений от номинальной толщины стенки. Даже с учетом нормированных отклонений от номинального наружного диаметра (De) в 0,5–0,9 % фактический внутренний диаметр труб может быть меньше расчетного на 1,7–2,2 %. Эта величина больше величины возможного увеличения диаметра труб под действием внутреннего давления транспортируемой среды, поэтому вводить в расчеты какие-либо дополнительные коэффициенты, направленные на увеличение диаметра труб, не следует.

2.5. Расчет газопроводов на прочность и устойчивость

Полиэтиленовые газопроводы рассчитывают на прочность и устойчивость положения (против всплытия), а также по условию обеспечения допустимой овализации и устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы. При расчетах используют методики, изложенные в СП 42-103-2003, СН 550-82, Пособии к СН 550-82, СНиП 2.05.06-85 и других нормативных документах. *При расчетах на прочность и устойчивость газопроводов из полиэтиленовых труб срок службы принимается равным 50 годам*[12].

Расчет полиэтиленовых газопроводов на прочность и устойчивость проводится с учетом силового, деформационного и сейсмического воздействий.

К силовым воздействиям относятся внутреннее давление газа, вес газопровода, сооружений на нем, вес транспортируемого газа, давление грунта и другие внешние воздействия (нагрузка от людей, снега, транспорта и т.д.), гидростатическое давление, выталкивающая сила воды, нагрузки, возникающие при укладке и испытаниях.

К деформационным воздействиям относятся температурные воздействия, воздействия предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб), неравномерных воздействий от деформации грунта (просадка, осадка, набухание, пучение, деформация земной поверхности в районах горных выработок, распространения карста и т.д.).

К сейсмическим воздействиям относятся нагрузки, определяемые в предположении упругого деформирования газопровода от колебаний земной поверхности.

Таблица 48. Значение коэффициентов надежности

Нагрузки на трубопровод			Коэффициент надежности по нагрузке γ
Вид нагрузки	Условное обозначение	Характеристика нагрузки*	
Постоянные	γ_q	Собственный вес трубопровода, арматуры и обустройств	1,1 (1,0)
	γ_m	Вес и давление грунта (засыпки, насыпи)	1,2 (0,8)
	γ_i	Начальное напряжение трубопровода (упругий изгиб по заданному профилю)	1,0
	γ_{gv}	Гидростатическое давление воды	1,0
	γ_w	Выталкивающее давление воды	1,0 (1,05–1,1)
	γ_p	Внутреннее давление транспортируемой среды	1,0
	γ_{ve}	Вес транспортируемой среды	1,1 (1,0)
	γ_t	Температурный перепад стенок трубопровода	1,0
	γ_v	Нагрузки от давления на поверхности земли (дорожной одежды, снежного покрова и т.п.)	1,4
	γ_b	Нагрузки от веса баластирующих устройств	0,85–0,95
Временные	γ_{tg}	Нагрузки от давления гусеничного транспорта	1,1
	γ_{tk}	Нагрузки от давления колесного транспорта	1,4
	γ_c	Сейсмические воздействия	1,0
	γ_z	Неравномерные деформации грунта, сопровождающиеся изменением его структуры (селевые потоки и оползни, деформации земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах, деформации просадочных грунтов при замачивании или вечномерзлых при оттаивании и т.п.)	1,0
Специальные коэффициенты	γ_n	Надежность сварных соединений, в т.ч.: – при сварке деталями с ЗН или нагретым инструментом встык при 100 % УЗК – при сварке нагретым инструментом встык при УЗК < 100 % – для соединений «полиэтилен – сталь»	1,0 0,95 0,85–0,90
	γ_r	Релаксационная способность полиэтиленовых труб	0,6–0,8

Коэффициенты, указанные в скобках, принимают при расчете газопровода на устойчивость против всплытия.

В данной главе рассматривается расчет на прочность и расчет по условию обеспечения допустимой овализации и устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы (несущей способности). Расчет на устойчивость положения против всплытия приводится в главе 4.4. Расчеты целесообразно выполнять по расчетным нагрузкам, т.е. нагрузкам, определяемым от произведения их нормативного значения на коэффициент надежности γ. Коэффициенты надежности γ принимаются с учетом требований СНиП 2.04.12-86, СП 42-103-2003 и СН 550-82. Рекомендуемые коэффициенты надежности приведены в таблице 48.

Расчет на прочность проводится по продольным осевым напряжениям от действия всех нагрузок силового воздействия $\sigma_{пр}F$, продольным осевым напряжениям от действия нагрузок силового и деформационного воздействий $\sigma_{пр}NS$ и продольным фибровым напряжениям от совместного действия всех нагрузок силового и деформационного воздействий $\sigma_{пр}S$:

$$\sigma_{пр}F = \sigma_\tau \cdot \mu \cdot \gamma_p \le 0{,}4\ MRS \cdot \gamma_n;$$

$$\sigma_{пр}NS_1 = \left| \sigma_\tau \cdot \mu \cdot \gamma_p - \alpha \cdot E_{(te)} \cdot \Delta t \cdot \gamma_t \right| \le 0{,}5\ MRS \cdot \gamma_n;$$

$$\sigma_{пр}S_1 = \left| \sigma_\tau \cdot \mu \cdot \gamma_p - \alpha \cdot E_{(te)} \cdot \Delta t \cdot \gamma_t \right| + E_{(te)} \cdot D_e/(2 \cdot \rho) \cdot \gamma_i \cdot \gamma_r + \sigma_{oy} \cdot \gamma_z \le 0{,}9\ MRS \cdot \gamma_n.$$

При прокладке газопроводов на площадках с сейсмичностью свыше 6 баллов должны учитываться дополнительные напряжения от сейсмических нагрузок σ_c и те же формулы примут вид:

$$\sigma_{пр}NS_2 = \left| \sigma_{пр}NS_1 \right| + \sigma_c \cdot \gamma_c \le 0{,}7\ MRS \cdot \gamma_n;$$

$$\sigma_{пр}S_2 = \left| \sigma_{пр}S_1 \right| + \sigma_c \cdot \gamma_c \le 1{,}0\ MRS \cdot \gamma_n,$$

где σ_τ - кольцевые напряжения в стенке трубы от внутреннего давления в газопроводе, МПа, определяемые формулой:

$\sigma_\tau = P \cdot (SDR - 1)/2$;

P – рабочее давление в газопроводе, МПа;

SDR – стандартное размерное соотношение;

μ – коэффициент Пуассона, принимаемый равным 0,43;

α - коэффициент температурного расширения полиэтилена, принимаемый равным максимально $2{,}2 \cdot 10^{-4}$ (°C)$^{-1}$;

$E_{(te)}$ – модуль ползучести полиэтилена, МПа. Модуль ползучести полиэтиленовых труб принимается по данным таблицы 49 в зависимости от кольцевых напряжений в стенке трубы и температуры эксплуатации трубопровода. Как видно из таблицы 49, модуль ползучести (деформации) полиэтилена $E_{(te)}$ сильно изменяется в зависимости от температуры. При этом изменение $E_{(te)}$ в интервале температур от 30 до 0 °C и от 0 до минус 20 °C происходит практически по линейной зависимости,

но в точке, соответствующей 0 °С угол наклона прямой резко меняется. Следовательно, при проведении расчетов следует учитывать среднее значение $E_{(te)}$, которое будет состоять из двух слагаемых: $E_{(te)} = E_{(te)1} + E_{(te)2}$, где $E_{(te)1}$ – модуль ползучести в интервале от 0 °С до температуры замыкания расчетной схемы газопровода в летний период (или максимальной температуры стенок труб при эксплуатации при укладке труб в зимний период); $E_{(te)2}$ – модуль ползучести в интервале от минимальной температуры стенок труб при эксплуатации до 0 °С (или температуры замыкания расчетной схемы газопровода при укладке труб в зимний период). Температура замыкания расчетной схемы – температура грунта, при которой происходит фиксирование положения газопровода при его засыпке;

Δt – расчетный перепад температур в материале труб, °С. Расчетный перепад температур может приниматься с учетом частичной самокомпенсации уложенного в траншею газопровода за счет его криволинейной формы («змейки»). При определении Δt следует учитывать температуру газа, поступающего в полиэтиленовый газопровод (из ГРС, ГРП и т.д.), температуру замыкания расчетной схемы и температуру грунта на глубине прокладки газопровода, которую при однородных грунтах следует определять по линейной зависимости. Температуру на поверхности земли следует принимать равной средней температуре воздуха наиболее жаркого месяца обеспеченностью 0,95 или наболее холодного месяца (холодной пятидневки обеспеченностью 0,92) согласно СНиП 23-01-99;

ρ – радиус упругого изгиба оси трубопровода, м;

σ_{oy} – дополнительные напряжения в газопроводе, МПа, обусловленные его прокладкой в особых грунтовых условиях (пучинистых, просадочных, набухающих грунтах и т.п.). Значение σ_{oy} допускается принимать без расчетов на основании эмпирических данных. Так, в пучинистых грунтах при глубине промерзания от 1 до 4 м рекомендуется в расчетах газопроводов на прочность учитывать соответствующие этим глубинам дополнительные напряжения в трубах в пределах:

– для среднепучинистых – 0,3–0,7 МПа;

– для сильнопучинистых – 0,4–0,9 МПа;

– для чрезмернопучинистых – 0,5–1 МПа.

Для средненабухающих и грунтов II типа просадочности значения σ_{oy} рекомендуется принимать равным 0,6 МПа, для сильнонабухающих грунтов и на подрабатываемых территориях – 0,8 МПа. В слабопучинис-

мых, слабонабухающих грунтах и грунтах I типа просадочности (а также при прокладке газопровода в просадочных, пучинистых и набухающих грунтах, где предусмотрены мероприятия, исключающие проявление негативных свойств грунтов, или где невозможно замачивание просадочных и набухающих грунтов) σ_{oy} принимается равным нулю;

σ_c - дополнительное напряжение в газопроводе МПа, от воздействия сейсмической нагрузки.

Значения напряжений от воздействия сейсмических нагрузок на газопровод σ_c, прокладываемый в районах с сейсмичностью 7–10 баллов, принимаются по формуле:

$$\sigma_c = 0{,}04\, E_{(te)} \frac{m_o a_o T_o}{V_c} \text{ (МПа)}$$

В данной формуле учтен преобладающий период сейсмических колебаний грунтового массива (T_o), как это предусмотрено при расчете магистральных газопроводов (СНиП 2.05.06-85). T_o (с) определяется при инженерных изысканиях.

Значение коэффициентов защемления газопроводов грунтом m_o и скорости распространения продольных сейсмических волн V_c определяется по таблице 50. Значение коэффициента сейсмических ускорений a_o принимается для районов с сейсмичностью 7, 8, 9 и более 9 баллов соответственно равным 100, 200, 400 и 800 см/с^2.

Приводимые в нормативных документах формулы расчета полиэтиленовых трубопроводов не учитывают релаксационную способность материала труб, т.е. самопроизвольное затухающее падение напряжений при заданной постоянной деформации. Поэтому при напряжениях в стенке труб от упругого изгиба более 3,5 МПа авторами рекомендуется вводить в расчеты дополнительный коэффициент γ_r, учитывающий релаксационную способность полимерных труб.

При расчете полиэтиленовых газопроводов, кроме проверки напряженного состояния газопровода, вызванного продольными силами, проводится проверка по условию обеспечения допустимой овализации и устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы. В пределах допустимой овализации и устойчивости круглой формы поперечного сечения трубопровода должно обеспечиваться восприятие всех внешних нагрузок, действующих на газопровод.

Таблица 49. Модуль ползучести полиэтилена $E_{(te)}$ при расчетном сроке эксплуатации 50 лет

Кольцевые напряжения в стенке трубы, МПа	Температура стенки трубы при эксплуатации, °С					
	минус 15	минус 10	0	+ 10	+ 20	+ 30
1,5	460	440	400	290	180	130
2,5	390	370	340	240	150	110
3,0	360	340	310	220	130	95
4,0	320	300	270	190	110	80

Таблица 50. Значение коэффициента m_o и скорости распространения сейсмических волн V_c по СП 42-101-2003

Тип грунта	m_o	Vc, см/с
Насыпные, рыхлые пески, супеси, суглинки и другие грунты кроме водонасыщенных	0,50	$0,12 \cdot 10^5$
Песчаные маловлажные	0,50	$0,15 \cdot 10^5$
Песчаные средней влажности	0,45	$0,25 \cdot 10^5$
Песчаные водонасыщенные	0,45	$0,35 \cdot 10^5$
Супеси и суглинки	0,60	$0,30 \cdot 10^5$
Глинистые, полутвердые и твердые	0,70	$2,00 \cdot 10^5$
Скальные породы (монолиты)	принимается по грунту засыпки	$2,20 \cdot 10^5$
Известняки, сланцы, песчаники (слабовыветрелые и сильновыветрелые)		$1,50 \cdot 10^5$
Лесс и лессовидные	0,5	$0,4 \cdot 10^5$
Торф	0,2	$0,10 \cdot 10^5$
Низкотемпературные мерзлые грунты (песчаные, глинистые, насыпные)	1,0	$2,20 \cdot 10^5$
Высокотемпературные мерзлые грунты (песчаные, глинистые, насыпные)	1,0	$1,50 \cdot 10^5$

Для обеспечения допустимой овализации поперечного сечения газопровода (укорочения наружного диаметра) должно соблюдаться условие:

$$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q \cdot 10^{-3}}{4 Д De} \left(1 + \frac{0{,}125 E_{гр} - P_w \cdot 10^{-3}}{Д + 0{,}012 E_{гр}} \right)^{-1} \cdot 100\% \le [\varepsilon_\varphi],$$

где ε_φ – относительная деформация вертикального диаметра трубы. Предельно допустимая величина овализации $[\varepsilon_\varphi]$ принимается равной для полиэтилена 5,0 %;

ξ – коэффициент, учитывающий распределение нагрузки и опорной реакции и принимаемый равным:

– 1,3 – при укладке на плоское основание;

– 1,2 – при укладке на спрофилированное основание;

Q – полная погонная эквивалентная нагрузка (кН/м), учитываемая при этих расчетах и определяемая по формуле:

$$Q = \Sigma \beta_i \cdot Q_i;$$

где Q_i – составляющие полной эквивалентной нагрузки, кН/м;

β_i – коэффициенты приведения нагрузок, принимаемые равными:

– для нагрузок от давления грунта:

$\beta_1 = 0{,}75$ – при укладке на плоское основание,

$\beta_1 = 0{,}55$ – при укладке на спрофилированное основание с углом охвата = 70°,

$\beta_1 = 0{,}50$ – при угле охвата = 90°,

$\beta_1 = 0{,}45$ – при угле охвата = 120°;

– для нагрузок от веса газопровода:

$\beta_2 = 0{,}75$ – при укладке на плоское основание,

$\beta_2 = 0{,}35$ – при укладке на спрофилированное основание с углом охвата = 70°,

$\beta_2 = 0{,}30$ – при угле охвата = 90°,

$\beta_2 = 0{,}25$ – при угле охвата = 120°;

– для нагрузок от выталкивающей силы воды, равномерно распределенной нагрузки на поверхности земли и от подвижных транспортных средств зачения коэффициентов β_i принимаются равными: $\beta_3 = \beta_4 = \beta_5 = 1$;

Д – параметр, характеризующий жесткость трубопровода, МПа, и определяемый по формуле:

$$Д = \frac{E(te)}{4(1-\mu^2)} \cdot \left(\frac{SDR - 1}{2} \right)^{-3};$$

De – номинальный наружный диаметр газопровода, м;

$E_{гр}$ – модуль деформации грунта засыпки, принимаемый по данным таблицы 51 или данным инженерных изысканий. Для полиэтиленовых газопроводов при обычном строительстве рекомендуется принимать в расчетах нормальную степень уплотнения грунта;

P_w – внешнее радиальное давление на газопровод, кН/м², приравниваемое к гидростатическому и определяемое по формуле: $P_w = \rho_w \cdot H_w$;

где ρ_w – удельный вес грунтовых вод с учетом растворенных в ней солей, принимаемый по данным инженерных изысканий, обычно в пределах 10,2–10,4 кН/м³;

H_w – высота уровня грунтовых вод над верхом трубы, м.

При прокладке на необводненных участках P_w принимается равным нулю.

Таблица 51. Значение модуля деформации грунта засыпки $E_{гр}$, МПа, по Пособию к СН 550-82

Наименование грунта	Степень уплотнения грунта	
	Нормальная	Повышенная
Пески гравелистые, крупные и средней крупности	8,0	16,0
Пески мелкие	6,0	12,0
Пески пылеватые, супеси	5,0	7,5
Суглинки полутвердые, тугомягкие и текучепластичные	3,5	5,5
Супеси и суглинки твердые	2,5	5,0
Глины	1,2	2,5

Составляющие полной погонной эквивалентной нагрузки Q_i включают расчетные нагрузки от давления грунта, от собственного веса трубопровода, от выталкивающей силы воды на обводненных участках трассы, от равномерно распределенной нагрузки на поверхности земли и от подвижных транспортных средств. Нагрузка от веса транспортируемого газа не учитывается в связи с ее незначительностью.

Расчетная вертикальная нагрузка на единицу длины трубопровода от давления грунта определяется по формуле:

$$Q_m = \gamma_m \cdot q_m \frac{B}{De} K_{гр} ,$$

где γ_m – коэффициент надежности по весу и давлению грунта, принимаемый по таблице 48,

q_m – нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта кН/м, и определяемая по формуле: $q_m = \rho_m \cdot De \cdot H_г$;

ρ_m – плотность грунта засыпки, кН/м³;

B – ширина траншеи на уровне верха трубы, м;

$H_г$ – глубина заложения газопровода от верха трубы, м;

$K_{гр}$ – коэффициент вертикального давления грунта засыпки, принимаемый по данным таблицы 52. При глинах и суглинках полутвердой и мягкой консистенции следует принимать значения $K_{гр}$ с учетом линейной интерполяции приведенных в таблице значений.

Таблица 52. Значение коэффициента $K_{гр}$ по СП 42-103-2003

Глубина заложения трубы, м	Коэффициент $K_{гр}$ при категории грунта засыпки	
	Пески, супеси, суглинки твердые	Суглинки пластичные, глины твердые
0,5	0,82	0,85
1,0	0,75	0,78
2,0	0,67	0,7
3,0	0,55	0,58
4,0	0,49	0,52
5,0	0,43	0,46
6,0	0,37	0,40
7,0	0,32	0,34
8,0	0,29	0,32

Расчетная нагрузка от собственного веса газопровода определяется по формуле:

$$Q_q = \gamma_q \cdot q_q,$$

где γ_q – коэффициент надежности по весу трубы, принимаемый по таблице 48;

q_q – вес трубы, кН/м, принимаемый по ГОСТ Р 50838-85.

Расчетная нагрузка на трубу газопровода от выталкивающей силы грунтовых вод, при их наличии не ниже верхней образующей трубы, определяется по формуле:

$$Q_w = \gamma_w \cdot q_w,$$

где γ_w - коэффициент надежности по нагрузке от выталкивающей силы воды, принимаемый по таблице 48;

q_w – нормативная равномерно распределенная нагрузка от выталкивающей силы воды, кН/м:

$$q_w = \rho_w \cdot \pi \cdot De^2 / 4.$$

Расчетная нагрузка на трубу газопровода от равномерно распределенной нагрузки на поверхности грунта определяется по формуле:

$$Q_v = \gamma_v \cdot q_v \cdot De \cdot K_н,$$

где γ_v - коэффициент надежности по нагрузке от дорожной одежды, принимаемый по таблице 48;

q_v – нормативная нагрузка, от равномерно распределенной нагрузки кН/м², принимаемая при отсутствии специальных требований 5 кН/м².

$K_н$ – коэффициент концентрации давления грунта, определяемый по формуле:

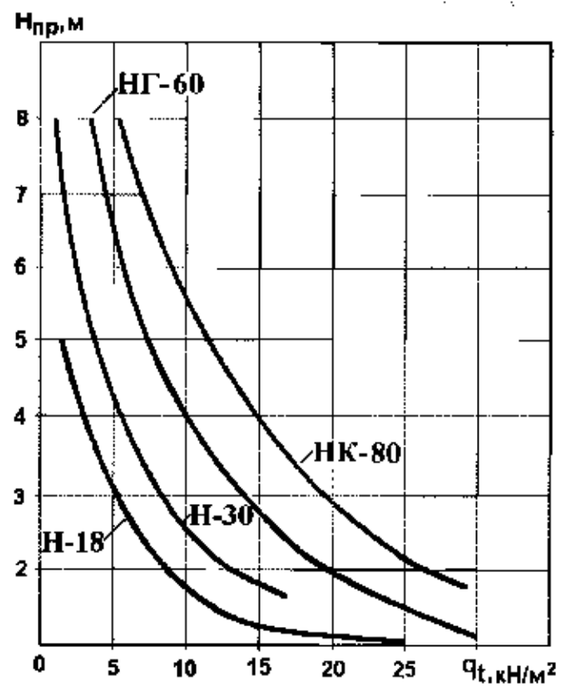


Рисунок 35. Зависимость q_t от глубины заложения трубопровода Нпр

$$K_н = 3/2 \cdot (Д + 0{,}125E_{гр}) / (Д + 0{,}25E_{гр}).$$

Расчетная нагрузка на газопровод от транспорта определяется по формуле:

$$Q_t = \gamma_{tg(tk)} \cdot q_t \cdot De,$$

где $\gamma_{tg(tk)}$ - коэффициент надежности по нагрузке от транспорта, принимаемый по таблице 48;

q_t – нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта, кН/м², передаваемая на трубопровод через грунт и определяемая по рисунку 35 в зависимости от глубины заложения трубопровода $H_{пр}$. При нерегулярном движении транспорта используют кривые Н-18 (для автомобильного транспорта) или НГ-60 (для гусеничного транспорта).

Нагрузку от транспорта в проверочных расчетах рекомендуется учитывать обязательно, поскольку в момент строительства засыпка и трамбование грунта как правило осуществляется механизированным способом с использованием колесных или гусеничных тракторов (бульдозеров), оказывающих вертикальное давление на подземный газопровод.

Проверка устойчивости круглой формы поперечного сечения газопровода определяется по формуле:

$$1{,}7\left(\frac{Q}{De} + P_w\right) \le P_{кр}.$$

В качестве критических величин внешнего давления должно применяться меньшее из двух значений, определенных по формулам:

$$P_{кр} = 0{,}7\,(ДE_{гр})^{0{,}5}$$
$$P_{кр} = Д + 0{,}143\,E_{гр}$$

Пример расчета газопровода прокладываемого в районе с сейсмичностью 8 баллов, в среднепучинистых грунтах с глубиной промерзания $H_п$ = 1,5 м ($\sigma_{оу}$ = 0,35 МПа).

Расчетные характеристики

Труба ПЭ 80 160 х 14,6 SDR 11 ГАЗ ГОСТ Р 50838-95.

Нормативный вес трубы $q_q = 6{,}67 \cdot 10^{-2}$ кН/м. Имеющаяся начальная овализация $\varepsilon_ф^н$ = 2,0 %.

Максимальное рабочее давление в газопроводе Р = 0,6 МПа.

Соединение труб нагретым инструментом встык при отсутствии 100 % УЗК ($\gamma_п$ = 0,95).

Коэффициент Пуассона μ = 0,43.

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода ρ = 5,6 м (35 De).

Температура наиболее холодной пятидневки (tп) обеспеченностью 0,92 = минус 25 °С.

Температура замыкания расчетной схемы газопровода ($t_{зам}$) = 20 °С.

Коэффициент температурного расширения полиэтилена $\alpha = 2{,}2 \cdot 10^{-4}$ (°С)$^{-1}$.

Прокладка газопровода открытым способом. Коэффициенты приведения нагрузок β для плоского основания $\Rightarrow \beta_1$ = 0,75 и β_2 = 0,75. Ширина траншеи по верху трубы В = 0,5 м. Глубина заложения газопровода до верха трубы: $H_г$ = 1,05 м.

Грунт засыпки – суглинки твердые с $E_{гр}$ = 3,0 МПа и ρ_m = 18,5 кН/м³.

Преобладающий период сейсмических колебаний грунтового массива (T_D) = 10 с.

Высота уровня грунтовых вод над верхом трубопровода H_w = 0,2 м.

Удельный вес воды с учетом растворенных в ней солей ρ_w = 10,4 кН/м³.

Подвижные нагрузки на поверхности засыпки – нерегулярное движение гусеничного транспорта, нагрузка НГ-60.

Определение вспомогательных коэффициентов

Минимальная температура эксплуатации ($t_{экс}$) при $H_г$ = 1,05 м и $H_п$ = 1,5 м определяется соотношением:

$t_{экс}$ = –25 (1,5 – 1,05) / 1,5 = минус 7,5 °С.

Расчетный перепад температур $\Delta t = t_{экс} - t_{зам}$ = –7,5 – 20 = –27,5 °С.

Кольцевые напряжения $\sigma_т$ = P·(SDR – 1)/ 2 = 0,6· (11 – 1) / 2 = 3,0 МПа.

Среднее значение модуля ползучести полиэтилена $E_{(te)1}$ при $t_{экс}$ –7,5 °С (на участке от 0 до –7,5 °С) = 321,25 МПа.

Среднее значение модуля ползучести полиэтилена $E_{(te)2}$ при $t_{зам}$ 20 °С (на участке от 0 до 20 °С) = 220 МПа.

Среднее значение модуля ползучести полиэтилена $E_{(te)}$ определяется соотношением:

$E_{(te)} = (E_{(te)1} \cdot t_{экс} + E_{(te)2} \cdot t_{зам}) / \Delta t$ = (321,25 · 7,5 + 220 · 20) / 27,5 = = 250,68 МПа ≅ 251 МПа.

Параметр, характеризующий жесткость трубопровода (Д):

$$Д = \frac{E(te)}{4(1-\mu^2)} \cdot \left(\frac{SDR-1}{2}\right)^{-3} = \frac{251}{4(1-0{,}43^2)} \cdot \left(\frac{11-1}{2}\right)^{-3} = 0{,}616 \text{ МПа}$$

$P_{кр1} = 0{,}7 \cdot \sqrt{0{,}616 \cdot 3{,}0}$ = 0,95 МПа

$P_{кр2}$ = 0,616 + 0,143 · 3,0 = 1,05 МПа.

В расчетах принимаем наименьшее значение $P_{кр}$ = 0,95 МПа.

Расчет газопровода на прочность

Проверка по продольным осевым напряжениям от внутреннего давления:

$\sigma_{пр}F = \sigma_т \cdot \mu \cdot \gamma_p \le 0{,}4\,MRS \cdot \gamma_п \Rightarrow$ 3,0 · 0,43 · 1,0 ≤ 0,4 · 8,0 · 0,95 = = 1,29 МПа < 3,04 МПа.

Проверка по продольным осевым напряжениям от совместного воздействия силового и деформационного нагружений:

$\sigma_{пр}NS_1 = |\sigma_т \cdot \mu \cdot \gamma_p - \alpha \cdot E_{(te)} \cdot \Delta t \cdot \gamma_t| \le 0{,}5\,MRS \cdot \gamma_п \Rightarrow |$ 3,0 · 0,43 · 1,0 + + 2,2 · 10⁻⁴ · 251 · 27,5 · 1,0 | ≤ 0,5 · 8,0 · 0,95 = 2,81 МПа < 3,80 МПа.

Проверка по продольным фибровым напряжениям от совместного воздействия силового и деформационного нагружений:

$\sigma_{пр}S_1 = |\sigma_т \cdot \mu \cdot \gamma_p - \alpha \cdot E_{(te)} \cdot \Delta t \cdot \gamma_t| + E_{(te)} \cdot D_e / 2 \cdot \rho \cdot \gamma_i \cdot \gamma_г + \sigma_{оу} \cdot \gamma_г \le$ ≤ 0,9 MRS · $\gamma_п \Rightarrow |$ 3,0 · 0,43 · 1,0 + 2,2 · 10⁻⁴ · 251 · 27,5 · 1,0 | + 251 · 0,16 / / (2 · 5,6) · 1,0 · 0,6 + 0,35 · 1,0 = 5,31 МПа < 6,84 МПа.

Нагрузка от сейсмических воздействий:

$$\sigma_c = 0{,}04\,E_{(te)} \frac{m_o a_o T_o}{V_c} = 0{,}04 \cdot 251 \cdot (0{,}6 \cdot 200 \cdot 10 / 0{,}3 \cdot 10^5) = 0{,}40 \text{ МПа.}$$

Проверка по продольным осевым напряжениям от совместного воздействия силового и деформационного нагружений с учетом сейсмических воздействий:

$\sigma_{пр}NS_2 = |\sigma_{пр}NS_1| + \sigma_c \cdot \gamma_c \le 0{,}7MRS \cdot \gamma_п \Rightarrow |$2,81| + 0,40 · 1,0 ≤ 0,7 · 8,0 · · 0,95 = 3,21 МПа < 5,32 МПа.

Проверка по продольным фибровым напряжениям от совместного воздействия силового и деформационного нагружений с учетом сейсмических воздействий:

$\sigma_{пр}S_2 = |\sigma_{пр}S_1| + \sigma_c \cdot \gamma_c \le 1{,}0\,MRS \cdot \gamma_п \Rightarrow |$5,31| + 0,40 · 1,0 ≤ 1,0 · 8,0 · 0,95 = = 5,71 МПа < 7,6 МПа.

Условия прочности выполняются.

Определение величины расчетных нагрузок

Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта на газопровод:

$q_m = \rho_m \cdot D_e \cdot H_г$ = 18,5 · 0,16 · 1,05 = 3,11 кН/м.

Коэффициент вертикального давления грунта $K_{гр}$, по таблице 52 при глубине заложения газопровода 1,05 м $\Rightarrow K_{гр} = 0{,}75$.

Равнодействующая расчетной вертикальной нагрузки на единицу длины трубопровода от давления грунта:

$$Q_m = \gamma_m \cdot q_m \frac{B}{D_e} K_{гр} = 1{,}2 \cdot 3{,}11 \cdot (0{,}5 / 0{,}16) \cdot 0{,}75 = 8{,}74 \text{ кН/м}.$$

Расчетная нагрузка от собственного веса газопровода:

$$Q_q = \gamma_q \cdot q_q = 1{,}1 \cdot 6{,}67 \cdot 10^{-2} = 7{,}34 \cdot 10^{-2} \text{ кН/м}.$$

Нормативная равномерно распределенная нагрузка от выталкивающей силы грунтовых вод (q_w):

$$q_w = \rho_w \cdot \pi \cdot De^2 / 4 = 10{,}4 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}16^2 / 4 = 0{,}21 \text{ кН/м}.$$

Расчетная нагрузка на трубу газопровода от выталкивающей силы грунтовых вод:

$$Q_w = \gamma_w \cdot q_w = 1{,}0 \cdot 0{,}21 = 0{,}21 \text{ кН/м}.$$

Нормативная нагрузка от нагрузки на поверхности грунта (q_v) в отсутствии специальных требований принята 5кН/м^2 (нагрузка от веса людей, снежного покрова и т.п.).

Коэффициент концентрации давления грунта $K_н$:

$$K_н = 3/2 \cdot (Д + 0{,}125E_{гр}) / (Д + 0{,}25E_{гр}) = 1{,}5 \cdot (0{,}616 + 0{,}125 \cdot 3{,}0) / (0{,}616 + 0{,}25 \cdot 3{,}0) = 1{,}09.$$

Расчетная нагрузка от равномерно распределенной нагрузки на поверхности грунта:

$$Q_v = \gamma_v \cdot q_v \cdot De \cdot K_н = 1{,}4 \cdot 5{,}0 \cdot 0{,}16 \cdot 1{,}09 = 1{,}22 \text{ кН/м}.$$

При учете нагрузки от транспорта расчетная нагрузка от равномерно распределенной нагрузки на поверхности грунта Q_v не учитывается.

Нормативная равномерно распределенная нагрузка от транспорта согласно рисунку 35 при НГ-60 и $H_г = 1{,}05$ м $q_г = 25{,}0$кН/м^2.

Расчетная нагрузка на газопровод от транспорта:

$$Q_t = \gamma_{tg(tk)} \cdot q_t \cdot D_e = 1{,}4 \cdot 25 \cdot 0{,}16 = 5{,}60 \text{ кН/м}.$$

<u>Определение полной эквивалентной нагрузки</u>

Полная погонная эквивалентная нагрузка (Q) составит:

$$Q = \Sigma\beta_i \cdot Qi = \beta_1 Q_m + \beta_2 Q_q + \beta_3 Q_w + \beta_4 Q_v + \beta_5 Q_t =$$
$$= 0{,}75 \cdot 8{,}74 + 0{,}75 \cdot 7{,}34 \cdot 10^{-2} + 1{,}0 \cdot 0{,}21 + 1{,}0 \cdot 5{,}6 = 12{,}42 \text{ кН/м}.$$

<u>Проверка по условию обеспечения предельно допустимой овализации и устойчивости круглой формы поперечного сечения труб газопровода</u>

Проверка по условию обеспечения предельно допустимой овализации поперечного сечения трубы проводится из условия: $[\acute{e}] \le 5{,}0$ %.

Расчетное внешнее гидростатическое давление грунтовых вод на газопровод:

$$P_w = \gamma_{gv} \cdot \rho_w \cdot H_w = 1{,}0 \cdot 10{,}4 \cdot 0{,}2 = 2{,}08 \text{ кН/м}^2.$$

$$\varepsilon_o = \xi \cdot \frac{Q \cdot 10^{-3}}{4ДDe}\left(1 + \frac{0{,}125E_{гр} - P_w \cdot 10^{-3}}{Д + 0{,}012E_{гр}}\right)^{-1} \cdot 100\ \% =$$

$$= 1{,}3 \cdot \frac{12{,}42 \cdot 10^{-3}}{4 \cdot 0{,}616 \cdot 0{,}16}\left(1 + \frac{0{,}125 \cdot 3{,}0 - 0{,}0021}{0{,}616 + 0{,}012 \cdot 3{,}0}\right)^{-1} \cdot 100\ \% =$$

$$= (0{,}038 / 1{,}572) \cdot 100\ \% = 2{,}4\ \% < 5{,}0\ \%.$$

Условие выполняется, поскольку с учетом первоначальной овализации трубы в 2,0 % суммарное сплющивание трубы газопровода не превысит максимально установленной величины 5,0 %.

Проверка по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы проводится из условия:

$$P_{кр} \ge 1{,}7 \cdot (Q / D_e + P_w).$$

$1{,}7 \cdot (Q / D_e + P_w) = 1{,}7 \cdot (11{,}22 \cdot 10^3 / 0{,}16 + 2{,}08 \cdot 10^3) = 0{,}07 \cdot 10^6$ Па = = 0,07 МПа.

$P_{кр}$ (= 0,95 МПа) > 0,07 МПа. Условие выполняется.

Вывод. Газопровод из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 50838-95 ПЭ 80 160 х 14,6 мм SDR 11 соответствует необходимым требованиям по условию прочности.

2.6. Особенности выполнения проектов газораспределения с использованием полиэтиленовых труб

Несмотря на все свои положительные качества полиэтиленовые трубы менее универсальны, чем стальные, поэтому при проектировании первой задачей становится оптимизация схем газораспределительных сетей. С целью оптимизации проектируемой системы газораспределения рассматриваются такие вопросы, как конфигурация сети (с учетом ее развития, топографической привязки, подбора диаметров), выбор рабочего давления и материалов газопроводных труб, подбор ГРП (тип, количество, расположение). На стадии проектирования закладываются и технические решения, которые будут определять уровень безопасности и надежности при дальнейшей эксплуатации газораспределительной сети. От качества проектов зависит не только эксплуатационная безопасность возводимых объектов, но и эффективность вкладываемых в строительство средств и ресурсов. С целью снижения риска аварий реализуемые в проектах требования к безопасности должны быть максимально достижимы.

Кроме формального соответствия положениям технических норм проектируемые газовые сети должны отвечать критериям непрерывности подачи газа, долговечности и эксплуатационной надежности, безопасности для населения и окружающей среды. Исходя из условий обеспечения экономичного строительства, надежной и безопасной эксплуатации (с учетом возможных изменений планировочных и природных условий) *в проектах следует предусматривать, как правило, подземную прокладку газопроводов. Наземная и надземная прокладка газопроводов должна осуществляться при соответствующем обосновании*[10].

Наиболее оптимальным техническим решением является использование полиэтиленовых труб на всем протяжении проектируемой трассы

от места врезки (или от ГРС, ГТРП, в т.ч. давлением 1,2 МПа) до ввода в газифицируемое здание или ГРП, где переход на стальные трубы является неизбежным. Газопроводы на территории поселений не должны являться исключением из этого правила. Исходя из давления газа, условий эксплуатации газопровода и других факторов в проектах следует использовать трубы ПЭ80 и ПЭ100 со стандартными размерными отношениями SDR 17,6, SDR 17, SDR 13,6, SDR 11 или SDR 9. Проекты с преимущественным использованием полиэтиленовых труб технически легко реализуемы и эксплуатационно надежны, и в современных рыночных условиях экономики становятся для заказчика более привлекательными, по сравнению со стальными. В то же время традиционно привычная надземная прокладка давно доказала свою эксплуатационную неэффективность (по данным ОАО «Газпромрегионгаз» за 2005 г., из 960 аварий и инцидентов, произошедших на наружных газопроводах, 45 % связано с повреждением газопроводов в результате наезда автотранспортом, повреждения опор или повреждений упавшими предметами).

Прокладка надземных стальных газопроводов может быть оправдана на участках, где нет возможности осуществить подземную прокладку, в местах надземной установки отключающих устройств, по торцевым стенам и дворовым фасадам зданий при устройстве вводов в них, при необходимости устройства воздушных переходов через преграды, рядом с находящимися в аварийном состоянии инженерными коммуникациями, а также при ожидаемых (и определенных расчетом) значительных деформациях земной поверхности и некоторых других случаях.

С целью обеспечения необходимых условий безопасности при проектировании должны выполняться требования нормативных документов: обязательные, изложенные в технических регламентах (ТР), и рекомендуемые, изложенные в СНиП, ПБ и ГОСТ и СП*. Несмотря на то, что своды правил носят рекомендательный характер, положений СП следует придерживаться, поскольку в них приводятся *...с необходимой полнотой рекомендуемые в качестве официально признанных и оправдавших себя на практике положения, применение которых позволяет обеспечить соблюдение обязательных требований строительных норм, правил и стандартов и будет способствовать удовлетворению*

* Примечание. В отсутствии общих и специальных технических регламентов действующие в системе газораспределения нормы и правила, касающиеся обеспечения требований промышленной безопасности и охраны окружающей среды, обязательны для применения вплоть до принятия соответствующих технических регламентов.

потребностей общества[11]. Таким образом, своды правил являются признанными техническими правилами и их следует отличать от рекомендаций, руководств и пособий, которые не являются нормативными документами. При необходимости разработчик проекта может отступить от рекомендаций СП и предложить свое техническое решение. *Возможность применения таких решений должна быть подтверждена расчетом, результатами исследований, экспериментов или другим способом*[11]. При пользовании нормативными документами следует принять к сведению, что часто используемый термин «как правило» означает, что данное требование является преобладающим. Отступление от него должно быть обоснованным.

Для строительства газораспределительных систем должны применяться материалы, изделия, газоиспользующее и газовое оборудование по действующим стандартам и другим нормативным документам на их поставку, сроки службы, характеристики, свойства и назначение (области применения) которых, установленные этими документами, соответствуют условиям их эксплуатации[3]. При проектировании наружных полиэтиленовых газопроводов в проектах закладываются трубы по национальному ГОСТ Р 50838-95, устанавливающему обязательные требования к данному виду изделий. В зависимости от давления и условий эксплуатации (прокладки) в проектах могут использоваться трубы из ПЭ80 и ПЭ100 с различной толщиной стенки. Требованиями ГОСТ Р 50838-95 предусмотрено, что максимальное давление газа в трубопроводе, допускаемое для постоянной эксплуатации, рассчитывают по формуле:

$$MOP = 2MRS / C(SDR - 1).$$

Исходя из условий эксплуатации коэффициент запаса прочности (С) может назначаться равным 2,0; 2,5; 2,8; 3,0 и более. При этом С = 2,0 следует применять только при проектировании газопроводов давлением свыше 0,6 МПа. Для межпоселковых газопроводов давлением до 0,6 МПа коэффициент запаса прочности принимают равным не менее 2,5. Максимальные давления в газопроводе для марок полиэтилена ПЭ80 и ПЭ100 для различных значений коэффициента запаса прочности были приведены в таблице 12.

В то же время одним из критериев, характеризующих прочностные свойства труб, является показатель стойкости к быстрому распространению трещин (P_c) при 0 °С (показатель 9 табл. 2 ГОСТ Р 50838-95). Трубы диаметром более 90 мм, предназначенные для работы при давлении более 0,4 МПа, должны удовлетворять условию:

$$P_c > MOP/2{,}4 - 0{,}072, \text{ или } MOP = P_c \times 2{,}4 + 0{,}173, \text{ МПа}.$$

Эти требования согласуются с европейскими нормами EN 1555 и международным стандартом ISO 4437.

Испытания, проведенные в нашей стране (институт «Омсгазтехнология», НТЦ «Пластик») и за рубежом показывают, что значения P_c, полученные для труб диаметром 110, 160 и 225 мм с SDR 11, изготовленных из полиэтилена средней плотности (PEMD) типа ПЭ80, составляют от 0,18 до 0,2 МПа. Это означает, что трубы PEMD ПЭ 80 можно применять при давлении в трубопроводе не более 0,64 МПа, несмотря на то, что коэффициент запаса прочности С = 2,0 при значении SDR 11 дает возможность использования этих труб на максимальное давление MOP = 0,8 МПа.

Значительно большие значения P_c показывают трубы, изготавливаемые из композиций полиэтилена высокой плотности (PEHD), т.е. полиэтилен типа ПЭ100. Именно поэтому трубы из ПЭ100 могут использоваться при давлениях до 1,2 МПа, а из ПЭ80 – до 0,6 МПа.

При выборе типоразмера полиэтиленовых труб следует помнить, что трубы диаметром 20 и 25 мм выпускаются только с SDR 11 и SDR 9; а 32 мм – с SDR 13,6, SDR 11 и SDR 9. Начиная с диаметра 40 мм, трубы могут выпускаться со всеми значениями SDR. Исходя из вышесказанного, в проектах газоснабжения целесообразно применять типоразмеры труб, приведенных в таблице 53.

Таблица 53. Рекомендуемые полиэтиленовые трубы в зависимости от категории давления в газопроводе

Классификация газопроводов по давлению	Рабочее давление в газопроводе, МПа	Диаметр трубопровода, мм	Трубы ПЭ80	Трубы ПЭ100
Низкое	До 0,05 МПа	20–32 мм	SDR 11	SDR 11
Низкое	До 0,05 МПа	40–400 мм	SDR 17,6; SDR 17	SDR 17,6; SDR 17
Среднее	Св. 0,05 до 0,3 МПа	20–32 мм	SDR 11	SDR 11
Среднее	Св. 0,05 до 0,3 МПа	40–400 мм	SDR 17,6; SDR 17	SDR 17,6; SDR 17
Высокое II категории	Св. 0,3 до 0,6 МПа	20–32	SDR 11	SDR 11
Высокое II категории	Св. 0,3 до 0,6 МПа	40–400	SDR 11	SDR 13,6; SDR 11
Высокое I категории	Св. 0,6 до 1,0 МПа	20–400	–	SDR 11; SDR 9
Высокое I категории	Св. 0,6 до 1,2МПа	20–400	–	SDR 9

Таким образом, полиэтиленовые трубы могут быть применимы для распределительных газопроводов всех давлений: высокого (до 0,6 МПа или 1,2 МПа) для газопроводов между поселениями и низкого и среднего и низкого на территории населенных пунктов. Локально газопроводы высокого давления (до 0,6 МПа) можно предусматривать на территории малых населенных пунктов с числом жителей до 200 человек (трубы ПЕ80 или ПЭ100 с SDR 11) или районов с одноэтажной или коттеджной застройкой более крупных населенных пунктов (трубы ПЭ100 SDR 11). Решая задачу оптимизации схемных решений газоснабжения населенных пунктов, нужно рассматривать два варианта распределения газа. Вариант 1 являет собой классическую схему снабжения газом: газ высокого или среднего давления подается на ГРП, где путем редуцирования снижает давление до низкого и далее по распределительным сетям доставляется потребителям. Основными недостатками данного схемного решения является наличие протяженной сети низкого давления, предусматривающей использование труб относительно больших диаметров. Положительным моментом является необходимость в единичных ГРП. Вариант 2 отличается созданием распределительной сети среднего давления, которая доходит до индивидуальных шкафных ГРП, после которых газ с низким давлением подается потребителям. Данный вариант требует применения труб значительно меньших диаметров, однако число шкафных установок значительно возрастает. Эффективность применения того или иного вариантов решается путем технико-экономического сравнения вариантов.

На полиэтиленовых газопроводах следует исключать (или, во всяком случае, сильно ограничивать) использование металлических элементов и конструкций. Для этого следует широко применять шаровые краны, седловые отводы кранового типа (позволяющие при необходимости прерывать подачу газа), неметаллические защитные футляры, конденсатосборники, контрольные трубки и т.д.

Выбор материала труб ...соединительных деталей, крепежных элементов и других следует производить с учетом давления газа, диаметра и толщины стенки газопровода, расчетной температуры наружного воздуха в районе строительства и температуры стенки трубы при эксплуатации, грунтовых и природных условий...[3]. Выбор марки материала и толщины стенки полиэтиленовых труб ведут исходя из расчетной величины давления и необходимого коэффициента запаса прочности. При этом за расчетное давление принимают *максимальное избыточное давление в газопроводе, на которое производится расчет на прочность при обосновании основных размеров, обеспечивающих надежную эксплуатацию в течение расчетного ресурса*[10]. Иными словами, расчетное давление на любом участке рассматриваемого газопровода – давление на выходе из ближайшей ГРС или ГРП, равное, как правило, максимальному давлению для данной категории газопровода. Расчетные потери давления на участках газораспределительной сети при выборе марки материала и толщины стенки полиэтиленовых труб не учитываются.

Не допускается прокладка газопроводов из полиэтиленовых труб... при температуре стенки газопровода в условиях эксплуатации ниже минус 15 °С[3]. Обеспечение требуемой температуры эксплуатации для районов центральной и северной части Российской Федерации может быть достигнуто за счет исключения надземной прокладки на головных участках трассы, расположения мест перехода на сталь ниже уровня земли, в т.ч. на горизонтальных участках газопровода, устройства тепловой изоляции труб в местах надземных выходов.

Прокладку распределительных газопроводов по улицам рекомендуется предусматривать на разделительных полосах, избегая по возможности прокладки газопроводов под усовершенствованными дорожными покрытиями[6]. Глубину заложения труб на участках их прохождения под дорожными покрытиями назначают исходя из поверочного расчета, учитывающего нагрузку на трубу от дорожной одежды и автомобильного транспорта.

Соединения полиэтиленовых труб со стальными осуществляют, как правило, с помощью неразъемных соединений «полиэтилен – сталь», которые изготавливают в заводских условиях по технической документации, утвержденной в установленном порядке, имеющих паспорт или сертификат, свидетельствующий об их качестве. Для неразъемных соединений «полиэтилен – сталь», используемых в особых грунтовых условиях, рекомендуется при изготовлении проведение испытаний на стойкость к осевой нагрузке[12]. Неразъемные соединения наиболее удобны для применения и эксплуатации, поскольку являются необслуживаемыми и могут размещаться непосредственно в грунте без устройства колодца или футляра. *При строительстве подземных газопроводов в сейсмических районах, на подрабатываемых и закарстованных территориях... в местах расположения неразъемных соединений «полиэтилен – сталь»... должны устанавливаться контрольные*

трубки[3]. Разъемные соединения могут рекомендоваться к установке в местах присоединения труб к запорной арматуре, оборудованию и КИП. Не рекомендуется предусматривать размещение разъемных соединений полиэтиленовых и стальных труб в грунте (при условии устройства футляра с контрольной трубкой), поскольку такое техническое решение не отвечает требованиям эксплуатационной надежности.

Для стальных участков газопроводов и стальных футляров предусматривают защиту от электрохимической коррозии: пассивную (защитными изоляционными покрытиями) в обязательном порядке и активную (средствами электрохимической защиты) – в грунтах высокой коррозионной агрессивности или при опасном действии блуждающих токов. *Для стальных вставок длиной не более 10 м на линейной части полиэтиленовых газопроводов и участков соединения полиэтиленовых газопроводов со стальными вводами в здания... допускается ЭХЗ не предусматривать*[10]. На участках без ЭХЗ проектом должна быть предусмотрена песчаная засыпка стальных труб на всей их протяженности и глубине траншеи.

Таблица 54. Минимальные расстояния от газопровода до других инженерных коммуникаций по СП 42-101-2003

Здания, сооружения и коммуникации	Расстояния по вертикали (в свету), м, при пересечении	Расстояния по горизонтали (в свету), м, при давлении в газопроводе, МПа			
		до 0,005	св. 0,005 до 0,3	св. 0,3 до 0,6	св. 0,6 до 1,2
Водопровод	0,2	1,0	1,0	1,5	2,0
Канализация бытовая	0,2	1,0	1,5	2,0	5,0
Водосток, дренаж, дождевая канализация	0,2	1,0	1,5	2,0	5,0
Тепловые сети: от наружной стенки канала, тоннеля от оболочки бесканальной прокладки	 0,2 1,0	 2,0 1,0	 2,0 1,0	 2,0 1,5	 4,0 2,0
Газопроводы давлением до 1,2 МПа	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5
Нефтепродуктопроводы на территории поселений	0,35	20	20	20	20
Магистральные трубопроводы	0,35	10	10	10	10
Электрокабели силовые напряжением до 35 кВ То же 110–220 кВ	0,5 1,0	1,0 1,0	1,0 1,0	1,0 1,0	2,0 2,0
Кабель связи*	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0
Каналы, тоннели	0,2	2,0	2,0	2,0	4,0
Фундаменты зданий и сооружений (до газопроводов условным диаметром до 300 мм)	Не допускается	2,0	4,0	7,0	

Окончание таблицы 54

Здания и сооружения без фундаментов	Не допускается	Из условий возможности и безопасности производства работ при строительстве и эксплуатации газопровода			
Фундаменты ограждений предприятий, опор контактной сети и связи, эстакад, железных дорог	Не допускается	1,0	1,0	1,0	1,0
Железные дороги общего пользования колеи 1520 мм: межпоселковые газопроводы; газопроводы на территории поселений и межпоселковые газопроводы в стесненных условиях	Определяется по СНиП 42-01-2002 в зависимости от способа производства работ (открытым или закрытам способом)	от подошвы насыпи или бровки откоса выемки, крайнего водоотводного сооружения			
		50	50	50	50
		3,8	4,8	7,8	10,8
Ось крайнего пути железных дорог колеи 750 мм и трамвая		2,8	2,8	3,8	3,8
Бортовой камень улицы, дороги		1,5	1,5	2,5	2,5
Наружная бровка кювета или подошвы насыпи дороги (улицы)		1,0	1,0	1,0	2,0
Бровка оросительного канала (при непросадочных грунтах)		1,0	1,0	2,0	2,0
Фундаменты опор воздушных линий электропередачи напряжением: до 1,0 кВ свыше 1 до 35 кВ свыше 35	 Не допускается Не допускается Не допускается	 1,0 5,0 10,0	 1,0 5,0 10,0	 1,0 5,0 10,0	 1,0 5,0 10,0
Ось ствола дерева с диаметром кроны до 5 м	Не допускается	1,5	1,5	1,5	1,5
Автозаправочные станции	Не допускается	20,0	20,0	20,0	
Здания закрытых складов категории А и Б (вне территории промышленных предприятий) до газопроводов условным диаметром до 300 мм: То же категорий В, Г и Д	 Не допускается	 9,0 2,0	 9,0 4,0	 9,0 7,0	 10,0 10,0
Кладбища	Не допускается	15	15	15	15

Примечания:
1. Допускается уменьшение до 0,25 м расстояния по вертикали между газопроводом и электрокабелем всех напряжений или кабелем связи при условии прокладки кабеля в футляре с выводом концов футляра на 2 м в стороны от стенок пересекаемого газопровода.
2. При прокладке полиэтиленовых газопроводов вдоль складов, резервуаров, емкостей и т.д., содержащих агрессивные по отношению к полиэтилену вещества (среды), расстояния до них принимаются не менее 20 м.

Глубина заложения газопровода в обычных грунтовых условиях во всех случаях не должна быть менее 1 м до верха труб. В местах, где гарантировано отсутствие движения транспорта и сельскохозяйственных машин (вне пахотных и орошаемых земель), глубину заложения можно предусматривать не менее 0,8 м до верха трубы. При наличии грунтов с одинаковой степени пучинистости глубину прокладки газопроводов принимают равной не менее:

– 0,7 нормативной глубины промерзания, но не менее 0,9 м для среднепучинистых грунтов;

– 0,8 нормативной глубины промерзания, но не менее 1,0 м для сильно и чрезмерно пучинистых грунтов.

На участках неодинаковой степени пучинистости (например, границы перехода со средней на высокую степень пучинистости) глубину прокладки принимают равной не менее 0,9 нормативной глубины промерзания, но не менее 1,0 м. Под трубы газопровода на участках распространения пучинистых грунтов рекомендуется предусматривать песчаное основание («постель») толщиной 0,1 м. В случае прокладки газопровода ниже нормативной глубины промерзания песчаное основание можно не предусматривать. В неслежавшихся насыпных грунтах, срок отсыпки которых составляет менее 5 лет (для песков – менее 2 лет), а также в грунтах с включением органических примесей необходимо учитывать возможность их естественной осадки.

В целях уменьшения воздействия сил морозного пучения при необходимости следует предусматривать противопучинистые мероприятия: тщательное уплотнение грунтов засыпки; устройство отвода поверхностных вод за счет планировки территории... замена грунта на непучинистый и т.д.[10] Противопучинистые мероприятия предусматривают на участках подключения газопровода к газорегуляторным пунктам, отдельно стоящим надземным отключающим устройствам, ввода в здания и других подобных случаев. Противопучинистые мероприятия предусматривают как для труб газопровода, так и для опор надземных сооружений (ШРП, отключающие устройства и т.п.). Трубы газопроводов в местах входа и выхода из земли во всех случаях заключают в защитный футляр.

При строительстве в других особых грунтовых условиях следует учитывать соответствующие требования технических регламентов, СНиП 42-01-2002, ПБ 12-529-03, других нормативных документов. Проектирование газопроводов в особых грунтовых условиях (к которым в особенности можно отнести болота, водонасыщенные грунты и т.п.) должно вестить с учетом возможности подвоза расходных материалов и оборудования, для чего может потребоваться устройство временных автодорог.

Минимальные расстояния по вертикали в свету при пересечении полиэтиленовыми газопроводами подземных сооружений и коммуникаций, а также по горизонтали при транзитном прохождении газопроводов вдоль подземных сооружений и коммуникаций следует принимать не менее величин, указанных в СНиП II-89-80, СНиП 2.07.01-89, ПУЭ, СП 42-101-2003 (таблица 54). При проектировании полиэтиленовых газопроводов давлением PN 1,2 МПа указанные в таблице 54 расстояния (правая колонка) авторами рекомендуется принимать с повышающим коэффициентом 1,5.

Вдоль всей трассы полиэтиленового газопровода предусматривается укладка опознавательной (сигнальной) полимерной ленты желтого цвета шириной не менее 0,2 м. Укладка ленты предусматривается на грунтовую или песчаную присыпку газопровода, т.е. на расстоянии около 0,2 м над верхней образующих труб. *На участках пересечений газопроводов с подземными инженерными коммуникациями сигнальная лента должна быть уложена вдоль газопровода дважды на расстоянии не менее 0,2 м между собой и на 2 м в обе стороны от пересекаемого сооружения*[10]. На участках прокладки газопровода в футляре или способом наклонно-направленного бурения укладка сигнальной ленты не предусматривается.

При прокладке полиэтиленовых газопроводов на территории городских и сельских поселений в качестве дополнительных превентивных мер защиты газопроводов от возможного их повреждения может дополнительно рекомендоваться:

– прокладка газопроводов на максимальном удалении от трасс тепловых сетей, канализации и водопроводов, а при сближении с этими коммуникациями – дополнительное заглубление газопроводов с целью расположения их вне призмы обрушения грунта, которое может произойти при ведении земляных работ на этих коммуникациях;

– применение длинномерных труб с SDR 11;

– увеличение точек обозначения газопроводов;

– использование защитных футляров (например, из гофрированных труб) на опасных участках;

– применение быстродействующих самоактивирующихся запорных клапанов типа «Газ-Стоп», обеспечивающих большую устойчивость газопроводов в аварийных ситуациях.

Клапаны «Газ-Стоп» практически моментально перекрывают подачу газа после несанкционированного обрыва или других случаев разгерметизации газопровода, что позволяет предотвратить неконтролируемый выброс газа, а следовательно возможность взрыва и пожара. В то же время следует учитывать, что клапаны увеличивают по-

тери давления в системе и могут защищать газопровод ограниченной протяженности.

С точки зрения эксплуатационной надежности, на территории поселений рекомедуется предусматривать кольцевую замкнутую сеть или сеть с частичной закольцовкой. При этом кольцевую сеть, целесообразно предусматривать среднего давления, а короткие тупиковые ответвления – низкого. Кроме этого, в проектах необходимо, где это возможно, предусматривать меры по предотвращению постороннего вмешательства в регулирование процесса газопотребления. К этим мероприятиям можно отнести отсутствие наружных отключающих устройств на входе и выходе ГРП (ШРП), расположение ШРП индивидуальных потребителей внутри огражденной территории домов, их оснащение встроенными запорами, устройство ограждений вокруг отдельно расположенных отключающих устройств (возможно даже устройство сетчатого покрытия поверх ограждения), расположение отключающих устройств в запирающихся киосках и т.п.

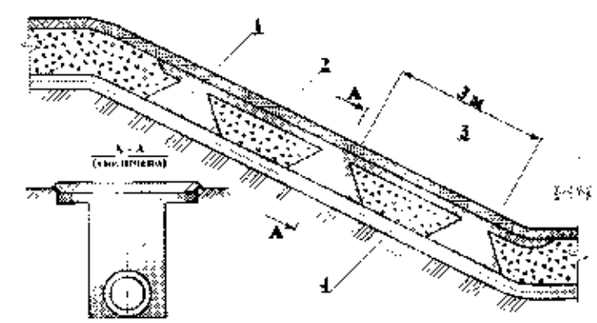
Ширину траншеи в ее основании для полиэтиленовых газопроводов принимают в зависимости от наружного диаметра труб (см. главу 8.1). На участках трассы, где газопровод прокладывают в скальных, полускальных и гравийных грунтах (с включением гравия, щебня или гальки более 15 %), в проектах следует предусматривать подсыпку (постель) из песчаного или любого другого мягкого грунта толщиной не менее 10 см над выступающими частями основания траншеи. При прокладке в мерзлых грунтах дно траншеи также должно быть выровнено. В рабочих чертежах и ПОС вносят указания по необходимости выравнивания основания траншеи и способы его достижения. Как правило, при монтаже газопроводов полиэтиленовые трубы укладываются в траншею не прямолинейно, а с небольшим свободным изгибом («змейкой»), в связи с чем необходимое для строительства количество труб следует назначать с 2%-ным запасом.

При прокладке газопроводов по местности с уклоном свыше 200 ‰ (10–11°) в проекте предусматриваются мероприятия по предотвращению размыва засыпки траншеи: устройство противоэрозионных 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[6]. Для полиэтиленовых газопроводов наиболее целесообразными проектными

шениями будут устройство обвалования и одерновка грунтовой засыпки на крутых склонах. На протяженных продольных склонах во избежание выноса грунта засыпки потоками подземных и поверхностных вод проектом могут быть дополнительно предусмотрены перемычки поперек траншеи из гидрофобизированных (глинистых) грунтов (рисунок 36), или засыпка трубы газопровода глинистым грунтом на всю глубину траншеи в сочетании с дренажной каменной наброской. Прокладка газопроводов по склонам свыше 580 ‰ (30°) не рекомендуется из-за их малой устойчивости.

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[6]. Мероприятия, которые могут предотвратить развитие оврагов, достаточно трудоемки. Поэтому еще на этапе выбора трассы газопровода в районах нахождения оврагов следует обращать внимание на «языки» оврага, которые обычно указывают на направление его развития, и стараться максимально удаляться от них с учетом перспективы их развития. В целом при выборе трассы газопровода проектной и изыскательской организациями следует избегать эрозионно-опасных участков, где отмечено отсутствие дернового слоя, кустарников или деревьев.

При прокладке газопроводов вдоль автомобильных дорог часто приходится пересекать выпуски водопропускных сооружений, проходящих поперек насыпи автодорог. С целью защиты трассы газопровода от размыва ливневыми водами необходимо предусмотреть защиту данного участка трассы техническими мероприятиями, учитывающими скоростной поток воды. В качестве защитных мероприятий может рекомендоваться засыпка траншеи глинистым грунтом



1 – гидрофобизированный грунт; 2 – грунт обратной засыпки; 3 – плодородный слой почвы; 4 – труба газопровода

Рисунок 36. Вариант прокладки газопровода на продольном склоне

с поверхностным укреплением его щебенистой наброской (таблица 55). При больших диаметрах водопропускных труб возможно бетонирование верха траншеи. Возможность прохождения трассы газопровода в полосе отчуждения железных дорог и в полосе отвода автомобильных дорог согласовывают с соответствующими транспортными управлениями.

Таблица 55. Допускаемые величины неразмывных скоростей течения (извлечение из Руководства по проектированию береговых укреплений на внутренних водоемах)

Грунт	Допустимая скорость, м/с, при глубине потока	
	До 3,0 м	5,0 м и более
Песок средней крупности. Частицы крупнее 0,25 мм составляют 50 % массы	0,4	0,45
Песок гравелистый. Частицы крупнее 3 мм составляют 25 % массы	0,8	0,85
Галечниковый грунт (при преобладании неокатанных частиц – щебенистый). Частицы крупнее 10 мм составляют 50 % массы	1,4	1,5
Валунный грунт (при преобладании неокатанных частиц – глыбовый). Частицы крупнее 200 мм составляют 50 % массы	3,9	4,3
Глинистые грунты с удельным сцеплением, кН/м2 (кг/см²):		
1,25 (0,125)	0,75	0,8
2,25 (0,225)	1,0	1,1
6,0 (0,600)	1,6	1,7

Углы поворота газопровода наиболее целесообразно предусматривать упругим изгибом труб, осуществляя разбивку и привязку углов поворота. При этом необходимо указывать фактическое положение оси газопровода по отношению к вершине угла поворота (расстояние от начала кривой до вершины поворота $T = \rho \cdot tg\,\beta / 2$, расстояние от вершины кривой до вершины угла поворота $Б = T2 / 2\rho$) (рисунок 34). Радиус поворота назначают не менее 25 (для труб De ≥ 225 мм не менее 30) наружных диаметров трубы. В ПОС рекомендуется указывать не необходимость увеличения радиуса изгиба при монтаже газопровода в условиях отрицательных температур: не менее 50 De при температурах близких к 0°С, не менее 60 De при температурах ниже минус 10 °С. Использование литых соединительных деталей типа «отвод 900» или «отвод 450» может быть оправдано только в редких случаях, например, в стесненных условиях или на территории населенных пунктов. Предусматриваемое в проекте газовое оборудование (технические устройства) должно иметь разрешение Ростехнадзора (Госгортехнадзора России) на применение.

Новые материалы, изделия, конструкции и технологии, требования к которым не регламентированы действующими нормативно-техническими документами могут применяться в строительстве только после подтверждения их пригодности для применения на территории Российской Федерации. Пригодность новой продукции подтверждается техническим свидетельством Росстроя (Госстроя России). Эти требования не относятся к новой продукции, запроектированной в полном соответствии с действующими строительными нормами и правилами.

Согласно требованиям РД 12-608-03 в рабочем проекте (ПОС) следует предусматривать рекомендации по используемым сварочным аппаратам и способам сварки полиэтиленовых труб. Наиболее приемлемый способ сварки полиэтиленовых труб – нагретым инструментом встык. Для соединения отдельных участков трубопроводной сети (например, с трубами, имеющими различные толщины стенки), а также при строительстве газопроводов диаметром менее 63 мм должна предусматриваться сварка деталями с закладными электронагревателями. Большое разнообразие соединительных деталей из полиэтилена требует указания на плане газопровода рядом с условным обозначением соединительной детали ее полного наименования и типоразмера (например, тройник неравнопроходный 225 х 110 мм).

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Какие трубы рекомендуется предусматривать при проектировании наружных газопроводов?
1. Преимущественно полиэтиленовые трубы;
2. Стальные и полиэтиленовые исходя из требований заказчика;
3. Преимущественно стальные.
Правильный ответ: 1.

Каким должен быть коэффициент запаса прочности полиэтиленовых труб, применяемых при строительстве газопроводов давлением до 0,6 МПа?
1. Не менее 2,0;
2. Не менее 2,5;
3. Не менее 2,8.
Правильный ответ: 2.

Какие трубы допускается применять для проектирования газопроводов давлением свыше 0,6 МПа?
1. Стальные и полиэтиленовые (ПЭ80, ПЭ100) трубы;
2. Стальные и полиэтиленовые (ПЭ100) трубы;
3. Стальные трубы.
Правильный ответ: 2.

В процессе строительства объекта газораспределения проектная организация согласно требованиям Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (№ 116-ФЗ) в установленном порядке должна осуществлять авторский надзор за соблюдением проектных решений подрядчиком. Авторский надзор осуществляется проектной организацией в течение всего периода строительства на основании договорных отношений. Ведение авторского

надзора проводится в соответствии с требованиями СП 11-110-99 «Авторский надзор за строительством зданий и сооружений». При наличии в проекте средств защиты от электрохимической коррозии *проектная организация обязана установить авторский надзор за реализацией проекта защиты в процессе строительства и по результатам надзора выполнять корректировку проектных решений (при необходимости) до ввода газопровода в эксплуатацию*[10].

2.7. Проведение экспертизы и согласований

Разработанная проектная документация до утверждения ее заказчиком или другой организацией, финансирующей данное строительство, должна быть согласована с газораспределительной организацией (ГРО) на предмет ее соответствия выданным техническим условиям на проектирование. Согласование с ГРО производится в объеме требований выданных технических условий, основным из которых является точка подключения строящегося газопровода к действующей сети (место врезки), диаметр и материал труб, необходимые средства ЭХЗ. Все согласования осуществляет заказчик или, по его поручению, проектная организация. Проектная документация *...подлежит повторному согласованию, если в течение 24 месяцев не было начато строительство*[10].

По сложившейся практике проектная документация часто также согласовывается со всеми организациями, от которых были получены технические условия на проектирование (в части соответствия этим условиям), и с организациями, интересы которых затрагивает строительство газопровода, хотя Градостроительным Кодексом РФ *не допускается требовать согласование проектной документации, заключение на проектную документацию и иные документы, не предусмотренные настоящим Кодексом*[8]. Согласование оформляется подписями представителей соответствующих организаций на соответствующих листах проекта или письмами.

Проекты сетей газораспределения подлежат Государственной (вневедомственной) экспертизе и, в отдельных случаях, экспертизе промышленной безопасности. *Не допускается проведение иных государственных экспертиз проектной документации...*[8]. Как правило, после получения положительных экспертных заключений, проектная документация утверждается заказчиком работ. Задача экспертизы – заметить имеющиеся несоответствия проектной документации действу-

щим нормативно-правовым актам и принять меры к их устранению. При этом мнение специалистов-экспертов не должно противостоять мнению проектировщиков. Не ставя под сомнение компетенцию и добросовестность проектировщиков, экспертиза должна указывать лишь на неучтенные и не принятые во внимание факторы, влияние которых на безопасность более значительно, чем это представлялось специалистам проектной организации.

*Предметом **государственной экспертизы** проектной документации является оценка соответствия проектной документации требованиям технических регламентов, в том числе санитарно-эпидемиологическим, экологическим требованиям, требованиям государственной охраны объектов культурного наследия, требованиям пожарной, промышленной, ядерной, радиационной и иной безопасности, а также результатам инженерных изысканий*[8]. Государственная экспертиза проектной документации и государственная экспертиза результатов инженерных изысканий проводится федеральным органом исполнительной власти (Росстроем) и территориальными органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации (как правило, местными министерствами или комитетами по строительству и архитектуре) или подведомственными указанным органам государственными учреждениями. На федеральном уровне государственная экспертиза проводится через подведомственное Росстрою учреждение «Главгосэкспертиза России», располагающее несколькими филиалами на территории России. На территориальном уровне государственную экспертизу осуществляют специально созданные центры или отделы государственной экспертизы в строительстве.

Порядок организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий, размер платы за их проведение устанавливается Правительством РФ. Действующим в настоящее время Постановлением Правительства РФ № 145 от 05.03.2007 г. установлено разграничение полномочий между подведомственным Росстрою государственным учреждением (Главгосэкспертизой) и государственными учреждениями субъектов Российской Федерации. К ведению Главгосэкспертизы относятся особо опасные объекты – объекты газоснабжения, на которых используются, перерабатываются, хранятся и транспортируются природные или сжиженные углеводородные газы в количестве более 200 т, а также объекты, расположенные на территории двух и более субъектов Российской Федерации. Государствен-

ную экспертизу других объектов проводят территориальные учреждения органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

Государственная экспертиза проводится аттестованными в установленном порядке экспертами (процедура аттестации должна быть разработана Росстроем до 01.07.2007 г.). Перечень документов, представляемых для проведения государственной экспертизы градостроительной, предпроектной и проектной документации, определяется нормативно-техническими требованиями на ее разработку. Для проведения государственной экспертизы проектной документации (представляемой совместно с результатами инженерных изысканий) представляются: заявление о проведении государственной экспертизы, акт выбора трассы газопровода, проектная документация в полном объеме с заданием на проектирование, результаты инженерных изысканий с заданием на проведение изысканий, расчет стоимости проектно-изыскательских работ и документы, подтверждающие полномочия организации или лица действовать от имени заказчика или застройщика (если сам заявитель не является заказчиком или застойщиком). Организация по проведению экспертизы вправе дополнительно потребовать от заявителя представления расчетов конструктивных и технологических решений, использованных в проектной документации. *Проведение государственной экспертизы начинается после представления заявителем документов, подтверждающих внесение платы за проведение государственной экспертизы... Государственная экспертиза проектной документации осуществляется за счет средств заявителя*[13]. Проверка сметной стоимости строительства с точки зрения ее достоверности и обоснованности предусмотрена в составе государственной экспертизы только для объектов, финансируемых за счет средств федерального бюджета.

Срок экспертизы зависит от сложности объекта строительства и не должен превышать трех месяцев. По результатам экспертизы выдается заключение о соответствии (положительное заключение) или несоответствии (отрицательное заключение) проектной документации требованиям технических регламентов и результатам инженерных изысканий, а также о соответствии результатов инженерных изысканий, включая инженерно-экологические изыскания, требованиям нормативно-правовых актов. При отрицательном заключении повторная экспертиза проводится после устранения выявленных несоответствий. Проведение повторной экспертизы может проводиться неограниченное количество раз.

При проведении экспертизы может осуществляться оперативное внесение изменений в проектную документацию с целью устранения оснований для отрицательного заключения государственной экспертизы. Положительное заключение экспертизы выдается заявителю в четырех экземплярах. Положительное заключение государственной экспертизы является юридическим актом признания и подтверждения государством соответствия проектной документации требованиям нормативно-правовых актов и результатам инженерных изысканий, а также самих результатов инженерных изысканий нормативным требованиям. При наличии положительного заключения государственной экспертизы несоответствие проектной документации нормативным требованиям может быть установлено только в судебном порядке.

Необходимость проведения **экспертизы промышленной безопасности** определена требованиями Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (№ 116-ФЗ от 21.07.97). Экспертизе промышленной безопасности подлежит проектная документация на расширение, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию опасных производственных объектов, в т.ч. объектов газораспределения. Объекты нового строительства* экспертизе промышленной безопасности не подлежат. Экспертиза проводится для схем газоснабжения республик, краев, областей, районов, городских и сельских поселений, распределительных газопроводов, систем газопотребления, а также зданий, в которых размещено газовое и газоиспользующее оборудование.

Порядок разработки и утверждения норм и нормативов в области промышленной безопасности объектов систем газоснабжения устанавливается федеральным органом исполнительной власти, специально уполномоченным в области промышленной безопасности[13]. Под требованиями промышленной безопасности понимаются условия, запреты, ограничения и другие обязательные требования, содержащиеся в федеральных законах и иных нормативных правовых актах Российской Федерации, включая, прежде всего, требования технических регламентов,

* Примечание. Под термином **«новое строительство»** понимается строительство на новых площадках вновь создаваемых предприятий, зданий и сооружений, которые после ввода в эксплуатацию будут находиться на самостоятельном балансе. Если строительство намечается осуществлять очередями, то к новому строительству относятся первая и последующие очереди до ввода в действие всех запроектированных очередей. К **расширению** действующих объектов относится строительство на них зданий и сооружений, которые после ввода в эксплуатацию не будут находиться на самостоятельном балансе. При **техническом перевооружении** осуществляется замена оборудования на более современное и экономичное, улучшающее эксплуатационные показатели объекта, но при этом не вызывающее изменение его основных технико-экономических показателей.

соблюдение которых обеспечивает защищенность жизненно важных интересов личности и общества от аварий и последствий этих аварий. При экспертизе учитываются положения правил безопасности, строительных норм и правил, сводов правил и т.д., направленные на обеспечение необходимого уровня безопасности эксплуатируемых объектов.

Экспертизу промышленной безопасности проводят организации, имеющие лицензию на ее проведение от федерального органа исполнительной власти, специально уполномоченного в области промышленной безопасности (Ростехнадзора) и, как правило, за счет средств организаций, предполагающих эксплуатацию объектов газораспределения или эксплуатирующих их. Результатом осуществления экспертизы промышленной безопасности является экспертное заключение. Заключение экспертизы промышленной безопасности на проектную документацию представляется для регистрации и утверждения в территориальные органы Ростехнадзора.

Требования к порядку проведения экспертизы промышленной безопасности и оформлению заключения экспертизы определены «Правилами проведения экспертизы промышленной безопасности» ПБ 03-246-98 (с изменениями ПБИ-03-490(246)-02). В развитие указанных ПБ 03-246-98 утверждено «Положение по проведению экспертизы промышленной безопасности на объектах газоснабжения» (РД 12-608-03), определяющее объекты, подлежащие экспертизе, требования к ним, объем, порядок и процедуру проведения экспертизы промышленной безопасности и оформления заключения.

Экспертиза промышленной безопасности может осуществляться одновременно с другими экспертизами в установленном порядке. Для экспертизы проектных решений в экспертную организацию пред-

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

В каком случае проектная документация подлежит повторному согласованию в рамках выданных технических условий?
1. Если в течение 24 месяцев не было начато строительство;
2. Если имеются замечания со стороны экспертных организаций;
3. При сдаче газопровода в эксплуатацию.
Правильный ответ: 1.

Когда производится утверждение проектной документации заказчиком работ?
1. До направления проектной документации на экспертизу;
2. После получения положительного заключения экспертизы;
3. После согласования проектной документации с ГРО.
Правильный ответ: 2.

Как оформляются заключения экспертных органов?
1. Согласованиями на титульных листах проекта;
2. Отдельно оформленными документами – заключениями экспертизы;
3. Правильны все вышеприведенные ответы.
Правильный ответ: 2.

является рабочий проект в полном объеме (за исключением сметной документации) с приложенными к нему копиями технического задания на проектирование, технических условий от заинтересованных организаций, разрешений на примененное газовое оборудование, а также согласования имеющихся отступлений от действующей нормативной документации.

До последнего времени проекты систем газораспределения дополнительно проходили государственную экологическую экспертизу и государственную экспертизу проектов МЧС. С введением в действие в декабре 2006 г. Федерального закона «О внесении изменений в градостроительный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» (№ 232-ФЗ) государственной экологической экспертизе подлежит проектная документация только тех объектов, строительство, реконструкцию и капитальный ремонт которых предполагается осуществлять в исключительной экономической зоне Российской Федерации, на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах и в территориальном море Российской Федерации. Строительство объетов газораспределения не подпадает под сферу деятельности государственной экологической экспертизы. Разделы проектной документации наружных газопроводов «Охрана окружающей среды» и «Инженерно-технические мероприятия по ГО и ЧС» рассматриваются при проведении государственной вневедомственной экспертизы.

Застройщик или заказчик ...может направить проектную документацию и результаты инженерных изысканий, выполненых для подготовки такой проектной документации, на негосударственную экспертизу[8]. Негосударственную экспертизу могут осуществлять организации, аккредитованные по соответствующему направлению работ. При этом в сферу деятельности организаций негосударственной экспертизы может входить платное консультирование проектировщиков, сопровождение проектирования и т.п. Порядок проведения негосударственных экспертиз и порядок аккредитации экспертных организаций устанавливаются Правительством РФ.

Раздел третий. Присоединение к оборудованию и запорной арматуре

3.1. Способы выполнения соединений полиэтиленовых и стальных труб

Поскольку полиэтиленовые газопроводы имеют целый ряд ограничений по условиям их применения, неизбежно возникает необходимость их стыковки со стальными участками, а также металлической запорной арматурой. Стыковка со стальными участками выполняется на вводах в здания, при переходе на надземную прокладку в местах пересечения с естественными преградами, где использование полиэтиленовых труб по различным причинам затруднено, и в некоторых других случаях.

Соединения выполняются как разъемными, так и неразъемными. Разъемные соединения подразумевают возможность их многократной разборки и сборки без повреждения деталей, входящих в состав соединения в течение срока эксплуатации газопровода. Неразъемные соединения невозможно разобрать без повреждения элементов конструкции. При проектировании и строительстве наиболее предпочтительно использование неразъемных соединений, не требующих обслуживания при эксплуатации.

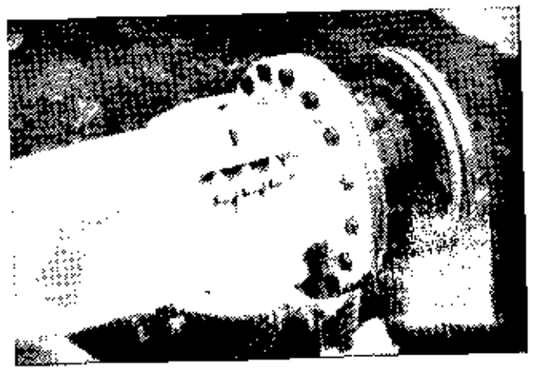
Разъемные соединения выполняются преимущественно фланцевыми.

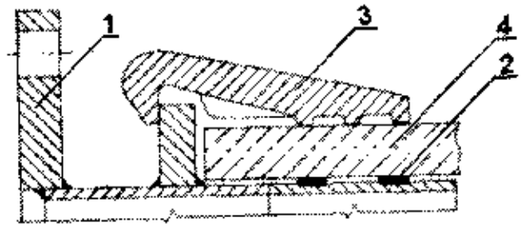
Разъемные фланцевые соединения являются самыми простыми по своему устройству и выполняются, в основном, на стандартной полиэтиленовой втулке под фланец, изготовленной методом литья под давлением в заводских условиях. Их применение в трубопроводном транспорте началось практически одновременно с появлением самих полиэтиленовых труб. Все другие конструкции аналогичного назначения являются более сложными и не получившими из-за этого большого распространения. Их использование ограничивается трубопроводами большого диаметра (De 250 мм и более) и случаями, когда стандартная втулка под фланец не может быть применима из-за большого размера своего бурта (рисунок 37).

Разъемные фланцевые соединения «полиэтилен – сталь» наиболее целесообразно использовать в колодцах, где они доступны для осмотра и обслуживания, для непосредственного (или через короткие стальные вставки) присоединения полиэтиленовых труб к запорной арматуре.

Возможно также при помощи разъемных соединений осуществлять присоединение полиэтиленовых труб к надземным газопроводам, располагая их на вертикальных участках надземных выходов.

Однако в этом случае из-за громоздкости таких соединений необходимо устанавливать защитный футляр значительно большего диаметра, чем при использовании для этой цели неразъемных соединений. Конструкцию футляра также необходимо предусматривать разъемной, для обеспечения доступа к фланцам при их обслуживании. Исходя из этих причин, располагать разъемные соединения в футлярах нецелесообразно.





1 – фланец, адаптированный к внутреннему диаметру трубы; 2 – уплотнение; 3 – зубчатый хомут; 4 – полиэтиленовая труба

Рисунок 37. Разъемное соединение фирмы «Wasc-RMF» и схема его установки на трубу

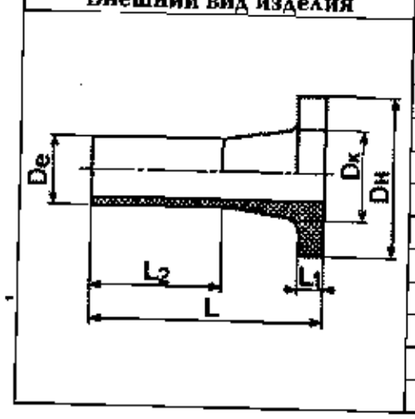
Для изготовления узлов разъемных соединений труб De от 63 до 225 мм применяются отечественные полиэтиленовые втулки под фланцы заводского изготовления, соответствующие требованиям ТУ 6-19-359-97 и ТУ 2248-001-18425183-01. При необходимости (например, из-за ограниченности номенклатуры отечественых деталей) используют аналогичные зарубежные изделия, имеющие разрешение на применение для систем газоснабжения. Размеры втулок под фланец на примере изделий фирмы «Rehau» (Германия»), приведены в таблице 56. Размеры втулок под фланцы других зарубежных изготовителей мало от-

личаются от приведенных. Изделия некоторых зарубежных фирм оснащены закладными нагревателями для удобства монтажа.

Под полиэтиленовые втулки наиболее походят плоские стальные приварные фланцы по ГОСТ 12820-80 и свободные накидные по ГОСТ 12822-80. Процесс сборки узла разъемного соединения на втулке под фланец состоит из следующих операций:

– обработка стального накидного фланца;
– сварка приварного фланца со стальной трубой;
– подготовка полиэтиленовой втулки;
– приварка втулки к полиэтиленовой трубе (патрубку);
– крепление втулки в стальных фланцах.

Таблица 56. Втулки под фланец фирмы «Rehau»

Внешний вид изделия	De, мм	L, мм	Dн, мм	Dк, мм	L1, мм	L2, мм
	32	78	68	40	10	44
	40	97	78	50	11	49
	50	98	88	61	12	54
	63.	117	102	75	14	59
	90	136	138	105	17	73
	110	136	158	125	18	79
	125	179	158	132	25	87
	160	179	212	175	25	95
	180	179	212	185	30	125
	200	179	268	232	32	116
	225	179	268	235	32	107
	250	100	320	285	35	25

Обработку стального фланца, служащего для крепления полиэтиленовой втулки с ответным фланцем стальной трубы, следует проводить на токарном станке путем проточки внутреннего диаметра фланца до размера $Dв^1$ + 1 мм и снятия фаски в соответствии с рисунком 38 и таблицей 57. Острые кромки фланцев притупляют для того, чтобы они не повреждали поверхность полиэтиленовых деталей.

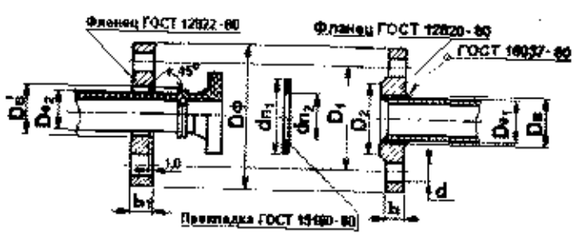


Рисунок 38. Схема сборки разъемного соединения

Таблица 57. Размеры плоских стальных фланцев для соединений «полиэтилен – сталь»

Размеры фланцев, мм, при давлении в газопроводе											
	Ру до 0,6 МПа								Ру до 0,25 МПа	Ру до 0,6 МПа	
DN	Dв	Dв1	De1	De2	Dф	D1	D2	d	b	b	b1
40	46	56	45	50	130	100	80	14	10	13	12
50	59	74	57	63	140	110	90	14	10	13	12
65	78	89	76	75	160	130	110	14	11	13	14
80	91	102	89	90	180	150	128	18	11	15	14
100	110	124	108	110	205	170	148	18	11	15	14
100	116	124	114	110	205	170	148	18	11	15	14
125	135	137	133	125	235	200	178	18	11	17	14
125	142	152	140	140	235	200	178	18	13	17	14
150	161	174	159	160	260	225	202	18	13	17	16
Размер не стандартизирован				180	Размер не стандартизирован						
200	222	238	219	225	315	280	258	18	15	19	18
Размер не стандартизирован				250	Размер не стандартизирован						
250	273	295	273	280	370	335	312	18	18	20	20
300	325	335	325	315	435	395	365	22	18	20	24

Примечания. 1. Размер Dв1 достигается путем дополнительной обработки фланца на токарном станке.
2. Количество отверстий диаметром d составляет: для фланцев DN до 100 мм – 4 шт.; для фланцев DN от 125 до 200 мм – 8 шт.; для DN 250 и 300 мм – 12 шт.

Наиболее удобны для использования фланцы, рассчитанные на давление до 0,6 МПа. Для газопроводов низкого давления возможно использование более тонких фланцев на Ру до 0,25 МПа.

Приварку одного из фланцев к стальной трубе производят перед сборкой разъемного соединения. Расстояние между уплотнительной поверхностью фланца и торцом металлической трубы принимают в соответствии с рисунком 39. Размер валика шва (К) принимается

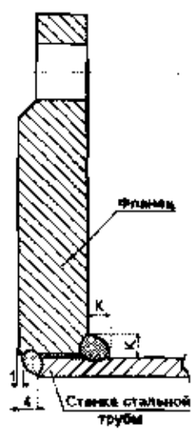


Рисунок 39. Схема приварки стального фланца к трубе

равным: К = 4 мм при DN до 50 мм, К = 5 мм при DN от 65 до 150 мм, К = 7 мм при DN 200 мм и К = 9 мм при DN от 250 до 300 мм.

Полиэтиленовые втулки, применяемые для сборки узлов разъемных соединений, должны иметь заводской сертификат качества, пройти входной контроль по визуальному осмотру и соответствовать типу полиэтиленовых труб, предназначенных под сварку с ней. Для хорошей герметизации втулка должна иметь ровную и гладкую поверхность прилегающего к фланцу бурта, что достигается при необходимости ее обработкой на токарном станке. Подготовленные втулки с короткими хвостовиками целесообразно предварительно приваривать к полиэтиленовому патрубку длиной 0,8–1 м сваркой нагретым инструментом встык. Для проведения процесса сварки рекомендуется использовать специальные приспособления для центровки и закрепления втулок (рисунок 40).

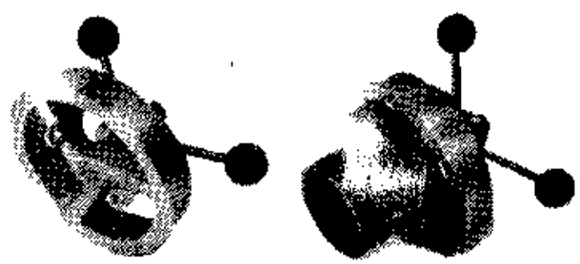


Рисунок 40. Приспособление к сварочной машине для крепления втулок под фланцы

Поскольку все полимерные материалы обладают специфической особенностью течь под действием длительных нагрузок, то в зажатом между фланцами бурте полиэтиленовой втулки происходит постепенная релаксация напряжений. Релаксация, хотя и в значительно меньшей степени, характерна и для затянутых болтовых соединений. Поэтому для сохранения герметичности фланцевого соединения при длительной эксплуатации и обеспечения тем самым нормальной работы газопровода перед сборкой фланцевых соединений между втулкой и металлическим фланцем рекомендуется устанавливать дополнительную прокладку. Прокладка выполняется из маслобензостойкой резины типа МБС ГОСТ 7338-77 толщиной 2,0 мм. Диаметр отверстия прокладки не должен быть меньше внутреннего диаметра трубы и должен соответствовать внутреннему диаметру уплотнительной поверхности фланца. Размеры прокладок по ГОСТ 15180-80 приведены в таблице 58. Схема собранного разъемного соединения на втулке изображена на рисунке 41.

Сборку узла разъемного соединения на втулке под фланец целесообразно проводить в условиях мастерских. В отдельных случаях (замыкающие участки газопровода, присоединение запорной арматуры и т.п.) сборку разъемных соединений выполняют непосредственно на трассе строительства газопровода. В этом случае перед приваркой к трубе подготовленного узла «втулка – патрубок» или отдельной втулки следует предварительно надеть свободный фланец на полиэтиленовую трубу (при использовании сварки встык) или на втулку под фланец (при использовании сварки деталями с закладным электронагревателем).

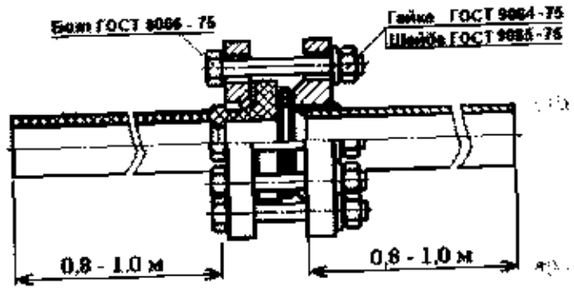


Рисунок 41. Собранное разъемное соединение

При сборке фланцевых соединений затяжку болтовых соединений на стальных фланцах производят поочередно по способу крестообразного обхода, завинчивая противоположно расположенные гайки тарированым или динамометрическим ключом.

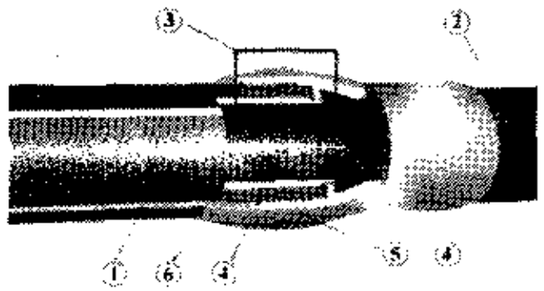
Таблица 58. Размеры прокладок по ГОСТ 15180-80

DN, мм	Де труб (сталь/полиэтилен), мм	Размер прокладки, мм	
		dп 1	dп2
40	40 / 50	85	45
50	57 / 63	95	57
65	76 / 75	115	75
80	89 / 90	132	87
100	108 / 110	151	106
100	114 / 110	151	106
125	133 / 125	181	132
150	159 / 160	206	161
200	219 / 225	261	216
250	273 / 250	318	264
300	325 / 315	372	318

Резиновую прокладку перед затяжкой выравнивают так, чтобы она располагалась на одинаковом расстоянии от краев фланцев. Натяжение болтов производят с усилием, обеспечивающим плотность прилегающих поверхностей стального фланца, уплотняющей прокладки и полиэтиленовой втулки. Длину болтов подбирают с таким расчетом, чтобы после затяжки концы болтов выступ-

пали над гайкой на высоту не менее 1 и не более 3 шагов резьбы. Резьбу, при необходимости, смазывают.

При изготовлении элементов фланцевых соединений в соответствии с размерами, приведенными в таблице 2, длину болтов можно назначать из расчета: для фланцев DN 40–55 мм; DN 50–60 мм; DN 65–65 мм; DN 80–70 мм; DN 100–75 мм; DN 125–80 мм; DN 150–85 мм; DN 200–95 мм и DN 250–100 мм. Все болтовые соединения (болт, гайка, шайба) подбираются с сопоставимыми классами (или группами) прочности и из марок сталей, рассчитанных на температуру окружающего воздуха в месте эксплуатации фланцевого соединения. Гайки болтовых располагают на одной стороне фланцевого соединения. После сборки соединения проверяют параллельность соприкасающихся поверхностей стальных фланцев. Отклонение от параллельности по наружному диаметру фланцев не должно превышать 10 % от толщины прокладки (0,2 мм). Проверку производят штангенциркулем ГОСТ 166-89.



1 – полиэтиленовый участок; 2 – стальной участок; 3 – соединительная часть; 4 – резиновое уплотнение; 5 – защитная оболочка; 6 – распорная втулка.

Рисунок 42. Неразъемное соединение фирмы «Banides & Debeaurain»

Испытание разъемных фланцевых соединений на герметичность проводится в общей трубопроводной системе полиэтиленового газопровода.

К **неразъемным соединениям** «полиэтилен – сталь» относятся соединения с механическим сцеплением поверхностей. Они не требуют обслуживания в процессе эксплуатации и поэтому их размещение можно производить непосредственно в грунте без устройства колодца или в футляре на вертикальных участках газопровода в местах выхода из земли.

Все неразъемные соединения по своему типу относятся к нахлесточным и состоят из полиэтиленового и стального участков входящих в зацепление друг с другом в соединительной части. Полиэтиленовый и стальной участок имеют с одной стороны цилиндрический патрубок

диаметром, соответствующим диаметру стандартных труб, с другой стороны (в соединительной части) – раструб, сужение или цилиндрическую часть в зависимости от конструкции.

Соединения выполняются по принципу: «полиэтилен снаружи – сталь внутри», «полиэтилен внутри – сталь снаружи», а также штекерными, в которых стальной патрубок в зоне соединения имеет Y-образное расширение, внутрь которого запрессовывается полиэтиленовая часть.

Неразъемные соединения, как и все звенья трубопроводной сети, должны обладать равной с трубами прочностью и герметичностью. Восприятие продольных усилий происходит за счет специальных канавок, нанесенных на соединительную часть стальной детали и врезающихся в тело полиэтиленового участка за счет обжатия или расширения последнего. Восприятие радиальных усилий обеспечивается или раструбом стальной детали (в соединениях, выполненных по принципу «полиэтилен внутри – сталь снаружи») (рисунок 42), или бандажом из металла или пластика (в соединениях «полиэтилен снаружи – сталь внутри») (рисунок 43). Для обеспечения герметичности в конструкцию соединений иногда включают уплотнительные элементы в виде резиновых колец, размещенных в канавках на стальном и полиэтиленовом участке (см. рисунок 42). В некоторых конструкциях для уплотнения используются металлические линзы, которые при закручивании специальной гайки деформируются, врезаясь в трубу.

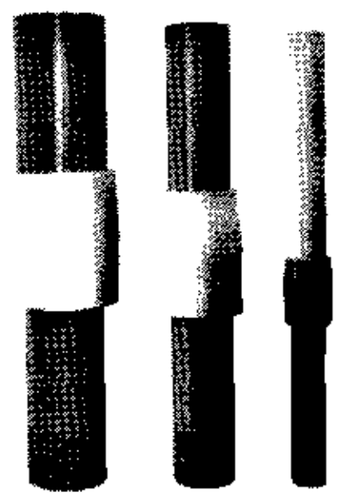


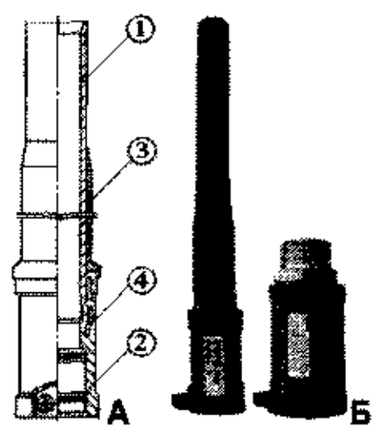
Рисунок 43. Неразъемные соединения по ТУ 2248-025-00203536-96

При эксплуатации соединение «полиэтилен – сталь» находится в сложном напряженном состоянии. Кроме воздействия напряжений за счет внутреннего давления и температурных перепадов, соединение работает

как балка на упругом основании, имеющая переменную, скачкообразно меняющуюся жесткость и от проявления краевого эффекта на границе соприкосновения разнородных материалов концентрируются напряжения от локального изгибающего момента и продольной силы. Поэтому для более плавного перераспределения напряжений при изгибе в некоторых конструкциях, получаемых, как правило, методом литья, в переходной зоне со стали на полиэтилен размещают дополнительную закладную металлическую вставку (см. рисунок 44).

В практике строительства газопроводов на территории России нашли применение следующие неразъемные соединения:

1. Конструкция с наружным металлическим бандажом т.н. «холодной сборки». Применяется для труб Де 20–40 мм. Соединение получается в результате обжатия полиэтиленовой трубой металлического оголовка за счет наружного бандажного кольца. Натягивание бандажного кольца вызывает сильные напряжения в соединительной зоне, при этом полиэтилен переходит в высокоэластическое состояние и заполняет канавки на подготовленном стальном оголовке.



1 – стальной участок; 2 – полиэтиленовая деталь с закладным электронагревателем; 3 – защитное покрытие; 4 – дополнительное кольцо жесткости

Рисунок 44. Неразъемное соединение фирмы «Friatec» с приварным патрубком (А) и резьбовой втулкой (Б)

2. Конструкция с полиэтиленовым раструбом, обжимающим стальную заготовку и полиэтиленовым бандажом (см. рисунок 43), которая является самой массовой в использовании. Соединения получают методом т.н. «горячей сборки», который применяется для полиэтиленовых труб De 32–630 мм. Соединения De 32–225 мм выпускаются по ТУ 4859-026-03321549-99 и по ТУ 2248-025-00203536-96. Соединения диаметром 315–630 мм выпускаются по ТУ 2248-001-21761654-02.

3. Конструкция с внутренним распорным кольцом представлена в соединениях фирм «Banides & Debeaurain» (Франция) и «Uponor» (Финляндия). Конструкция характерна тем, что на стальном участке имеется специальное расширение с остроугольными канавками, которые врезаются в полиэтиленовую трубу при введении в нее распорного кольца (см. рисунок 42). Дополнительное уплотнение обеспечивается резиновыми кольцами. Снаружи соединительная часть покрыта полиуретановой изоляцией.

4. Конструкция с переходом на полиэтилен в виде муфты с закладным электронагревателем (рисунок 120). Переходную зону соединения получают путем помещения конца металлической заготовки в литьевую форму, в которой и оформляется изделие. Металлическая заготовка может быть выполнена в виде приварного патрубка или резьбовой втулки. Втулки из стали предназначаются для газопроводов, из латуни или меди – для сетей водоснабжения. Соединения такого типа на Российский рынок поставляются зарубежными фирмами («Friatec», «Georg Fischer», «Fusion», «Plasson» и др.) (рисунок 44).

Из приведенных выше конструкций при строительстве газопроводов в основном используются соединения отечественных изготовителей. Импортная продукция из-за своей высокой стоимости используется относительно редко и, как правило, когда нет альтернативной отечественной (как правило, соединения диаметром выше 225 мм и менее 63 мм).

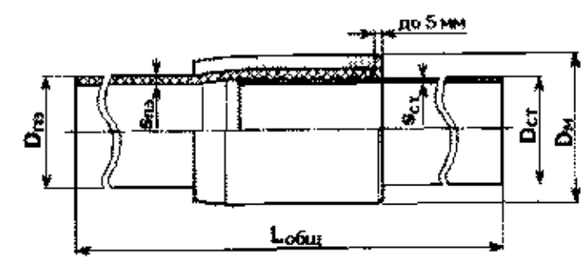


Рисунок 45. Разрез неразъемного соединения, выпускаемого по ТУ 4859-026-03321549-99

Основным видом применяемых соединений остаются отечественные соединения **раструбного типа** «горячей сборки». Эти соединения наиболее просты по конструкции и технологии изготовления и, соответственно, имеют наименьшую стоимость. Производство не требует специального литьевого или мощного прессовочного оборудования и может быть налажено в заводских условиях или условиях мастерских крупных строительно-монтажных организаций. Герметичность раструбных соединений достигается за счет усадочного обжатия полиэтиленовым раструбом разогретого конца стальной трубы, восприятие осевых нагрузок – за счет заполнения расплавом полиэтилена канавок на стальной трубе.

Таблица 59. Основные размеры неразъемных соединений по ТУ 4859-026-03321549-99

Обозначение соединения	L общ	Dm, мм	ПЭ трубы		Ст. трубы	
			De, мм	S, мм	De, мм	s, мм
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 20/20	230	31,6	20	3,0	20	3,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 25/25	240	36,6	25	3,0	25	3,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 32/28-34*	250	39,6-45,6	32	3,0	28-34	3,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 40/38-42*	260	51,8-55,8	40	3,7	38-42	3,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 50/50-53*	275	67,2-70,2	50	4,6	50-53	3,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 63/57	500	76,6	63	5,8	57	3,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 63/60	500	79,6	63	5,8	60	3,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 17,6 75/70	510	84,8	75	4,3	70	3,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 75/63,5	510	87,1	75	6,8	63,5	3,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 17,6 90/89	535	107,6	90	5,2	89	4,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 90/76	535	105,4	90	8,2	76	3,5
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 17,6 110/108	565	130,4	110	6,3	108	4,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 110/102	565	137,0	110	10,0	102	4,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 110/108	565	143,0	110	10,0	108	4,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 17,6 125/114	590	139,0	125	7,1	114	4,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 125/108	590	149,0	125	11,4	108	4,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 17,6 140/127	610	155,0	140	8,0	127	4,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 140/121	610	166,8	140	12,7	121	4,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 17,6 160/152	640	183,4	160	9,1	152	5,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 160/133	640	184,0	160	14,6	133	5,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 160/159	640	210	160	14,6	159	5,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 17,6 180/168	670	203,2	180	10,3	168	5,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 180/152	670	210,0	180	16,4	152	5,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 17,6 200/180	700	218,8	200	11,4	180	5,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 200/168	700	234,0	200	18,2	168	5,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 17,6 225/219	740	261,0	225	12,8	219	6,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 225/194	740	265,4	225	20,5	194	6,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 225/203**	740	274,4	225	20,5	203	6,0
НС 1 ПЭ80 (ПЭ100) «ГАЗ» SDR 11 225/219	740	290,4	225	20,5	219	6,0

Примечание. * Размеры диаметров выбираются из ряда: 28, 30, 32, 33, 34, 38, 40, 42, 50, 51, 53 мм.
** Трубы данного диаметра поставляются по специальному заказу.

Изготовление неразъемных соединений «полиэтилен – сталь» раструбного типа производится в следующей последовательности:

– подготовка полиэтиленового участка;

– изготовление металлического участка;

– разогрев конца полиэтиленового участка;

– формование цилиндрического раструба и его охлаждение;

– разогрев стального участка;

– соединение металлического и полиэтиленового участков с их последующим охлаждением;

– натягивание на раструбную зону дополнительной полиэтиленовой катушки, играющей роль наружного бандажного кольца.

Трубы для металлического участка выбираются в соответствии с требованиями СНиП 42-01-2002 и СП 42-102-2003. Наиболее целесообразно использование труб из спокойной стали, позволяющей эксплуатировать соединения в любых климатических условиях. При этом чем больше толщина их стенки, тем лучше, т.к. стальной участок из-за определенных трудностей в качественном выполнении изоляции в кольцевой зоне сопряжения с полиэтиленовым раструбом будет являться слабым местом конструкции. Толщину стенки труб целесообразно принимать не менее 3,5–4,0 мм с тем, чтобы после проточки зоны соединения остаточная толщина стенки была не менее 3,0 мм. Использование спиральношовных труб для неразъемных соединений, как правило, не допускается.

Техническими требованиями ТУ 4859-026-03321549-99 предусмотрен выпуск не только соединений растубного типа (исполнение «1»), но и соединений, выполненных по типу «сталь снаружи, полиэтилен внутри», или исполнение «2». Соединения в исполнении «2» достаточно сложны в изготовлении и в силу этой причины практически не используются. Разрез соединения раструбного типа, выпускаемого по ТУ 4859-026-03321549-99, приведен на рисунке 45, основные размеры – в таблице 59. Размеры соединений «полиэтилен – сталь» по ТУ 2248-025-00203536-96 приведены в главе 1.3.

Пример условного обозначения при заказе неразъемного соединения по ТУ 4859-026-03321549-99 раструбного типа, выполненного из полиэтиленовых труб ПЭ 80 SDR 11 и стальных труб наружным диаметром 102 мм: **«Соединение НС1 ПЭ 80 ГАЗ SDR 11 110/102 ТУ 4859-026-03321549-99».**

Конструкция неразъемных соединений по ТУ 2248-001-21761654-02 идентична приведенной на рисунке 45. Соединения больших диаметров предназначены, в основном, для сетей водоснабжения. Размеры соединений приведены в таблице 60.

Таблица 60. Основные размеры неразъемных соединений по ТУ 2248-001-21761654-02

Обозначение соединения	L общ.	ПЭ трубы		Ст. трубы	
		De, мм	S, мм	De, мм	s, мм
ПЭ80 (ПЭ100) SDR 11 315x28,6/Ст 273	885	315	28,6	273	10
ПЭ80 (ПЭ100) SDR 11 400x36,3/Ст 351	960	400	36,3	351	14
ПЭ80 (ПЭ100) SDR 11 500x45,4/Ст 426	850	500	45,4	426	16
ПЭ80 (ПЭ100) SDR 11 630x57,2/Ст 530	850	630	57,2	530	14

После изготовления неразъемного соединения стальной участок обычно покрывают битумной грунтовкой (праймером), а на полиэтиленовый бандаж наносят маркировку, содержащую условное обозначение соединения, его номер и наименование изготовителя. Проверка качества производится 100%-ным внешним осмотром и выборочными пневматическими и гидравлическими испытаниями. После этого соединения группируются в партии и снабжаются сертификатами качества. Подготовленные таким образом соединения отправляют заказчику.

В условиях строительного производства при вварке неразъемных соединений «полиэтилен – сталь» в газопровод выполняют специальные мероприятия, направленные на предотвращение возникновения монтажных или эксплуатационных напряжений. Соединение располагают на прямолинейных участках трассы, основание траншеи в месте его расположения и само соединение засыпают песком с тщательным уплотнением пазух, в отдельных случаях (полиэтиленовые газопроводы, расположенные в сейсмичных районах, на подрабатываемых территориях и т.п.) над соединением устанавливают контрольную трубку с выводом под защитное устройство (ковер). Вварку неразъемных соединений в газопровод при использовании технологии стыковой сварки производят в следующей последовательности:

– производят сборку и сварку труб из полиэтилена;

– осуществляют подгонку и сварку металлических труб.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Где наиболее целесообразно размещать разъемные фланцевые соединения?

1. В грунте;
2. В футлярах;
3. В колодцах.

Правильный ответ: 3.

В чем состоит основное преимущество неразъемных соединений перед разъемными?

1. В их большей прочности;
2. В отсутствии необходимости обслуживания при эксплуатации;
3. В удобстве монтажа.

Правильный ответ: 2.

Какие мероприятия необходимо предусматривать при монтаже неразъемных соединений?

1. Засыпку месторасположения песком;
2. Расположение соединений на прямолинейных участках трассы;
3. Правильны оба вышеприведенных ответа.

Правильный ответ: 3.

Перед монтажом на трассе рекомендуется в условиях мастерских предварительно приварить к стальному участку перехода металлический патрубок длиной 0,5–0,8 м для обеспечения большего удобства при подгонке труб. Продольные (заводские) швы стальных труб должны быть смещены поворотом вокруг продольной оси относительно друг друга. При подгонке стальных труб в захлесте газовую резку и шлифовку кромок труб следует производить на конце стального газопровода, а не патрубка неразъемного соединения.

В процессе подгонки и сборки стального стыка, выполнения прихваток и последующей электродуговой сварки полиэтиленовый патрубок должен быть защищен от брызг металла и шлаков. Зона раструбного соединения «полиэтилен – сталь» не должна нагреваться свыше 50–60 °С.

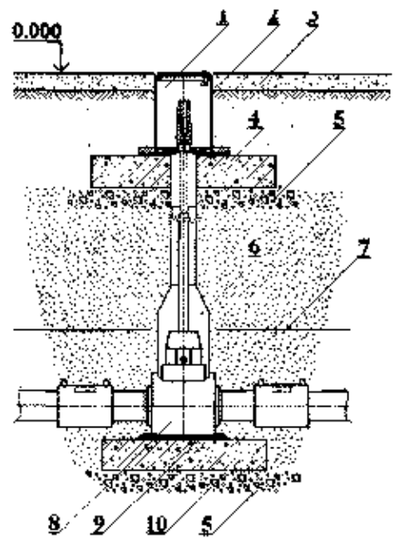
Качество монтажа неразъемных соединений в газопроводную сеть проверяется пневматическими испытаниями по нормам, установленным для сетей газораспределения при сдаче объекта в эксплуатацию.

3.2. Монтаж шаровых кранов

Одним из элементов безопасности при проектировании газораспределительных систем являются отключающие устройства. *В качестве отключающих устройств могут использоваться как металлическая запорная арматура, так и полиэтиленовые краны*[12]. На полиэтиленовых газопроводах в качестве запорной арматуры наиболее целесообразно использование шаровых кранов в цельном корпусе, не требующих мер защиты от коррозии и позволяющих производить их монтаж непосредственно в грунте без устройства колодца. Надземное размещение полиэтиленовых кранов не допускается. Применение шаровых кранов позволяет снизить не только затраты на строительство, но и на эксплуатацию газопроводов, поскольку не требуют технического обслуживания в течение всего срока службы. По количеству допустимых циклов работы полиэтиленовых кранов (открыто-закрыто) официальные данные испытаний отсутствуют. Считается, что краны гарантированно выдерживают 200 циклов открытия и закрытия, что вполне достаточно для их функционирования в течение 50-летнего срока службы.

Имеющийся сортамент полиэтиленовых кранов достаточно широк и охватывает практически все диаметры от 32 до 315 мм включительно. Краны имеют телескопический удлинняющий шток (длина от 0,6 до 2,0 м), позволяющий управлять краном с поверхности земли. В целях обеспечения защиты от механических воздействий и атмосферных осадков управляющие штоки кранов должны выводиться под специальные защитные устройства – коверы или крышки колодезных люков (рисунок 46).

Коверы (ТУ 400-28-91-84) – это небольшие цилиндрические изделия, снабженные с одной стороны откидной крышкой, с другой – основанием кольцевой формы. По материалу изделия коверы бывают литые чугунные (диаметр корпуса 300 мм) и стальные сварные (диаметр 150 и 300 мм). Для вывода управляющего штока кранов целесообразно применять коверы диаметром 150 мм, требующие меньших затрат на изготовление и монтаж. При монтаже коверов (или люков колодцев) их устанавливают так, чтобы верх штока находился под крышкой ковера (люка) на расстоянии 10–15 см. На шток одевается защитный кожух, обеспечивающий его свободное вращение.



1 – ковер; 2 – шток шарового крана с хвостовиком под ключ; 3 – асфальтобетонное покрытие; 4 – основание; 5 – гравийно-песчаное основание; 6 – кожух штока; 7 – сигнальная лента; 8 – шаровой кран; 9 – цементная стяжка; 10 – опорная подушка

Рисунок 46. Вариант монтажа шарового крана с выводом под ковер

Крышка ковера или люка колодца должна находиться заподлицо с поверхностью асфальтобетонного покрытия проезжей части дороги или тротуара, а при расположении ковера вне дорожного покрытия – устанавливаться выше поверхности земли на 0,3–0,5 м. В последнем случае ковер должен быть защищен специальным ограждением из кирпича или трубных патрубков, а вокруг крышки ковера устраивается отмостка (см. рисунок 72). Вне пределов населенных пунктов вокруг коверов, шаровых кранов целесообразно устраивать ограждения, исключающие доступ к ним посторонних лиц, и вывешивать предупреждающие об опасности таблички.

И сам ковер (или люк колодца) и шаровой кран при монтаже устанавливаются на опорные бетонные подушки, предотвращающие их просадку при эксплуатации. Для исключения провисания крана при его монтаже

можно рекомендовать устройство между плитой основания и корпусом шара цементной стяжки, которая устранит возможные зазоры.

Приварку полиэтиленовых шаровых кранов к трубам газопровода целесообразно выполнять муфтами с закладными нагревателями.

При монтаже предусматривают конструктивные мероприятия, направленные на противодействие силам морозного пучения. К этим мероприятиям относят, прежде всего, засыпку траншеи на участке установки крана непучинистым грунтом на всю высоту до подушки ковера. Более подробно о защите сооружений от неблагоприятных грунтовых условий рассказано в следующих главах.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Допускается ли надземное размещение полиэтиленовых шаровых кранов?
1. Допускается в районах с температурами не ниже минус 15 °С;
2. Допускается при размещении кранов в защитном кожухе;
3. Не допускается.
Правильный ответ: 3.

Требуется ли проводить техническое обслуживание полиэтиленовых шаровых кранов?
1. Не требуется;
2. Требуется, как и любой другой запорной арматуры;
3. Требуется только при размещении кранов в колодцах.
Правильный ответ: 1.

3.3. Монтаж арматуры в колодцах

Присоединение полиэтиленовых труб к металлической запорной арматуре может производиться в колодцах, т.е. в подземном варианте размещения. В колодцах может также производиться монтаж одиночных узлов разъемных фланцевых соединений полиэтиленовых труб со стальными (в основном при переходе на стальные участки). Монтаж в колодцах может предусматриваться в обоснованных случаях, когда нет технической возможности использования полиэтиленовых шаровых кранов или нецелесообразно устраивать надземное размещение отключающих устройств (прокладка в городах и т.п.). На полиэтиленовых газопроводах используют колодцы глубокого заложения, обеспечивающие горизонтальный ввод труб.

Колодцы являются весьма ответственной частью газораспределительных сетей. Они должны отвечать таким основным требованиям, как удобство обслуживания задвижек, кранов, компенсаторов и тройниковых узлов, расположенных в колодце, безопасность для обслуживающего персонала, прочность и долговечность ограждающих конструкций, плотность и трещиностойкость этих конструкций, исключающая про-

никновение внутрь грунтовых вод, коррозионная стойкость материала стенок, днища и перекрытия к воздействию агрессивных сред и блуждающих токов). Выбор строительных конструкций колодцев и материалов для возведения днищ, стен и перекрытий и их гидроизоляции диктуется природными условиями в районе строительства и характеристиками грунта и грунтовых вод, включая такую характеристику, как агрессивность к строительным конструкциям (бетону, железобетону).

Колодцы могут быть круглыми в плане или прямоугольными (квадратными) и выполняются из сборного или монолитного железобетона, реже из полнотелого керамического кирпича. В последние годы начали появляться полиэтиленовые колодцы из гофрированных труб диаметром до 1200 мм. Размеры колодцев определяются габаритными размерами размещаемых в них устройств. Колодцы имеют чугунные люки для доступа в них. Под асфальтобетонным покрытием дорог и тротуаров люки устанавливаются на уровне покрытия, а на незамощенных проездах или за пределами поселений – выше уровня земли на 0,5 м с устройством вокруг люков отмостки шириной 1 м и более с уклоном 50 ‰. Для спуска в колодцах устанавливают вертикальные металлические лестницы или в кирпичную кладку заделывают скобы из круглой стали диаметром 20–25 мм с шагом 30–35 см.

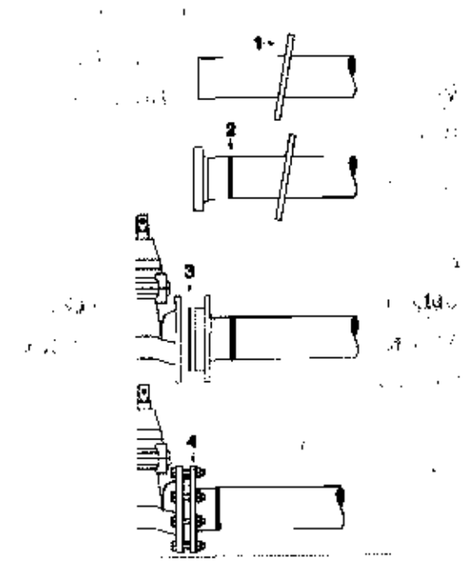
Арматуру следует располагать на участках газопроводов с минимальными значениями изгибающих и крутящих напряжений[10]. Для этой цели колодцы располагают на ровных участках местности на расстоянии не менее 10 м от склонов свыше 200 ‰. При монтаже колодцы устанавливаются строго вертикально, под их днищем устраивается выравнивающее песчаное или бетонное основание толщиной порядка 10–15 см.

Присоединение полиэтиленовых труб к запорной арматуре выполняют с помощью разъемных соединений «полиэтилен – сталь», предусматривающих использование плоских втулок под фланцы и металлических ответных фланцев. Соединения полиэтиленовых труб на резьбе, как правило, не предусматривают. Для удобства монтажа к полиэтиленовым втулкам с короткими хвостовиками рекомендуется предварительно приварить патрубок длиной 0,8–1,0 м, который при монтаже подрезается до нужной длины.

Узлы разъемных соединений предварительно подготавливаются в условиях производственных баз строительно-монтажных организаций (см. главу 3.1). Возможно выполнять приварку подготовленной втулки

под фланец на трассе строительства газопровода. Узлы разъемных соединений доставляются (или изготавливаются) перед сооружением колодцев.

Присоединение полиэтиленовых труб к запорной арматуре и компенсаторам может быть как непосредственное (втулка под фланец сразу присоединяется к фланцу арматуры (рисунок 47), так и через короткие стальные вставки. Для монтажа применяется запорная арматура, имеющая разрешительные документы на применение и технико-эксплуатационную документацию и прошедшая входной контроль. Перед монтажом араматуры она проверяется на легкость движения запорных устройств, внутренняя полость осматривается на предмет отсутствия посторонних предметов и загрязнений. Одновременно проверяют соответствие предназначенной к установке арматуры условиям ее эксплуатации. Трубопроводную арматуру монтируют в закрытом состоянии. Фланцевые и приварные соединения должны быть выполнены без натяжения трубопровода. Не допускается выравнивание перекосов фланцевых соединений натяжением болтов или применением клиновых прокладок.



1 – надевание фланца; 2 – приварка втулки под фланец; 3 – установка прокладки; 4 – затяжка болтов

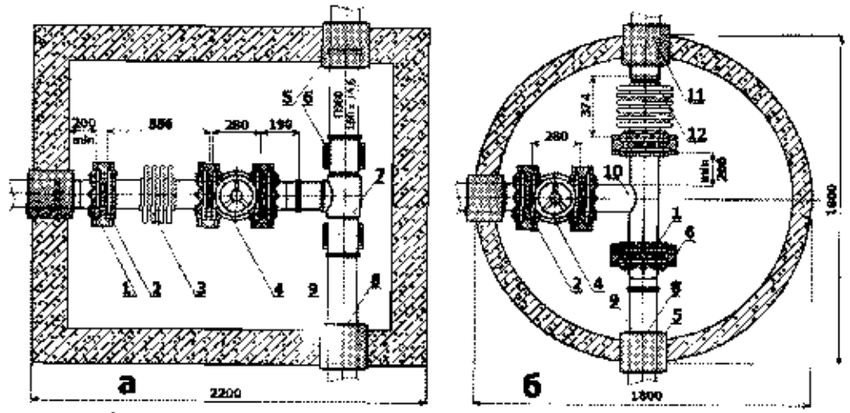
Рисунок 47. Присоединение трубы к запорной арматуре

Для размещения в колодцах, где температура не должна опускаться ниже минус 15 °С, возможно применение запорной арматуры с любым металлическим корпусом (в т.ч. из серого, ковкого или высокопрочного чугуна) или полиэтиленовые краны. Исключение составляют районы с особыми грунтовыми условиями, где ... *для подземных газопроводов всех давлений условным диаметром св. 80 мм рекомендуется предусматривать стальную арматуру*, а также районы с сейсмичностью 8 баллов и выше, где *следует применять только стальную запорную арматуру*[6]. Про специфику устройства колодцев в особых грунтовых условиях рассказано ниже. В северных районах страны в колодцах желательно

предусматривать двойные крышки с теплоизолирующим слоем между ними, позволяющие поддерживать температуру внутри камеры не ниже минус 15 °С, что требуется для обеспечения нормальной эксплуатации полиэтиленовых труб.

Днища и стенки колодцев монтируют до укладки труб и установки запорной арматуры и другого оборудования, а перекрытия – после укладки труб и монтажа арматуры. Тяжелую арматуру с DN ≥ 150 мм в целях безопасности перед опусканием стропят за корпус или крышку.

Монтаж в колодцах стальных вставок (в т.ч. тройников и крестовин), опрессованных в условиях производственных баз и сопровождаемых соответствующим документом, проводится посредством фланцевых соединений с полиэтиленовым газопроводом. Стальные вставки должны иметь не менее двух слоев защитного антикоррозионного покрытия.



1 – разъемное фланцевое соединение; 2 – полиэтиленовая втулка под фланец; 3 – линзовый компенсатор; 4 – задвижка; 5 – защитный футляр; 6 – опора; 7 – полиэтиленовый тройниковый узел; 8 – герметизация футляра; 9 – полиэтиленовый газопровод; 10 – стальной тройниковый узел; 11 – стальной газопровод; 12 – сильфонный компенсатор

Рисунок 48. Варианты размещения запорной арматуры в колодцах из монолитного и сборного железобетона с использованием полиэтиленового (а) и стального (б) тройникового ответвления (размеры указаны при монтаже арматуры DN 150 мм)

При проведении электросварочных работ на стальных участках близко присоединенные разъемные соединения охлаждают водой. Температура в зоне соединения не должна быть выше 50 °С. Участки полиэтиленовых труб, расположенные на расстоянии ближе 2,0 м от места проведения электросварочных работ, защищают от попадания раскаленных брызг металла брезентом, листовым металлом или другим негорючим материалом.

Поскольку запорная арматура имеет большую массу, для исключения чрезмерных напряжений в разъемных соединениях и полиэтиленовых трубах в колодце должны предусматриваться опоры, устанавливаемые под арматуру и стальные вставки. Опоры следует выполнять металлическими, стандартными железобетонными или из керамического кирпича на цементном растворе и устанавливать по центру тяжести оборудования.

Из-за того, что днища запорной арматуры часто бывают тонкостенными, опоры предусматривают под фланцы или примыкающие к фланцам участки стальных труб. Различные варианты монтажа разъемных соединений для присоединения запорной арматуры и компенсаторов в колодцах показаны на рисунке 48.

В местах прохода газопровода через стенки колодцев должны устанавливаться защитные футляры из неметаллических или металлических труб. Диаметр футляра должен назначаться исходя из удобства герметизации пространства между трубой газопровода и футляра, но не менее чем на 10 мм больше диаметра трубы газопровода.

Концы футляров должны выходить за стенку колодца в обе стороны не менее чем на 2 см. Пространство между футляром и полиэтиленовой трубой заполняют мягким прокладочным материалом (стеклохолст, полиуретан, каучук, резина и т.п.). *Концы футляра следует уплотнять эластичным материалом*[3]. Для этой цели используется смоляная пакля по ГОСТ 16183-80 с нефтяным изоляционным битумом типа БНИ–1У ГОСТ 9812-74, имеющим температуру не выше 80 °С или с холодными мастиками, или применяются другие способы, предусмотренные проектом или типовой документацией. Возможно применение силиконовых герметиков и других современных водостойких материалов, например пенополиуретана типов «Макрофлекс», «Пенофлекс» и др.

В качестве футляров могут использоваться специальные пластмассовые самоуплотняющиеся втулки (рисунок 49). Втулка одевается на трубу и центрируется по стенке колодца, после чего свободное пространство между втулкой и стенкой колодца заполняется цементным раствором и, при необходимости, армируется сеткой.

При засыпке траншеи в местах входа и выхода из колодца полиэтиленовых труб производят особо тщательное уплотнение грунта в местах пересечения газопроводом стенок колодца. Этим предотвращают усадку грунта и деформирование труб.

На полиэтиленовых газопроводах применение компенсирующих устройств не требуется. Однако в колодцах, где предусмотрены разъемные фланцевые соединения «полиэтилен – сталь», при необходимости могут предусматриваться сильфонные (осевых и угловых перемещений) или линзовые компенсаторы. *Сильфонные (цельнометаллические) компенсаторы допускается предусматривать на газопроводах для компенсации воздействий от изменения температурных и других перемещений, а также для снижения вибрационных нагрузок на газопроводах при условии их равнопрочности. Линзовые компенсаторы допускается предусматривать на газопроводах давлением до 0,6 МПа включительно для компенсации продольных деформаций, вызванных изменением температуры*[10].

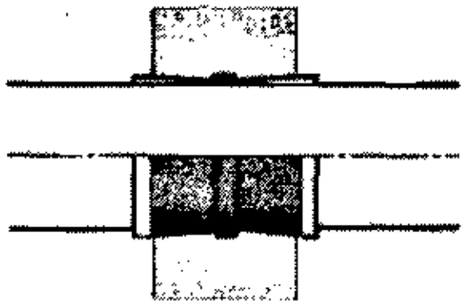


Рисунок 49. Монтаж пластмассовой уплотнительной втулки на пересечении стенки колодца

Компенсаторы в колодцах устанавливаются на стальных участках, а также в обязательном порядке вместе с запорной арматурой из серого чугуна, если грунты на данном участке трассы относятся к средне-, сильно- и чрезмернопучинистым, средне- или сильнонабухающим, II типа просадочности, на подрабатываемых территориях и в районах распространения карста. На полиэтиленовых участках компенсаторы могут предусматриваться, в основном, для удобства монтажа и обслуживания запорной арматуры. Это обусловлено тем, что в полиэтиленовых трубах накапливаются напряжения от температурного перепада, возможного смещения прилегающих участков грунта и постепенного повышения жесткости самого полиэтилена в процессе старения. Поэтому практически во всех случаях после демонтажа задвижки или стальной вставки полиэтиленовые трубы постепенно будут смещаться, «уходить» из колодца. Максимальная величина перемещения может достигать 5–8 см и более. Снова соединить разошедшиеся разъемные соединения при помощи только болтовых соединений становится невозможно. Заранее смонтированный линзовый или сильфонный компенсатор в

данном случае может решить проблему замены задвижки. При необходимости можно произвести замену полиэтиленового участка путем вварки патрубка требуемой длины. Сварку в этом случае целесообразно выполнять при помощи муфт с закладным нагревателем (рисунок 50). На газопроводах предпочтительно использование сильфонных компенсаторов с числом гибких элементов не менее четырех, обеспечивающих осевое и угловое перемещение труб газопровода. Линзовые компенсаторы из-за относительно малой компенсирующей способности (±10–15 мм) при замене арматуры малоэффективны (таблица 61).

Рисунок 50. Вварка тройникового узла в колодце при помощи муфт с закладным нагревателем

Ответвления в колодцах, выполняемые при помощи полиэтиленовых тройников, подготавливаются заранее в производственных мастерских путем наращивания их концов или (если это позволяет сварочная техника) вваривается в трубную плеть непосредственно на объекте строительства без предварительной подготовки концов. Присоединение ответвлений возможно осуществлять как сваркой встык, так и муфтами с ЗН.

Защита колодцев от воздействия грунтов и грунтовых вод, агрессивных по отношению к бетону и железобетону. Степень агрессивного воздействия грунтов и грунтовых вод определяют в соответствии со СНиП 2.03.11-85. Снижение или исключение воздействия агрессивных сред достигается за счет:

– применения сульфатостойкого цемента;

– увеличения марки бетона по водоцементному отношению (В/Ц);

– изоляции стенок и днищ колодцев материалами, стойкими к воздействию агрессивных сред (например, битумное или битумно-латексное покрытие);

– увеличения толщины защитного слоя арматуры.

Таблица 61. Характеристики некоторых типов компенсаторов

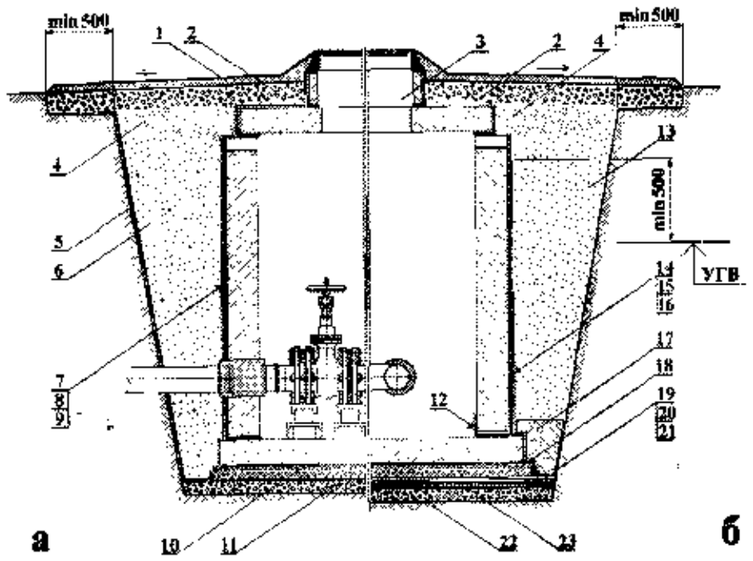
Внешний вид	Рабочее давление, МПа	Диаметр условного прохода, мм	Максимальная компенсирующая способность, мм	Длина в свободном состоянии, мм	Диаметр максимальный, мм
	Компенсаторы двухлинзовые типа КДМ				
	1,2	100	22	402	356
	1,2	150	20	437	409
	1,2	200	18	442	456
	Компенсаторы сильфонные типа КСГ-6 ТУ 3695-313-13190611-01				
	0,6	50	±20	417	126
	0,6	65	±30	398	156
	0,6	80	±30	400	169
	0,6	100	±30	390	188
	0,6	125	±30	388	213
	0,6	150	±30	397	245
	0,6	200	±30	522	296

Особенности устройства колодцев в водонасыщенных грунтах. *Для защиты конструкций колодцев от возможного проникновения поверхностных или грунтовых вод необходимо предусматривать устройство гидроизоляции*[6]. Наиболее эффективным средством против проникновения грунтовых вод является гидроизоляция стенок колодцев штукатурным раствором на высокомарочном цементе (М400, М500) с покрытием его битумными мастиками в два слоя в сочетании с засыпкой пазух недренирующим грунтом (глина, суглинок) (рисунок 51б). При этом изоляция стенок объединяется с изоляцией днища. Уровень гидроизоляции должен быть выше максимального уровня грунтовых вод не менее чем на 50 см. Под днищем колодцев устраивается защитное основание, укладываемое на слой утрамбованного грунта и включающее подготовку из бетона В 7,5 толщиной 10 см, слоя оклеечной гидроизоляции и слоя из цементно-песчаного раствора в сочетании 1 : 3. На случай проникновения воды в днище колодцев устраивают специальные приямки для ее сбора и последующего удаления. Уклон к приямкам назначают не менее 2‰.

Применение оклеечной гидроизоляции с использованием рулонных материалов (изол, гидроизол и т.п.) или асфальтовой изоляции для стенок колодцев, как правило, не предусматривается, поскольку требует устройства дополнительной кирпичной стенки по контуру колодца.

1999 г. в практике строительства начали использоваться цельноформованные полиэтиленовые колодцы, обеспечивающие удобство монтажа и хорошую водонепроницаемость.

Колодцы, предусматриваемые в водонасыщенных грунтах, требуют выполнения расчета на всплытие и, при необходимости, выполнения мероприятий по их балластировке. При этом предусматривается соединение закладными деталями стенок колодцев между собой и с днищем, а также увеличение массы днища.



1 – асфальтобетонная отмостка; 2 – гравийно-песчаная подготовка; 3 – колодец; 4 – глиняный замок; 5 – покрытие стенок котлована; 6 – засыпка гравийно-песчаной смесью; 7 – штукатурка на высокомарочном цементе (h=15 мм); 8 – битумная грунтовка; 9 – несмерзающая мастика в 2 слоя; 10 – подготовка из бетона класса В 3,5 (h=100 мм); 11 – гравийно-песчаная подготовка; 12 – герметизирующий слой стеклоткани; 13 – недренирующий грунт; 14 – штукатурка на высокомарочном цементе (h=15 мм); 15 – битумная грунтовка; 16 – битумная мастика в 2 слоя; 17 – защитный пояс из бетона класса В 7,5; 18 – подготовка из бетона класса В 3,5 (h=100 мм); 19 – оклеечная гидроизоляция в 2 слоя (гидроизол, стеклоткань, изол); 20 – битумная грунтовка; 21 – цементный выравнивающий слой (h=15 мм); 22 – уплотненный грунт; 23 – подготовка из бетона класса В 7,5 (h=100 мм)

Рисунок 51. Способы защиты колодцев в сильнопучинистых (а) и водонасыщенных (б) грунтах

Тщательно выполненная гидроизоляция колодцев может предотвратить поступление в них воды при наличии сезонно подтопляемых грунтов. В грунтах с постоянно высоким уровнем грунтовых вод, где даже тщательно выполненная гидроизоляция часто не приносит нужного результата, устройство сборных колодцев нецелесообразно. В этом случае, как правило, принимают решение о надземной установке металлической отключающей арматуры или используют шаровые полиэтиленовые краны, располагаемые непосредственно в грунте.

Особенности устройства колодцев в пучинистых грунтах. Основания колодцев глубокого заложения устраиваются обычно на глубине 1,5–2,0 м. В европейской части России (районы с умеренным и умеренно-холодным климатом) колодцы прорезают всю толщу промерзания грунта, и их днища располагаются на уровне или ниже глубины промерзания. При расположении колодцев в пучинистых грунтах строительные конструкции подвергаются воздействию касательных сил пучащегося промерзающего слоя, действующих снизу вверх и стремящихся переместить сооружение по вертикали. В силу этих причин колодцы в средне-, сильно- и чрезмернопучинистых грунтах желательно выполнять железобетонными сборными или монолитными.

В сборных железобетонных колодцах предусматриваются дополнительные металлические части, связывающие блоки между собой. Боковые поверхности стенок тщательно выравнивают цементной штукатуркой и смазывают их вязкими несмерзающими материалами: битумными мастиками, мазутом и т.п. Для уменьшения сцепления между стенками колодца и смерзшимся грунтом применяют засыпку пазух средне- или крупнозернистым песком или гравийно-песчаной смесью (в дальнейшем – гравийно-песчаной смесью). Возможно применение в качестве засыпки пазух теплоизоляционных материалов – керамзита или шлака. Перед засыпкой можно рекомендовать уложить на откосы отрытого котлованы влагостойкие рулонные материалы: гидроизол или другие покрытия на основе битумных мастик, которые будут препятствовать грунту обратной засыпки приобрести пучинистые свойства (см. рисунок 51а). Асфальтобетонная отмостка над перекрытием колодца обязательно должна перекрывать засыпаемые пазухи не менее чем на 0,5 м. Рекомендуется предусматривать под отмосткой глиняный замок. С целью снижения пучинистых свойств грунта под днищем колодца (заглубленные в грунт колодцы локально увеличивают глубину промерзания грунта) его укладывают на гравийно-песчаное основание толщиной не менее 10 см. В случае, если днище колодца размещается выше глубины промерзания, толщину гравийно-песчаного основания увеличивают вплоть до глубины промерзания.

Особенности устройства колодцев в просадочных (II типа) и средне- и сильнонабухающих грунтах. Для снижения негативных свойств грунтов данных типов рекомендуется устройство под днищем колодца водонепроницаемого экрана толщиной 40–50 см, бетонной подготовки и слоя гидроизоляции. Для создания водонепроницаемого экрана

грунт в основании отрытых котлованов уплотняют ручными или механическими трамбовками. Перед уплотнением грунт замачивают для получения его оптимальной влажности на границе раскатывания. Уплотнение производят до получения величины объемной массы скелета грунта на границе уплотненной зоны не менее 16–16,5 кН/м^3.

Пазухи вокруг колодца засыпают увлажненным и тщательно уплотненным глинистым или суглинистым грунтом с устройством отмостки, аналогичной по конструкции применяемой в пучинистых грунтах.

Особенности устройства колодцев в сейсмически опасных раонах. В сейсмически опасных районах (7 баллов и более) колодцы должны обладать повышенной прочностью. Прочность колодцев обеспечивается использованием монолитного железобетона с увеличением толщины стенок до 200–300 мм. Плиты основания укладываются на уплотненную песчаную подушку толщиной около 10 см.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Для каких целей предусматривают опоры под запорную арматуру?
1. Для исключения чрезмерных напряжений в разъемных соединениях и полиэтиленовых трубах;
2. Для удобства обслуживания арматуры;
3. Правильны все вышеприведенные ответы.
Правильный ответ: 1.

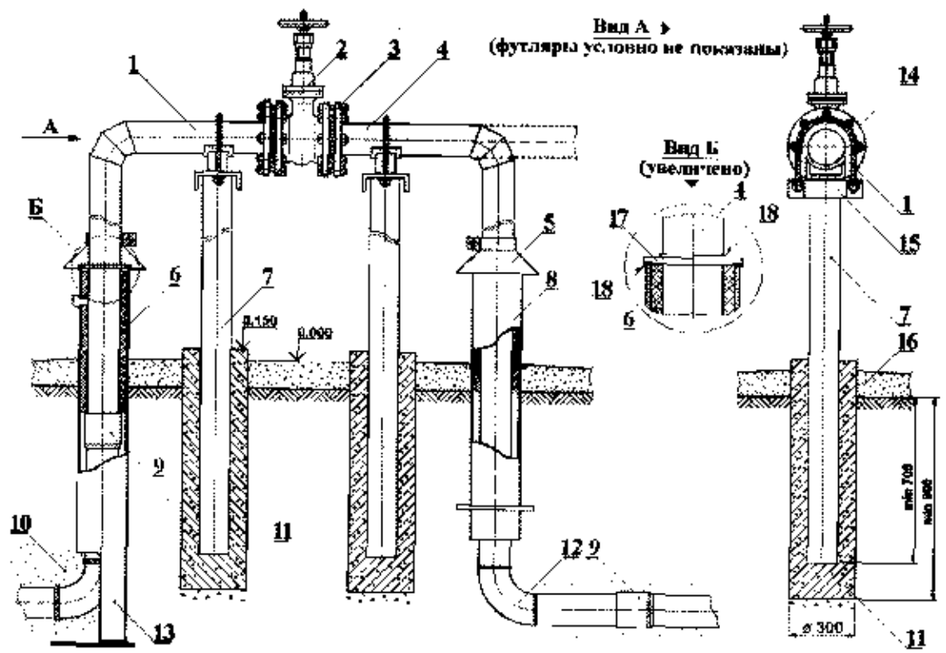
Для каких целей рекомендуется предусматривать компенсаторы на полиэтиленовых газопроводах?
1. Для обеспечения перемещений полиэтиленовых труб при эксплуатации;
2. Для удобства замены запорной арматуры;
3. Для соединения стальных и полиэтиленовых труб.
Правильный ответ: 2.

Каким способом обеспечивают гидроизоляцию колодцев?
1. Обмазкой стенок колодцев битумными мастиками;
2. Устройством вокруг люков отмостки;
3. Правильны все вышеприведенные ответы.
Правильный ответ: 3.

3.4. Присоединение к надземным участкам и газорегуляторным пунктам

Для присоединения полиэтиленовых газопроводов к надземным участкам, шкафным или блочным газорегуляторным пунктам (ШРП, ГРПБ) используются надземные выходы «полиэтилен – сталь». Соединения «полиэтилен – сталь» могут располагаться как на вертикальном, так и на горизонтальном участках газопровода. Место расположения соединений относительно поверхности земли определяют с учетом обеспечения температуры стенки полиэтиленовой трубы не ниже минус 15 °С. В районах, где температура воздуха наиболее холодной пятидневки не опускается ниже минус 15–20 °С соединение полиэтиленовых и стальных труб может располагаться

на вертикальном участке выхода от нулевых отметок земли до глубины 0,5 м от ее поверхности. В районах с более холодным климатом наиболее целесообразно размещать соединения «полиэтилен – сталь» на подземном горизонтальном участке газопровода непосредственно перед выходом труб на поверхность земли. Последний вариант ничем конструктивно не отличается от выходов из земли стальных газопроводов и далее не рассматривается.



1 – опорная часть газопровода; 2 – отключающее устройство; 3 – фланцевое соединение; 4 – надземный участок газопровода; 5 – водоотливной зонт; 6 – теплоизоляция газопровода; 7 – стойка (труба de 76–114 мм ГОСТ 10704-91); 8 – футляр надземного выхода стальных труб; 9 – соединение «полиэтилен-сталь»; 10 – глиняный замок; 11 – бетон класса В7,5 – В10 на мелком заполнителе; 12 – стальной участок выхода; 13 – футляр надземного выхода полиэтиленовых труб; 14 – ограничитель (круг 8-В ГОСТ 19903-97); 15 – ригель (швеллер 10 или 12 ГОСТ 8240-89); 16 – асфальтобетонная отмостка; 17 – крышка футляра; 18 – сварной шов

Рисунок 52. *Вариант монтажа отключающего устройства в обычных грунтовых условиях*

Отметки грунта, на которых температура может составлять минус 15 °С и ниже рассчитывают исходя из температуры грунта на поверхности земли (принимается равной по СНиП 23-01-99 температуре наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92) и температуры на границе промерзания (принимается равной 0 °С). При однородных грунтах температурный градиент возможно определять по прямолинейной зависи-

мости и на основании этого принимать решение о месте расположения соединений «полиэтилен – сталь».

Например, необходимо определить температуру грунта (Т) на глубине 0,5 м, если известно, что температура наиболее холодной пятидневки составляет минус 23 °С, а глубина промерзания для грунтов на данном участке равна 1,3 м. Тогда: Т = минус 23 · (1,3 – 0,5) / 1,3 = минус 14,2 °С. Соединение «полиэтилен – сталь» можно расположить на вертикальном участке выхода на глубине 0,5 м от поверхности земли.

Газопроводы в местах входа и выхода из земли... следует заключать в футляр[3]. При устройстве надземных выходов в футляр заключаются полиэтиленовые трубы вместе с узлом соединения «полиэтилен – сталь». Футляр выполняют из металлических труб большего, чем газопровод диаметра. Рекомендуемые диаметры футляров (по СП 42-103-2003) приведены в таблице 62.

Монтаж надземного выхода газопровода производят таким образом, чтобы торец полиэтиленового раструба соединения «полиэтилен – сталь» располагался не выше уровня нулевых отметок земли (или ниже, если это предусмотрено проектом). Высота расположения соединений диктуется климатическими условиями района строительства. Контрольное отверстие футляра надземного выхода должно располагаться выше отметки отмостки, устраиваемой вокруг футляра или покрытия площадки ШРП (ГРПБ) не менее чем на 50 см, с тем чтобы оно было доступно для обследования в зимний период времени.

Таблица 62. Диаметр защитных стальных футляров для размещения неразъемных соединений «полиэтилен – сталь»

Диаметр газопровода, мм	Минимальный наружный диаметр стального футляра, мм	Диаметр газопровода, мм	Минимальный наружный диаметр стального футляра, мм	Диаметр газопровода, мм	Минимальный наружный диаметр стального футляра, мм
20	57	75	159	180	273
25	57	90	219	200	325
32	57	110	219	225	325
40	76	125	219	250	377
50	108	140	273	280	377
63	159	160	273	315	426

При присоединении соединений «полиэтилен – сталь» к надземным участкам стального газопровода подгонка и сварка стальных труб должна проводиться с таким расчетом, чтобы на полиэтиленовые трубы

надземных выходов не передавались нагрузки от веса стальных участков и запорной арматуры. Для этой цели под отдельно расположенную металлическую запорную арматуру устанавливаются опоры специальной конструкции, обеспечивающие передачу нагрузки от задвижки на примыкающие к ней участки надземного газопровода или на фланцы. Вариант монтажа отключающего устройства показан на рисунке 52.

Возможно не устанавливать опоры под запорную арматуру, расположенную на участке надземного выхода газопровода, в случае ее присоединения непосредственно к фланцу на входе ГРП, длины стального участка надземного выхода до 2,0 м и жесткого крепление стальной трубы к футляру надземного выхода. *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.)*[6].

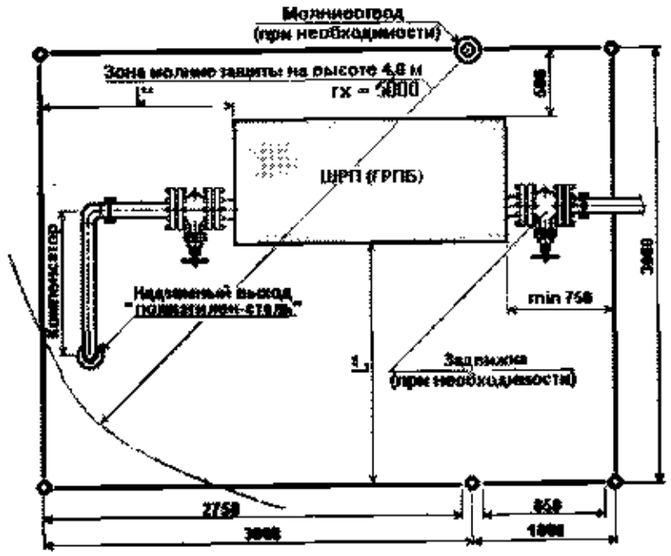
Для монтажа надземного выхода в торце разработанной траншеи под газопровод устраивается местное уширение до величины не менее 0,5 м. В зимний период времени во избежание промерзания выемка грунта под опорные части футляров и фундаменты производится непосредственно перед их установкой.

Соединение «полиэтилен – сталь» надземного выхода при помощи полиэтиленового патрубка необходимой длины и литого отвода приваривается к полиэтиленовой трубе газопровода под углом 90°. На вертикальный участок выхода сверху одевается защитный футляр, основание которого устанавливается на выровненное и уплотненное дно траншеи. Пространство между трубой газопровода и футляра заполняется стекловатой или другим негорючим или трудногорючим теплоизолирующим материалом. Верхняя часть футляра заваривается крышкой, обеспечивающей жесткое крепление стальной трубы газопровода к футляру и защищается защитным водоотливным зонтом. Нижняя часть футляра уплотняется влагостойким материалом (см. главу 3.3). В водонасыщенных грунтах можно рекомендовать устройство в нижней части футляра глиняного замка для обеспечения большей водозащиты.

Опоры под газопровод устанавливаются на столбчатые фундаменты (опускные или буронабивные), газорегуляторные пункты – на столбчатые фундаменты или фундаменты из бетонных блоков. Количество столбчатых фундаментов под газорегуляторный пункт определяется исходя из его веса, площади основания фундамента и несущей способности грунта и может составлять от двух до четырех опор на каждую

сторону газорегуляторного пункта. Верх бетонных фундаментов должен располагаться выше планировочной отметки земли (отмостки) на не менее чем 0,15 м. Надземные металлоконструкции для предохранения от коррозии покрываются лакокрасочным материалом первой группы по СНиП 2.03.11-85 (например, масляной краской для наружных работ ГОСТ 8292-85 в два слоя по грунтовке типа ГФ-021 ГОСТ 25129-82).

Подземные части стального футляра надземного выхода и бетонных фундаментных блоков защищаются от грунтовой воды двумя слоями горячего битума по предварительно нанесенной битумной грунтовке (праймеру). Рекомендуется проводить защиту не только наружной, но и внутренней поверхностей футляров. При наличии агрессивных по отношению к бетону грунтов или грунтовых вод применяются специальные защитные покрытия (см. главу 3.3).



Размер L** уточняется при монтаже.

Рисунок 53. План оборудования площадки ШРП (ГРПБ)

Надземные выходы «полиэтилен – сталь» при присоединении их к газорегуляторным пунктам располагают в пределах огражденной площадки ШРП (ГРПБ). Габаритные размеры ограждения назначаются в зависимости от размеров ШРП, конструкции надземного выхода и сопутствующих им компенсаторов и удобства обслуживания задвижек. Целесообразно принимать размеры ограждения площадки ШРП (ГРПБ) размерами 3,0 х 4,0 или 4 х 5 м (рисунок 53).

Выбор марки стали для опор и других несущих конструкций осуществляется в зависимости от температуры воздуха наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,92) в соответствии со СНиП II-23-81.

Например, сталь С235 по ГОСТ 27772-88 применяется для районов с температурой наиболее холодной пятидневки до минус 30 °С; сталь С245 – для районов с температурами до минус 40 °С.

Для восприятия деформаций газопровода, вызванных возможными осадками (выпучиванием) грунта, на надземном стальном участке надземного выхода рекомендуется предусматривать компенсатор. Размеры компенсатора устанавливаются в зависимости от величины возможных деформаций, типоразмеров труб и формы самого компенсатора. Перемещения компенсатора обычно принимают в пределах 2,0–4,0 см. Справочно размеры Г-образного компенсатора для некоторых типов труб даны в таблице 63.

Таблица 63. Ориентировочные размеры Г-образного компенсатора

№ п/п	Типоразмер труб полиэтилен/сталь	Вылет плеча линейного компенсатора, м	Компенсирующая способность, мм
1	63SDR 11/ 57 x 3,5	1,45	25
2	110SDR 11/ 114 x 4,5	2,05	25
3	160SDR 11/ 159 x 4,5	2,40	25
4	225SDR 11/ 219 x 5,0	2,75	25

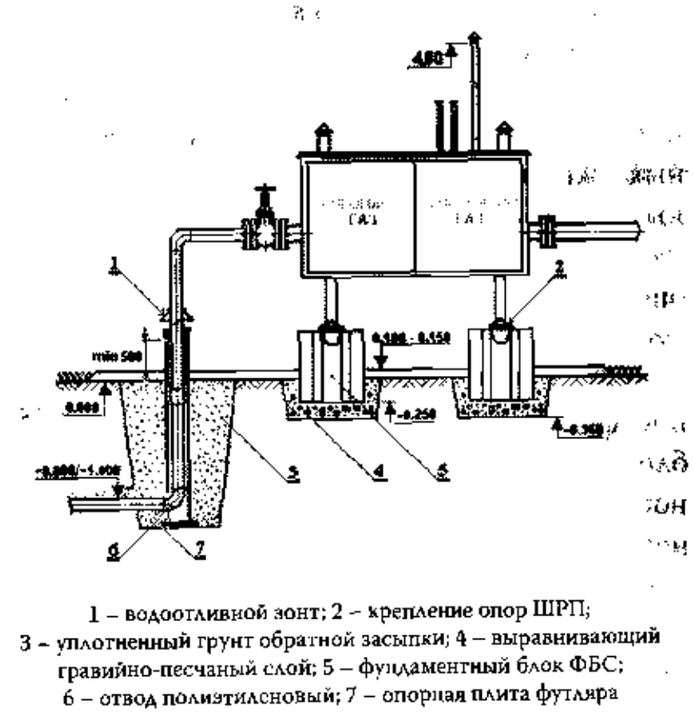
При монтаже футляров надземных выходов, опор в пределах ограждения площадки и фундаментов газорегуляторных пунктов важно обеспечить одинаковые условия их установки (по глубине подошвы основания, мерам защиты от осадки или пучения). В этом случае, даже при деформации грунтов основания, будет достигнута относительная синхронность перемещения всех конструкций, что снизит величину напряжений в трубах газопровода на участке надземного выхода.

Монтаж надземных выходов в обычных грунтовых условиях. В обычных грунтовых условиях фундаменты под опоры надземного газопровода и запорную арматуру могут выполняться столбчатыми буронабивными, из стандартных бетонных блоков или монолитного бетона. В качестве фундаментов опор ШРП рекомендуется применять подходящие по размерам стандартные фундаментные блоки ФБС 12.4.6-Т (габариты 1180 x 400 x 580 мм), ФБС 9.4.6-Т (880 x 400 x 580 мм) ГОСТ 13579-78, блоки по ГОСТ 13580-85 или другого аналогичного типа.

Грунт в основании отрытых котлованов выравнивается и уплотняется. При необходимости для выравнивания дно котлованов засыпается слоем песка, гравия или щебня толщиной до 10 см. Пример

устройства фундаментов в простых грунтовых условиях показан на рисунке 54.

Фундаментные блоки под ШРП (ГРПБ) устанавливаются в грунт с небольшим заглублением (до 0,25 м, если другие требования не предусмотрены проектом). Глубина котлована под надземный выход газопровода определяется длиной защитногофутляра. Глубина котлована под опоры надземного газопровода и запорную арматуру определяется исходя из принятой конструкции опор и их размеров.



1 – водоотливной зонт; 2 – крепление опор ШРП; 3 – уплотненный грунт обратной засыпки; 4 – выравнивающий гравийно-песчаный слой; 5 – фундаментный блок ФБС; 6 – отвод полиэтиленовый; 7 – опорная плита футляра

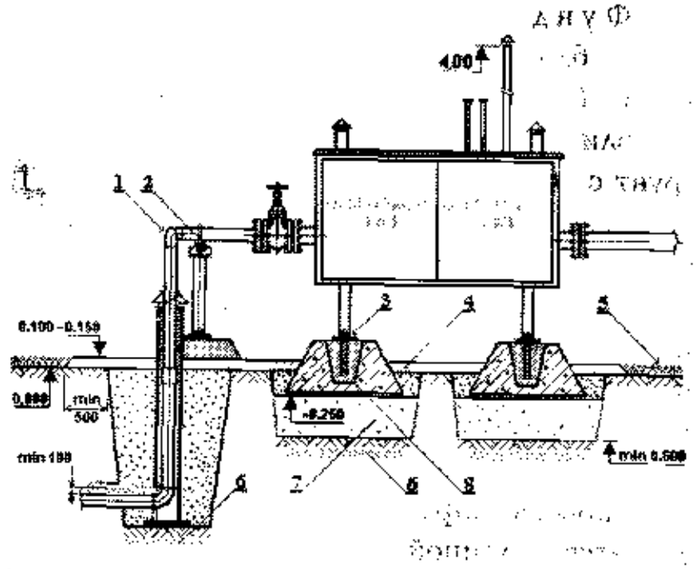
Рисунок 54. Пример устройства фундаментных опор в обычных грунтовых условиях (вариант без компенсатора)

Крепление опорных стоек ШРП и рам ГРПБ на фундаментные блоки осуществляется сваркой или на болтах. Для этой цели на поверхности блоков в местах расположения опор устанавливаются пластины из листовой стали ГОСТ 19903-74 толщиной не менее 5,0 мм, укладываемые на слой цементного раствора толщиной 1,0–1,5 см. Крепление каждой пластины осуществляется при помощи 6–8 строительных дюбелей типа ДГ 5,5 x 60 – ДГ 6,8 x 70, ТУ 36-941-79.

Монтаж надземных выходов в просадочных грунтах. При монтаже надземных выходов в просадочных грунтах II типа предусматриваются специальные мероприятия, направленные на предотвращение осадочных процессов грунта при его замачивании. Монтажные работы в грунтах I типа просадочности выполняются как в обычных грунтовых условиях с условием трамбования грунта в основании отрытых котлованов.

Фундаменты под опоры надземного газопровода и запорную арматуру могут выполняться столбчатыми буронабивными (с увеличенной площадью основания), из стандартных железобетонных блоков и пр.

В качестве опор под ШРП можно рекомендовать применение фундаментных блоков с увеличенной площадью основания, например конусные блоки по ГОСТ 13580-85, или типа Ф 9.7.5 (размер основания 0,9 х 0,7 м) по «Альбому типовых конструкций, изделий и узлов зданий и сооружений», серии 3.017 – 3. Пример устройства опор в просадочных грунтах показан на рисунке 55.



1 – компенсатор; 2 – опора газопровода; 3 - крепление опор ШРП; 4 – асфальтобетонная отмостка; 5 – покрытие площадки ШРП; 6 – уплотненное основание котлована; 7 – уплотненный грунт; 8 – фундаментный блок типа Ф9.7.5

Рисунок 55. Пример устройства фундаментных опор в просадочных грунтах II типа (вариант с компенсатором)

Под фундаменты ШРП отрываются котлованы глубиной не менее 0,6 м (если другие требования не установлены рабочим проектом). Размеры котлованов под фундаменты должны превышать размеры фундаментов на 0,2–0,5 м с каждой стороны.

Глубина котлована под надземный выход газопровода определяется длиной защитного футляра. Глубина котлована под опоры надземного газопровода и запорную арматуру определяется принятой конструкцией фундамента.

Грунт в основании отрытых котлованов уплотняют способом, аналогичным приведенному в главе 3.3. Отрытые котлованы засыпают недренирующим грунтом с послойным уплотнением до глубины установки фундаментов (как правило, 0,2–0,25 м). Допускается в качестве грунта обратной

засыпки использовать просадочный грунт при условии его предварительного замачивания до оптимальной влажности и уплотнения.

На площадке, в пределах ограждения ШРП, проводят планировку, обеспечивающую после устройства покрытия быстрый сток за ее пределы поверхностных вод.

По периметру фундаментных опор и футляров надземного выхода выполняется цементная или асфальтобетонная отмостка с устройством глиняного замка, которая должна быть шире засыпаемых пазух котлована не менее чем на 0,5 м.

В нижней части футляров надземных выходов должен быть предусмотрен увеличенный зазор (не менее 100 мм над верхом трубы) для выхода полиэтиленовых труб. Величину зазора уточняют по прогнозируемой просадке грунта.

Монтаж надземных выходов в пучинистых грунтах. При монтаже надземных выходов и ШРП в средне-, сильно- и чрезмернопучинистых грунтах предусматриваются специальные мероприятия, направленные на снижение сил морозного пучения. Монтажные работы в слабопучинистых грунтах выполняются как в обычных грунтовых условиях. К противопучинистым мероприятиям, как и при устройстве колодцев, относят: *тщательное уплотнение грунтов засыпки; устройство отвода поверхностных вод за счет планировки территории вдоль трассы; замена грунта на непучинистый и т.д.*[10]

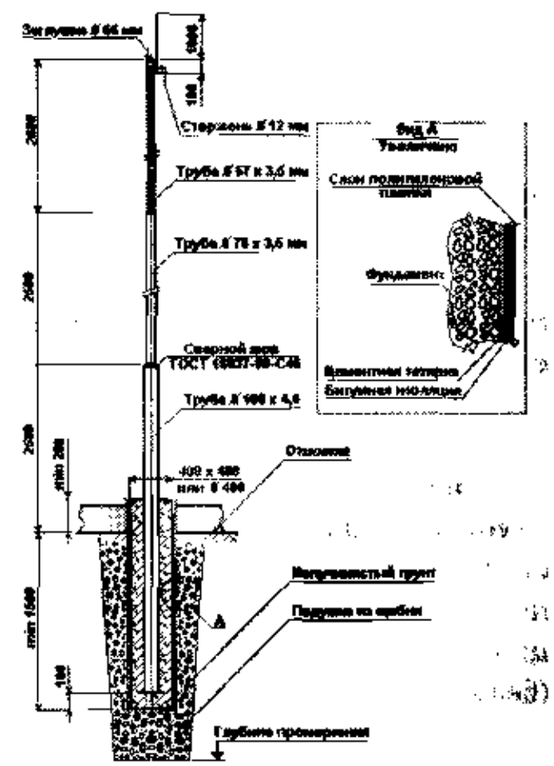


Рисунок 56. Молниеотвод на опускном столбчатом железобетонном фундаменте

Для снижения касательных сил морозного пучения в качестве опор под

запорную арматуру, надземные участки газопроводов и ШРП целесообразно использовать столбчатые фундаменты и применять комбинированные строительно-конструктивные защитные мероприятия. В качестве столбчатых фундаментов используются железобетонные опускные или буронабивные сваи или стойки из полиэтиленовых труб диаметром не менее 225 мм, заполненные бетоном на мелком заполнителе.

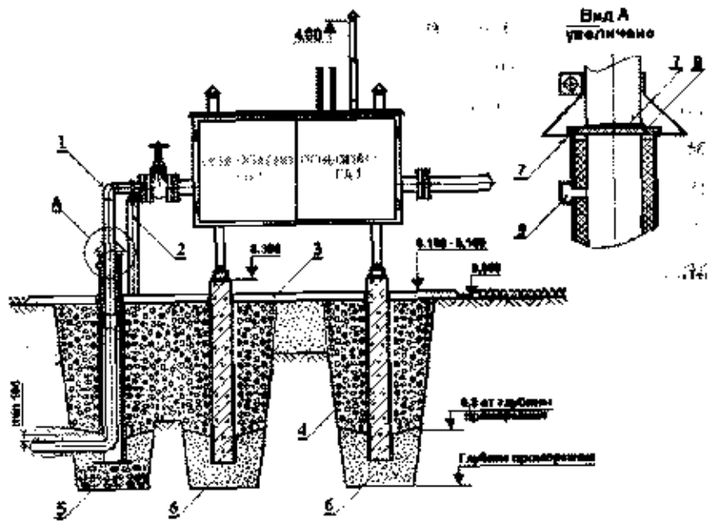
Разработку грунта производят бурением или рытьем экскаватором с узкой шириной ковша (не более 0,8 м) до глубины не менее уровня сезонного промерзания грунта. Котлованы под фундаменты отрывают небольшой ширины, с тем расчетом, чтобы ширина пазух была не более 0,2–0,3 м.

При устройстве столбчатых фундаментов на буронабивных сваях внутренние стенки пробуренной скважины должны быть покрыты 2–3 слоями водостойкого и гнилостойкого материала, который может эксплуатироваться при отрицательных температурах окружающего грунта. В качестве таких материалов в данном случае могут использоваться рулонные гидроизоляционные покрытия на битумной основе типа бикроэласта или гидроизола по ГОСТ 7415-86. Использование рубероида в качестве защитного материала не рекомендуется, так как этот материал теряет свои свойства при длительном нахождении в водной среде. Для удобства опускания рулонных материалов рекомендуется по периметру скважины устанавливать направляющие стержни из арматурной стали.

При устройстве столбчатых фундаментов из железобетонных или бетонных опускных свай их поверхностям должна быть соответствующим образом придана гладкость: раковины и неровности затираются высокомарочным цементным раствором с железнением и покрываются двумя слоями битумной несмерзающей изоляции. Боковые поверхности фундаментов обматываются 3–4 слоями рулонного гидроизоляционного покрытия на битумной основе или полиэтиленовой пленки (без наклейки) толщиной не менее 0,4 мм, например марки М, Т или Н по ГОСТ 10354-82. Устройство опускных столбчых фундаментов из железобетона на примере фундамента под молниеотвод показано на рисунке 56.

Футляр надземного выхода и столбчатые фундаменты устанавливаются в котлованы строго вертикально. Верхние части каждого ряда столбчатых фундаментов под ШРП фиксируются между собой

при помощи центрирующей балки из металлопроката (швеллера или уголков), привариваемой к верхним опорным плитам каждого фундамента. В футлярах надземных выходов предусматривается увеличенный зазор (не менее 100 мм над верхом трубы) для выхода полиэтиленовых труб. Пример монтажа газорегуляторного пункта на столбчатых фундаментах показан на рисунке 57.



1 – компенсатор; 2 – опора газопровода; 3 – асфальтобетонная отмостка; 4 – непучинистый грунт; 5 – гравийно-песчаное основание; 6 – грунт обратной засыпки; 7 – сварной шов; 8 – приварная крышка футляра; 9 – контрольное отверстие

Рисунок 57. Пример устройства столбчатых фундаментных опор в пучинистых грунтах (вариант с Г-образным компенсатором)

Рулонное покрытие фундаментов и защитных футляров может снизить эффект морозного пучения до 8 раз, однако оно хорошо работает только в случае их установки строго вертикально. Даже небольшие отклонения от вертикали резко увеличивают воздействие сил пучения. Поэтому наряду с защитным покрытием пазухи котлованов засыпаются непучинистым грунтом по ГОСТ 25100-95 (песком гравелистым, крупным или средним, гравием или мелким щебнем и др.). Трубы газопровода предварительно присыпают песком без включения гравия. Возможна частичная засыпка пазух вынутым из котлована грунтом (до отметки не выше 0,8 от глубины промерзания для сильно- и чрезмернопучинистых грунтов и 0,7 для среднепучинистых) с тщательным трамбованием ручными трамбовками, затем, до уровня нулевых отметок земли, непучинистым грунтом.

Вокруг футляров и фундаментов устраивается асфальтобетонная или бетонная отмостка, выходящая за пределы засыпанных пазух не менее чем на 0,5 м.

В сильно- и чрезмернопучинистых грунтах для снижения глубины промерзания укладка отмостки может предусматриваться на теплоизоляционную подушку из шлака, керамзита, или других материалов.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Требуется ли заключать в футляр трубы на входе и выходе из земли?

1. Требуется в любом случае;
2. В футляр требуется заключать только полиэтиленовые трубы на участке выхода;
3. При устройстве опор надземного выхода необходимость в устройстве футляров отсутствует.

Правильный ответ: 1.

Какие мероприятия применяют для уменьшения воздействия сил морозного пучения на строительные конструкции?

1. Тщательное уплотнение грунтов засыпки, замена грунтов на непучинистые;
2. Планировка территории для отвода поверхностных вод;
3. Правильны все вышеприведённые ответы.

Правильный ответ: 3.

3.5. Устройство полиэтиленовых газопроводов-вводов

Основным назначением полиэтиленовых труб малого диаметра (De 20–40 мм) является подвод газа непосредственно к потребителю, т.е. выполнение вводов в здания. По известным причинам вводы не могут обойтись без использования стальных труб, располагаемых надземно и частично в грунте у фундамента газифицируемого здания. Наиболее предпочтительным способом подхода полиэтиленовыми газопроводами к дому с точки зрения противодействия коррозионному повреждению стальных вставок и экономической целесообразности является вывод полиэтиленовых труб на стену газифицируемого здания, или, другими словами, устройство настенных (цокольных) вводов. Правда, возможность устройства настенных полиэтиленовых вводов в большой степени зависит от температуры окружающего воздуха и грунтовых условий.

Преимущество вводов газопроводов из полиэтиленовых труб заключается в исключении риска повреждения стальных участков от действия электрохимической коррозии. К недостаткам можно отнести возможность деформационного разрушения полиэтиленовых труб в случае воздействия на них сверхдопустимых нагрузок от осадки или выпучивания фундаментов здания, а также опасность механических повреждений и повреждений от теплового воздействия при возгорании здания.

Все конструкции полиэтиленовых вводов должны рассматриваться прежде всего исходя из условий их безопасной эксплуатации. В связи

с этим для полиэтиленовых труб нормативными требованиями предусматривается:

– максимально допустимая высота вывода полиэтиленовых труб на уровне нулевых отметок земли (в районах с теплым климатом);

– установка защитного футляра;

– компенсация возможных линейных деформаций газифицируемого здания или ввода.

Ограничение по высоте ввода обусловлено необходимостью обеспечить требуемый тепловой режим при эксплуатации полиэтиленовых труб (не ниже минус 15 °С зимой и не выше +30 °С летом). Этот режим будет обеспечиваться за счет аккумулирующих свойств окружающего грунта, не подверженного резким перепадам температур при понижении или повышении температуры наружного воздуха. Как правило, только при газификации зданий в районах с расчетной температурой не ниже минус 15 °С вертикальный участок полиэтиленового ввода можно располагать на уровне нулевых отметок земли и выполнять без утепления. В районах с более холодным климатом узлы неразъемных соединений «полиэтилен – сталь» заглубляют в грунт, или располагают на горизонтальном участке ввода. При этом трубы на вертикальном участке ввода в пределах защитного футляра выполняют с утеплением. В качестве утеплителей используют негорючие или слабогорючие материалы – минеральную вату по ГОСТ 9573-82, песок перлитовый по ГОСТ 10832-83 и т.п., обеспечивающие диффундирование газа и его вывод через контрольную трубку или отверстие футляра. *При переходе с полиэтилена на сталь на горизонтальном участке газопровода-ввода соединение «полиэтилен – сталь» располагается на расстоянии от фундамента газифицируемого здания (в свету) не менее 1 м для газопроводов низкого давления и 2 м для газопроводов высокого и среднего давления, а в футляр заключается вертикальный участок надземного выхода*[12].

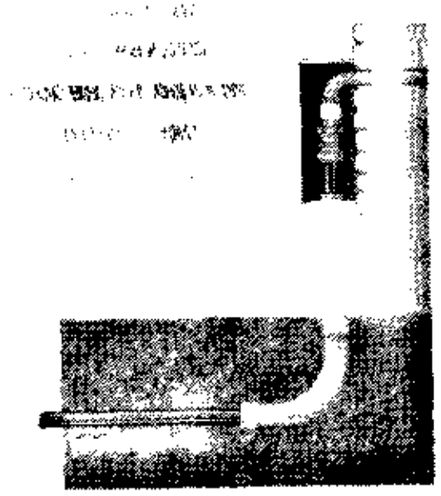


Рисунок 58. Французский газовый ввод (по материалам фирмы «Alphacan»)

При устройстве цокольных вводов в защитный футляр заключаются полиэтиленовые трубы вместе с узлом соединения «полиэтилен – сталь». Назначая диаметр защитного футляра, следует отталкиваться от диаметра трубы ввода с учетом толщины ее теплоизоляции (см. таблицу 61). Если соединение «полиэтилен – сталь» расположено на вертикальном участке цокольного ввода, подземная часть футляра должна захватывать и часть горизонтального газопровода с целью вывода газа при его утечке за пределы околофундаментной зоны. Длину горизонтального участка, как правило, принимают равной 1,0 м. В случае расположения перехода «полиэтилен – сталь» на вертикальном участке ввода *...расстояния в свету от футляра на вводе до стены здания должно устанавливаться, как правило, с учетом ширины и заглубления фундаментов, но не менее 50 мм*[12]. При выводе труб из земли на некотором удалении от зданий (1,0 м и более) горизонтальный участок футляра может не предусматриваться. В этом случае на вертикально устанавливаемом футляре предусматривают опорную плиту для предотвращения осадки ввода.

Аналогичные технические решения приняты и в зарубежных странах. Например, такие фирмы как «Газ де Франс» (Франция), «Перфекшн» (США) и «Бритиш Газ» (Великобритания) в местах выхода полиэтиленовых труб на фасад зданий защищают их промежуточными стальными или неметаллическими футлярами, имеющими горизонтальный участок длиной от 0,4 до 0,8 м. Использование этого технического решения предупреждает возможное проникновение газа при его утечке в подвалы и подполья газифицируемых зданий.

Футляр выполняет сразу несколько функций. Он защищает газопровод от механических повреждений и ударных воздействий, повышает огнестойкость ввода, предотвращает охрупчивание полиэтилена при отрицательных температурах наружного воздуха, не допускает перегрев полиэтилена в жаркие месяцы года и связанное с ним снижение несущей способности труб, обеспечивает вывод газа на случай его утечки за пределы околофундаментной зоны здания.

При определении материала защитного футляра следует учитывать фактор времени, в течение которого могут эксплуатироваться полиэтиленовые трубы (не менее 50 лет). Поэтому необходимо стремиться к тому, чтобы обеспечить эксплуатацию футляра без замены частей в течение времени сопоставимым со временем эксплуатации труб газопровода. Наиболее логично выполнять подземную часть футляра из полиэтиленовых труб или другого пластика, не подверженных электрохимической коррозии. *Надземный участок футляра должен быть стальным и обеспечивать защиту от механических и температурных воздействий внешней среды*[12]. Допускается предусматривать футляры по всей длине из стеклопластиковых труб, обеспечивающих необходимую жесткость, ударопрочность и негорючесть.

В случае наличия грунтовых вод подземный конец футляра необходимо герметизировать различными способами с дополнительным устройством глиняного замка. При отсутствии грунтовых вод достаточно хорошо уплотнить конец футляра, например при помощи пенополиуретана (ППУ).

Проектирование вводов газопроводов в здания рекомендуется вести с учетом обеспечения свободного перемещения газопровода в случаях деформации зданий и (или) газопровода за счет компенсатора...[6] Для свободного перемещения газопровода и снижения напряжений в трубах от внешних воздействий используют компенсаторы линейных и угловых перемещений. Компенсация перемещений может обеспечиваться за счет конструкции надземной части ввода, выполненной из стальных труб с углами поворотов, или за счет установки специальных сильфонных компенсаторов. Компенсаторы возможно устанавливать только надземно, и их конструктивное решение и размеры зависят от прогнозируемых перемещений. От компенсатора труба надземного стального газопровода вводится в здание или присоединяется к газовому счетчику или настенному шкафному газораспределительному пункту (на газопроводах среднего давления). Компенсаторы желательно оснащать контрольным стрелочным указателем, служащим для визуального контроля перемещений относительно нулевой черты.

Место пересечения надземным газопроводом стены здания (ввод в здание) или присоединения к счетчику или шкафному ГРП следует производить на некотором удалении от цокольного ввода. При этом линейная часть надземного газопровода от торца защитного футляра до ближайшей опоры или присоединения к счетчику или ШРП будет являться одной из наиболее простых конструкций Z- или Г-образного компенсатора.

Одна из возможных конструкций цокольного ввода газопровода низкого давления показана на рисунке 59. В данной конструкции поворот полиэтиленового футляра выполняется за счет сварного четырехсекционного отвода, изготавливаемого на специальных сварочных машинах (рисунок 60), в который затем протаскивается полиэтиленовая труба ввода De 20–32 мм. Резьбовое присоединение металлических труб ввода к

компенсатору обеспечивает удобство и точность монтажа, а также позволяет при просадке ввода увеличить длину стальной вставкой.

Размеры компенсатора рассчитываются исходя из заданного перемещения и допустимых напряжений в трубах газопровода. Установка опор с хомутами или ограничителями хода должна предусматриваться таким образом, чтобы обеспечивать необходимые перемещения труб газопровода.

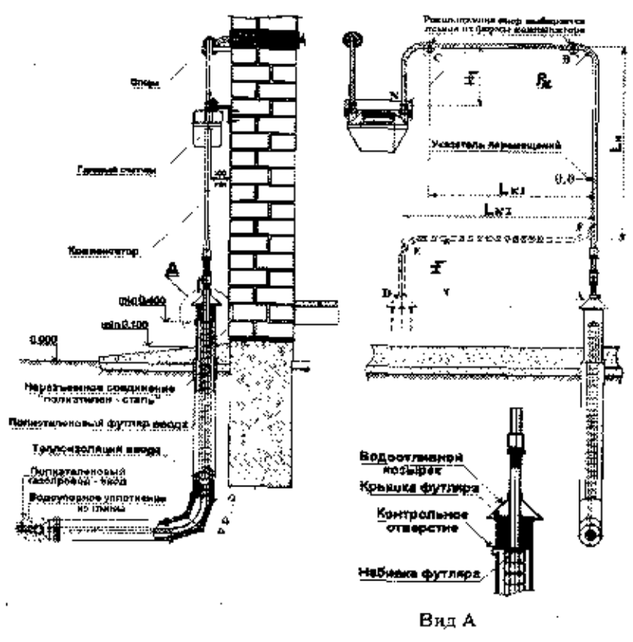


Рисунок 59. Ввод полиэтиленового газопровода в обычных грунтовых условиях

Для обеспечения безопасной эксплуатации полиэтиленовые вводы желательно располагать на участках, где нет ввода других коммуникаций или на максимально возможном удалении от них. При этом минимально допустимые расстояния по горизонтали между смежными коммуникациями, установленные нормативной документацией, целесообразно применять только при транзитной прокладке, т.е. прохождении этих коммуникаций мимо газифицируемого объекта. Для газопроводов-вводов можно рекомендовать, по возможности, увеличивать эти расстояния в 1,5–2 раза и более.

Это объясняется тем, что при возможной утечке газа расположеные рядом с газовым вводом и параллельно проложенные вводы в здание других инженерных подземных сетей (теплотрассы, водопроводы, канализация и электрические кабели) в той или иной степени могут способствовать распространению газа и его проникновению в подвалы, подполья и цокольные этажи и явиться причиной образования взрывоопасной кон-

центрации газа. Наиболее опасны в этом отношении каналы теплотрасс, по которым газ может легко распространяться на большие расстояния. Известны случаи, когда газ из поврежденного газопровода просачивался по пустотам щебеночного основания водопроводных труб и пробивался в подполья жилых домов. Поэтому газовые вводы рекомендуется планировать на максимально возможном удалении от вводов в дом других подземных коммуникаций. В проектных решениях предусматривают требования и мероприятия по способам герметизации этих вводов.

При назначении места подхода газопроводом к зданию не должны также игнорироваться требования архитектурной эстетики. Настенные вводы несколько ухудшают архитектурный вид зданий, поэтому их желательно располагать на торцевых стенах (лучше всего глухих), а дальнейшую прокладку вести при помощи наружного газопровода.

Как уже сказано выше, выбор той или иной конструкции ввода зависит от грунтовых и температурных условий, а также от материала защитного футляра.

Наиболее просто выполнять вводы в **обычных грунтовых условиях** (см. рисунок 59). В обычных грунтовых условиях положение газифицируемого здания и ввода относительно стабильно и может измениться только от постепенной осадки фундамента здания в результате уплотнения грунта под ним или резком изменении грунтовых условий, связанных с воздействием природных или человеческих факторов. При этом построить прогноз изменения грунтовых условий на длительный срок (50 лет и более) практически невозможно, т.к. на их изменение влияют не только естественные, но и искусственные процессы, такие как подъем грунтовых вод за счет выхода из строя близлежащих водосодержащих коммуникаций или из-за устройства в непосредственной близости свайных фундаментов, строительства линий метрополитена (в городах) и пр. В связи с этим устройство компенсатора является необходимым условием для всех случаев.

Выбор краевых условий при расчете компенсаторов определяет принятие необходимого решения по его протяженности и форме. При этом учитывают, что несущая способность стальных и полиэтиленовых труб сопоставимых диаметров совершенно различна (таблица 64). Соответственно при расчетах компенсаторов следует учитывать постепенно изменяющиеся свойства самого полиэтилена (снижение пластичности и расчетного сопротивления материала труб).

При расчете компенсаторов учитывают все виды напряжений в газопроводе, которые возникают из-за осадки (или выпучивания) здания или

самого настенного ввода ($\sigma_{\Delta l}$), температурного перепада ($\sigma_{\Delta t}$) и внутреннего давления (σ_{τ}). Возникающие деформации создают в трубах продольные напряжения, которые не должны превышать величин, предельно допустимых при длительной эксплуатации $[\sigma^{н}_{пр}] \le \mu \cdot \sigma_{\tau} + \sigma_{\Delta t.пр} + \sigma_{\Delta l}$. Возможное сочетание нагрузок на напряженное состояние полиэтиленовых труб ввода приведено в таблице 65.

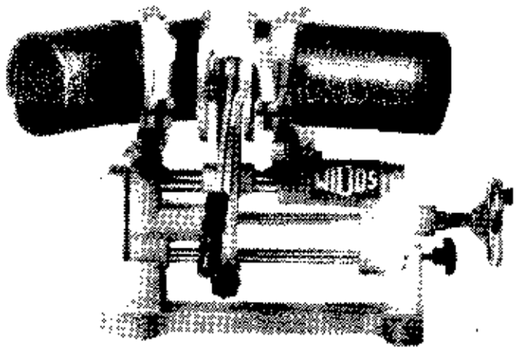


Рисунок 60. Изготовление секционного отвода на специальной сварочной машине фирмы «Widos»

В расчете можно не учитывать допустимую упругую деформацию полиэтиленовых труб (как правило, не более 2–3 %), при которой полиэтиленовые трубы могут работать за счет собственной самокомпенсации и при которой пластические деформации практически не проявляются. Эта неучтенная деформация может являться своеобразным резервом конструкции ввода.

Таблица 64. Сравнительные характеристики стальных и полиэтиленовых труб

De x s, мм	A, см²	W, см³	I, см⁴	$E_o I$, кН·м²	$A \cdot \sigma_{\tau}$, кН
Стальные трубы					
32,0×3,2	2,90	1,88	3,04	6,38	69,60
33,5×3,3	3,13	2,16	3,61	7,58	75,12
57×3,5	5,88	7,42	21,15	44,42	141,12
108×4,0	13,06	32,79	177,04	371,78	313,44
159×4,5	21,83	82,04	652,24	1369,70	523,92
219×5,0	33,59	175,92	1926,29	4045,21	806,16
σ_{τ} = 240 МПа (Ст3). $E_o = 2{,}1 \times 10^5$ МПа					
Полиэтиленовые трубы ПЭ80 SDR 11					
32×3,0	2,73	1,82	2,90	0,02	4,10
63×5,8	10,42	13,67	43,06	0,30	15,63
110×10	31,40	72,12	396,64	2,78	47,10
160×14,6	66,65	222,54	1780,27	12,46	99,98
225×20,5	131,64	618,18	6954,48	48,68	197,46
σ_{τ} = 15 МПа (ПЭ 80). $E_o = (7{,}0 - 8{,}0) \times 10^2$ МПа					

Нагрузкой от линейной (горизонтальной) части подземного газопровода на вертикальный участок ввода можно пренебречь, т.к. пригрузка грунтом обеспечивает защемление подземной части газопровода и восприятие нагрузок, действующих на эту часть газопровода.

Напряжения в полиэтиленовой трубе от ее упругого изгиба можно также не учитывать, т.к. из-за явлений релаксации происходит их постепенное перераспределение и ослабление. К тому же при сборке настенного ввода можно протаскивать полиэтиленовую трубу сквозь футляр с ее предварительным разогревом водой или воздухом до температуры 80–100 °С, что позволяет уменьшить радиус изгиба труб до 10–15 De и уменьшить создаваемые напряжения.

Таблица 65. Сочетание нагрузок на напряженное состояние ПЭ ввода

Время монтажа ввода	Внутреннее давление	Температурный перепад		Просадка здания	Просадка ввода
		Летом	Зимой		
Монтаж летом	+		+	–	+
Монтаж зимой	+	–		–	+
+ - работа на растяжение; – - работа на сжатие.					

Расчетное допустимое максимальное суммарное продольное напряжение материала труб $[\sigma^{н}_{пр}]$ для данного случая следует определять исходя из нормативного длительного сопротивления разрушению материала труб MRS = 8,0 МПа (для ПЭ80), или MRS = 10,0 МПа (для ПЭ100), с введением соответствующих коэффициентов условий работы (γ_{τ}), надежности соединения полиэтилен/сталь ($\gamma_{п}$), которое учитывает охрупчивание полиэтилена в зоне сопряжения с металлической вставкой и коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления (γ_{p}).

Принимая γ_{τ} = 0,9, что соответствует требованиям СП 42-103-2003, γ_{p} = 1,0 (СН 550-82) и $\gamma_{п}$ = 0,85 (по аналогии с требованиями немецкой инструкции DVS 2205-1) получим значения $[\sigma^{н}_{пр}] \le 6{,}48$ МПа для ПЭ80 и $[\sigma^{н}_{пр}] \le 8{,}10$ МПа для ПЭ100.

Учитывая, что трубы диаметром до 50 мм используются практически только типа SDR 11, продольные напряжения от внутреннего давления P_{max} = 0,30 МПа будут составлять величину:

$\sigma_{\tau} = P_{max} \cdot (De - s) / 2 \cdot s = 1{,}50$ МПа независимо от материала труб.

В свою очередь, на напряжения от температурной деформации $\sigma_{\Delta t.пр}$ будет сказываться модуль ползучести (деформации) полиэтилена ($E_{(te)}$),

который сильно изменяется в зависимости от температуры. Приведенные в главе 2.5 данные показывают, что изменение $E_{(te)}$ в интервале температур от 30 до 0 °С и от 0 до минус 20 °С происходит практически по линейной зависимости, но в точке, соответствующей 0 °С, угол наклона прямой резко меняется.

Следовательно, напряжения от температурного воздействия будут состоять из двух слагаемых: $\sigma_{\Delta t.пр} = \gamma_t \cdot (\sigma_{\Delta t.пр1} + \sigma_{\Delta t.пр2})$, где $\sigma_{\Delta t.пр1}$ – напряжение от перепада температур от 0 °С до прогнозируемой температуры стенок при монтаже ввода; $\sigma_{\Delta t.пр2}$ – напряжение от минимальной температуры стенок труб при эксплуатации до 0 °С; γ_t - коэффициент надежности по температурному перепаду (γ_t = 1,0).

Расчеты показывают, что даже при максимальном температурном перепаде в 40 °С (от +25 до минус 15 °С) напряжения в стенке полиэтиленовых труб не превысят величины $\sigma_{\Delta t.пр}$ = 2,93 МПа.

Отсюда следует, что при расчете компенсирующих устройств определяющим будет воздействие на полиэтиленовый ввод внешней сосредоточенной нагрузки в виде перемещения здания или самого ввода (ΔL). Рассмотрим пример, когда надземный стальной газопровод не прикреплен к трубе футляра и все нагрузки воспринимаются полиэтиленовой частью ввода.

В этом случае для обеспечения нормальной работы полиэтиленовой трубы ввода из ПЭ80 стальные компенсаторы следует конструировать с таким расчетом, чтобы усилия от их работы не создавали в полиэтиленовых трубах напряжения более $\sigma_{\Delta l} \le 2{,}91$ МПа ($\sigma_{\Delta l} = [\sigma^{н}_{пр}] - \mu \cdot \sigma_{\tau} - \sigma_{\Delta t.пр} = 6{,}48 - 0{,}43 \cdot 1{,}5 - 2{,}93$).

Таким образом, основной определяемой величиной при расчете компенсаторов будет являться реакция отпора плеча компенсатора, определяемая в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85.

Согласно данных СНиП 2.02.01-89 («Основания зданий и сооружений») нормативные значения просадок зданий могут составлять от 5 до 15 см. Рассчитывать компенсаторы исходя из максимальной величины просадки в 15 см нецелесообразно, учитывая, что просадки зданий на максимальную величину происходят в первые годы после их строительства, т.е. когда прочностные свойства полиэтилена еще не претерпели изменений в сторону снижения. Мы же ведем расчеты по характеристикам полиэтилена после 50 лет эксплуатации, когда просадки зданий уже практически прекратились и могут снова возобновиться из-за случайных факторов.

Поэтому будет обоснованно вести расчет компенсаторов на величину ΔL = 6–7 см, а большую величину просадки считать аварийным случаем и устранять ее в процессе эксплуатации газопровода наращиванием длины стального участка или, наоборот, вырезкой лишнего патрубка.

Компенсаторы могут быть самыми различными по конфигурации, которая зависит от количества поворотов и мест расстановки опор. Например, при расположении опоры в точке С (рисунок 62) компенсатор будет иметь Г- (точки А-В-С), или Р-образную форму (точки D-E-F-B-C). При расположении опоры в точке В компенсатор будет иметь Z-образную форму (D-E-F-B), при опоре только в точке N – П-образную форму (D-E-F-B-C-N). Неправильная расстановка опор приводит к потере эффективности работы компенсатора. На рисунке 61 показан пример неправильного расположения опоры на компенсаторе Z-образной формы, лишившего смысла его установку.

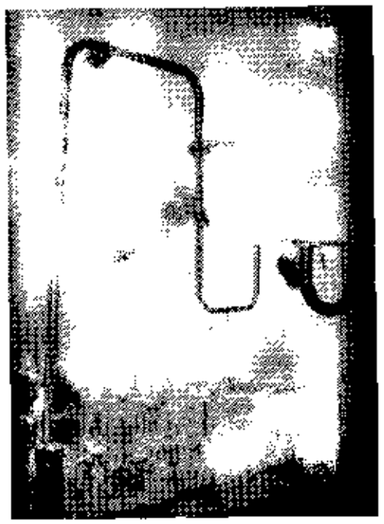


Рисунок 61. Пример неправильной установки опоры под компенсатор

Г-образные компенсаторы являются наиболее простыми по исполнению, но в то же время наиболее протяженными из-за вылета плеча, поскольку имеют только один поворот, мало снижающий жесткость конструкции. Действительно, при использовании для ввода относительно толстостенных водогазопроводных труб 33,5 х 3,3 мм и полиэтиленовых труб 32 SDR 11 вылет плеча Г-образного компенсатора L_{k1} должен составлять не менее 1,81 м:

$$\sigma_{комп} = \frac{1{,}5 E_a D_e \Delta L}{L_k^2} \le [\sigma_T]\gamma_r = \frac{1{,}5 \cdot 2{,}1 \cdot 10^5 \cdot 3{,}35 \cdot 6{,}5}{181^2} = 209 МПа \le 210 МПа$$

В данной формуле (СНиП 2.05.06-85*) приняты следующие обозначения:

* Примечание. Формулы для расчета компенсаторов, приведенные в СНиП 2.05.06-85, не учитывают гибкость прямолинейных участков труб (что важно для труб малого диаметра), но могут быть использованы для расчета компенсаторов, поскольку других официально утвержденных методик расчета компенсаторов пока не существует.

E_o – модуль упругости стальных труб, равный $2{,}1 \cdot 10^5$ МПа; D_e – диаметр трубы стального компенсатора, равный 3,35 см.; ΔL – заданное перемещение, равное 6,5 см; $[\sigma_т]$ – предел текучести металла труб, равный для Ст3 $[\sigma_т]$ = 230-240 МПа; $\gamma_г$ – коэффициент условий работы, р авный 0,9. Значение коэффициента $\gamma_г$ принято исходя из предпосылки, что максимальное перемещение проявляется не циклично, а связано с единичным, случайным фактором. Напряжение от давления газа для стальных труб можно не учитывать в виду его незначительности.

Для случая с Г- образным компенсатором реакция отпора его плеча ($F_к$) будет небольшой и может восприниматься непосредственно полиэтиленовой трубой ввода De 32 × 3,0 мм, имеющей площадь сечения (А) равную 2,73 см²:

$$F_k = \frac{100W\sigma_{комп}}{L_k} = \frac{100 \cdot 2{,}16 \cdot 209}{181} = 249H \Rightarrow$$

$$A_{\min} = \frac{F_k}{[\sigma_{\Delta l}]} = \frac{249 \cdot 10^{-2}}{2{,}91} = 0{,}86 см^2,$$

где $[\sigma_{\Delta l}]$ – предельно допустимое по условиям работы напряжение от перемещения, МПа, которое может выдержать полиэтиленовая труба при длительной эксплуатации.

Таким образом, в данном случае несущей способности полиэтиленовых труб ПЭ80 32 × 3,0 SDR 11 будет достаточно для воспринятия нагрузок от отпора плеча компенсатора.

Компенсаторы Z-образной (точки D-E-F) или P-образной формы (D-E-F-N) будут более компактны. Например, при использовании для рассмотренного выше случая Z-образного компенсатора вылет его плеча $L_{к2}$ составит уже только 1,44 м, поскольку в расчете участвует два угла поворота, дополнительно уменьшающие жесткость:

$$\sigma_{комп} = \frac{E_o D_e L_к m_к \Delta_L}{1/k_ж \cdot (\pi \rho_к L_к^2 - 2{,}28\rho_к^2 L_к + 1{,}4\rho_к^3) + 0{,}67L_к^3 - 2\rho_к L_к^2 + 2\rho_к^2 L_к - 1{,}33\rho_к^3};$$

где $k_ж$ – коэффициент уменьшения жесткости,

при $\lambda_к > 0{,}7$ $k_ж = \dfrac{1+12\lambda_к^2}{10+12\lambda_к^2}$,

при $0{,}3 \le \lambda_к \le 0{,}7$ $k_ж = \dfrac{3 + 536\lambda_к^2 + 3600\lambda_к^4}{105 + 4136\lambda_к^2 + 4800\lambda_к^4}$, при $\lambda_к < 0{,}3$ $k_ж = \lambda_к/1{,}65$.

Для данного примера $k_ж = \dfrac{1+12 \cdot 1{,}45^2}{10+12 \cdot 1{,}45^2} = 0{,}745$.

$\lambda_к$ – коэффициент трубы, $\lambda_к = \dfrac{s_н \rho_к}{\rho_c^2} = \dfrac{0{,}33 \cdot 10{,}05}{1{,}51^2} = 1{,}45$;

$m_к$ – коэффициент увеличения напряжений, при

$\lambda_к > 0{,}3$ $m_к = 2/(3\,k_ж) \cdot \sqrt{(5+6\lambda_к)/18}$,

при $\lambda_к \le 0{,}3$ $m_к = 0{,}9/\lambda_к^{2/3}$.

Для данного примера

$m_к = 2/(3 \cdot 0{,}745) \cdot \sqrt{(5+8{,}70)/18} = 0{,}781$;

$s_н$ – номинальная толщина стенки трубы стального компенсатора, равная 0,33 см с учетом возможного допуска;

$\rho_к$ – радиус изгиба оси компенсатора, $\rho_к = 3D_c = 10{,}05$ см;

r_c – средний радиус отвода, $r_c = (De - s_н)/2 = 1{,}51$ см.

$$\sigma_{комп} = \frac{2{,}1 \cdot 10^5 \cdot 3{,}35 \cdot 144 \cdot 0{,}781 \cdot 6{,}5}{1/0{,}745 \cdot (3{,}14 \cdot 10{,}05 \cdot 144^2 - 2{,}28 \cdot 10{,}05^2 \cdot 144 + 1{,}4 \cdot 10{,}05^3) + 0{,}67 \cdot 144^3 - 2 \cdot 10{,}05\ 144^2 \cdot 2 \cdot 10{,}05^2 \cdot 144 - 1{,}33 \cdot 10{,}05^3};$$

$\sigma_{комп} = 210$ МПа. $F_к = \dfrac{200W\sigma_{комп}}{m_к L_к} = \dfrac{200 \cdot 2{,}16 \cdot 210}{0{,}781 \cdot 144} = 806{,}7$ Н $\Rightarrow$

$$A_{\min} = \frac{F_к}{[\sigma_{\Delta l}]} = \frac{806{,}7 \cdot 10^{-2}}{2{,}91} = 2{,}77 см^2.$$

Как видим, в данном случае предел несущей способности трубы ПЭ80 De 32 SDR 11 будет исчерпан (А = 2,73 см²). Поэтому, чтобы не увеличивать полиэтиленовую трубу ввода до диаметра 40 или 50 мм (А = 4,22 и 6,55 см² соответственно) наиболее целесообразно приварить трубу стального компенсатора к крышке, имеющейся на верхней части защитного футляра. Тем самым будет обеспечена передача всей нагрузки на футляр ввода. Отсутствие прямой связи полиэтиленовых труб с надзем-

ным компенсатором обеспечивает хорошую защиту полиэтиленовой части ввода и от нагрузок другого рода: веса самого компенсатора, нагрузки от обледенения, непредусмотренных внешних воздействий на сам компенсатор.

Жесткое крепление компенсатора к футляру является оптимальным техническим решением, позволяющим разгрузить трубу полиэтилено-

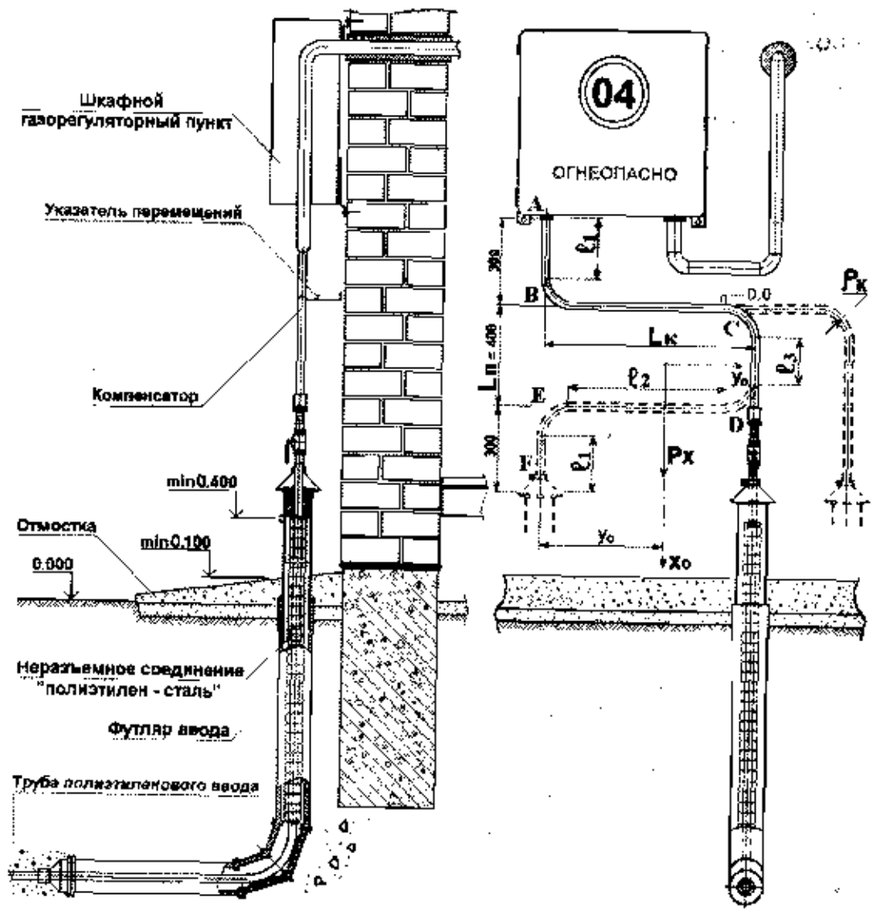


Рисунок 62. Ввод полиэтиленового газопровода среднего давления в обычных грунтовых условиях

вого газопровода, поэтому его можно рекомендовать для стандартных конструкций цокольных вводов, собираемых в условиях заготовительных участков. Такая конструкция ввода будет достаточно универсаль-

ной и жесткой, что важно при транспортировке и монтаже. Поскольку футляр выполняется из труб относительно большого диаметра, не нагружен внутренним давлением и практически не испытывает напряжения от температурных перепадов (за счет возможности вертикального перемещения), он может воспринимать значительно большие предельно допустимые по условиям работы напряжения, чем трубы газопровода:

$$[\sigma_{\Delta ф}] = MRS \cdot \gamma_г \cdot \gamma_п - \sigma_{\Delta t} = 8{,}0 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}9 = 6{,}48 \text{ МПа}.$$

Проведя аналогичные расчеты для компенсатора П-образной формы (точки D-E-F-B-C-N на рисунке 62), увидим, что вылет его плеча (Lк) будет варьироваться в пределах 80–90 см, в зависимости от высоты его полки (Lп).

Компенсаторы П-образной формы, как наиболее компактные, будут наиболее приемлемы при расположении ввода под шкафным газорегуляторным пунктом (ШРП), высота установки которого для удобства обслуживания не должна превышать 1,5–1,7 м до низа шкафа, хотя возможны и другие их конфигурации (рисунок 62). Для определения отпора плеча П-образных компенсаторов наиболее целесообразно пользоваться формулами расчета, изложенными в справочной книге А.Г. Камерштейна, В.В. Рождественского и М.Н. Ручимского «Расчет трубопроводов на прочность», учитывающих гибкость прямолинейных участков стальных труб.

Рассмотрим еще один пример расчета компенсатора цокольного ввода из стальных труб 32 × 3,2 мм и полиэтиленовых труб 32 SDR 11. Для варианта П-образного компенсатора, приведенного на рисунке 62, минимальный вылет плеча при Δ_L = 6,5 см и $\rho_к$ = 3 De составит Lк = 0,87 м:

Приведенная длина осевой линии компенсатора:

$$Lпр = 2 \cdot l_1 + 2 \cdot l_2 + l_3 + \frac{6{,}28 \cdot \rho_x}{k_ж} =$$

$$= 2 \cdot 19{,}95 + 2 \cdot 66{,}9 + 19{,}9 + 6{,}28 \cdot 10{,}05 / 0{,}745 = 278{,}4 \text{ см}.$$

Координаты упругого центра тяжести:

$$x_o = 0;\ y_o = \{(l_2 + 2 \cdot \rho_к) \cdot (l_2 + l_3 + 3{,}14 \cdot \rho_к / k_ж)\} / Lпр =$$
$$= \{(66{,}9 + 2 \cdot 10{,}05) \cdot (66{,}9 + 19{,}9 + 3{,}14 \cdot 10{,}05 / 0{,}745)\} / 280 = 40{,}4 \text{ см}.$$

Центральный момент инерции относительно оси Хо:

$$Ixo = l_2^3 / 6 + (2 \cdot l_2 + 4 \cdot l_3) \cdot (l_2 / 2 + \rho_к)^2 + 6{,}28 \cdot \rho_к / k_ж \cdot (l_2^2 / 2 + 1{,}635 \cdot l_2 \rho_к + 1{,}5 \cdot \rho_к^2) - L_{пр} \cdot y_o^2 = 66{,}9^3 / 6 + (2 \cdot 66{,}9 + 4 \cdot 19{,}90) \cdot (66{,}9 / 2 + 10{,}05)^2 + (6{,}28 \cdot 10{,}05 / 0{,}745) \cdot (66{,}9^2 / 2 + 1{,}635 \cdot 66{,}9 \cdot 10{,}05 + 1{,}5 \cdot 10{,}05^2) - 278{,}4 \cdot 40{,}4^2 = 294869 \text{ см}^3.$$

Усилие относительно оси Хо:

$$Px = \Delta_L E \cdot I / Ixo = 6{,}5 \cdot 10^{-2} \cdot 2{,}1 \cdot 10^5 \cdot 10^6 \cdot 3{,}61 \cdot 10^{-8} / 294869 \cdot 10^{-6} = 1671 \text{ Н}.$$

Реакция отпора плеча компенсатора будет составлять:

$$Fк = Px \cdot (L_к - yo) / L_к = 885 \text{ Н}.$$

$$A_{min} = \frac{F_к}{[\sigma_{\Delta l}]} = \frac{895 \cdot 10^{-2}}{2{,}91} = 3{,}08 \text{ см}^2.$$

Напряжения в П-образном компенсаторе:

$$\sigma_{комп} = \frac{0{,}5\, E_o\, D_e\, L_к\, m_к\, \Delta_L}{\Omega}$$

где $\Omega = 1 / k_ж \cdot (\pi \rho_к L_к^2 - 2{,}28 \rho_к^2 L_к + 1{,}4 \rho_к^3) + 0{,}67 L_к^3 + L_п L_к^2 - 4 \rho_к L_к^2 + 2 \rho_к^2 L_к - 1{,}33 \rho_к^3$;

$$\Omega = 1{,}342 \cdot (3{,}14 \cdot 10{,}05 \cdot 87^2 - 2{,}28 \cdot 10{,}05^2 \cdot 87 + 1{,}4 \cdot 10{,}05^3) + 0{,}67 \cdot 87^3 + 40 \cdot 87^2 - 4 \cdot 10{,}05 \cdot 87^2 + 2 \cdot 10{,}05^2 \cdot 87 - 1{,}33 \cdot 10{,}05^3 = 751471;$$

$$\sigma_{комп} = (0{,}5 \cdot 2{,}1 \cdot 10^5 \cdot 3{,}35 \cdot 87 \cdot 0{,}781 \cdot 6{,}5) / 751471 = 207 \text{ МПа} \le 210 \text{ МПа}.$$

Чем меньше диаметр труб и радиусы изгиба колен компенсатора, тем меньше требуется вылет его плеча Lк. На рисунке 63 для рассмотренного выше примера П-образного компенсатора показаны усилия Fк, передаваемые на полиэтиленовые трубы стальным компенсатором из наиболее распространенных труб ГОСТ 10704-91 De 32 × 3,2 мм при

перемещении Δ_L = 6,5 см, определенные для различных вылетов плеча (Lк) компенсатора и радиусов поворота $\rho_к$ ($\rho_к$ = 1 De, 3 De и 5 De). Другие размеры компенсатора соответствуют приведенным на рисунке 62. Из рисунка видно, что для компенсаторов более выгодно использовать предельно малые радиусы поворота, больше снижающие передаваемое усилие, чем при больших радиусах. Например, можно видеть, что при одинаковом отпоре плеча компенсатора Fк = 625 Н вылет плеча должен составлять Lк = 0,90 м при R = 1 De, Lк = 1,2 м при R = 3 De, и Lк = 1,8 м при R = 5 De. Участки графиков, лежащие в затемненной области, не следует использовать из-за возникновения в стальном компенсаторе недопустимых напряжений $\sigma_{комп}$ > 210 МПа. В то же время более плавные радиусы изгиба позволяют получать максимально большие значения реакции отпора плеча компенсатора.

Как видим, и для последнего примера (при Fк = 895 Н) несущей способности трубы ПЭ80 32 SDR 11 будет недостаточно. В то же время, при креплении компенсатора к защитному футляру (A_{min} = 10,42 см²) будет обеспечен как минимум трехкратный запас прочности.

Наличие на объекте строительства **особых грунтовых или природных условий**, к которым относятся грунты II типа просадочности, пучинистые и набухающие (кроме слабопучинистых и слабонабухающих), насыпные и вечномерзлые грунты, а также площадок с сейсмичностью более 6 баллов и т.п., предъявляет к полиэтиленовым вводам дополнительные требования.

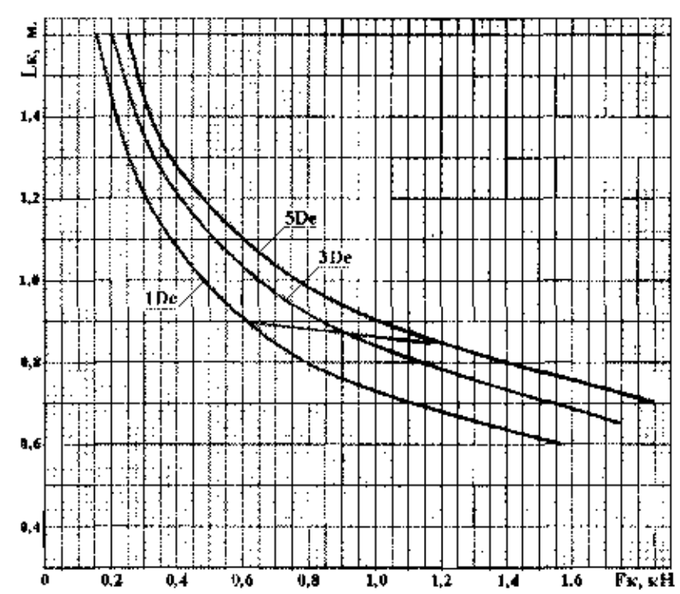


Рисунок 63. Зависимость реакции отпора плеча П-образного компенсатора Fк от его вылета Lк

Особые грунтовые и природные условия очень часто вызывают периодические (циклические) перемещения фундаментов зданий и подводящих трубопроводов. Для этих случаев необходима разработка и принятие совершенно особых комбинированных защитно-конструктивных мероприятий, которые уже приводились в главах 3.3 и 3.4.

Из особых условий чаще всего приходится проектировать вводы газопроводов на стены зданий, расположенные в средне-, сильно- и чрезмернопучинистых грунтах, фундаменты которых не обеспечивают устойчивость их положения при морозном пучении. Малоэтажные дома в сельской местности, как правило, возведены на малозаглубленных фундаментах облегченного типа, которые, находясь в слое сезонного промерзания, подвергаются действию нормальных и касательных сил морозного выпучивания. Визуально это проявляется в поднятии стен здания вместе с земной поверхностью в зимнее время и просадке в весенний период при оттаивании грунта. К тому же, под фундаментами одного здания могут оказаться грунты с различной степенью пучинистости, что вызовет в дополнение к вертикальным перемещениям появление углового смещения стен.

В противоположность этому газопровод прокладывается вне толщи активного пучинистого слоя (0,7÷0,8 от глубины промерзания по СНиП 42-01-2002), а потому менее подвержен вертикальным перемещениям, т.к. в пучинистых грунтах при отсутствии вечной мерзлоты зона ниже отметки приблизительно в ⅔ глубины промерзания является малоопасной с точки зрения величины воздействия касательных и нормальных сил пучения.

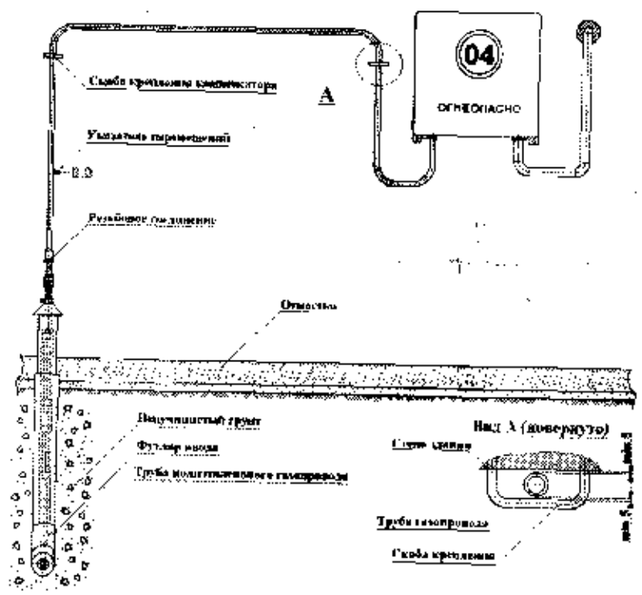


Рисунок 64. Ввод газопровода среднего давления в пучинистых грунтах

В результате разницы в перемещениях ввода и здания возникает смещение надземного газопровода, нагрузки от которого при отсутствии жесткого крепления трубы газопровода к футляру передадутся на подземную часть ввода. При передаче чрезмерных нагрузок на полиэтиленовую трубу неизбежно произойдет ее пластическая деформация, что приведет к разрушению вертикального участка полиэтиленового ввода.

К устройству цокольных вводов полиэтиленовых газопроводов в особых грунтовых условиях следует подходить с особой тщательностью. Это вызвано тем, что полностью снизить напряжение в стенке труб только за счет применения относительно компактного настенного компенсатора вряд ли возможно, т.к. максимальная величина пучения или просадки может достигать 30–40 см и более. Поэтому наиболее целесообразно предусматривать устранение воздействия пучинистых грунтов на вводе и установку цокольного ввода на определенном расстоянии от точки ввода в здание, а дальнейшую прокладку осуществлять стальными трубами в надземном варианте по скользящим опорам (при необходимости) на наружных стенах (рисунок 64). В этом случае можно обеспечить необходимую величину компенсации за счет относительно большой протяженности надземного участка и наличия поворотов и опусков. При этом шкаф настенного ШРП, как правило, жестко крепится на анкерных болтах на стене здания. Величину перемещений в пучинистых грунтах определяют по данным многолетних наблюдений и данных инженерных изысканий.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Требуется ли предусматривать компенсаторы при устройстве цокольных вводов?
1. Требуется в случае устройства вводов в особых грунтовых условиях;
2. Требуется в случае расположения соединений «полиэтилен – сталь» на вертикальном участке ввода;
3. Требуется в любом случае.
Правильный ответ: 3.

Какая форма компенсатора наиболее предпочтительна с точки зрения его компактности?
1. Z-образная;
2. П-образная;
3. Г-образная.
Правильный ответ: 2.

Какое расстояние рекомендуется предусматривать между цокольным вводом и стеной газифицируемого здания?
1. Не менее 50 мм;
2. Не менее 100 мм;
3. Не менее 200 мм.
Правильный ответ: 1.

Для защиты футляра от касательных сил пучения предусматривают такие же мероприятия, как и в случае с надземными выходами: покрытие футляра мастиками, уменьшающими силу сцепления с активным пучинистым грунтом, засыпку котлована вокруг футляра непучинистым грунтом и т.п. Для исключения воздействия нормальных сил пучения на футляр можно использовать замену грунта под подошвой футляра на непучинистый или заглубление газопровода вместе с футляром на участке ввода ниже глубины промерзания. Устройство отмостки вокруг футляра обязательно во всех случаях.

Раздел четвертый. Переходы через преграды

4.1. Требования к устройству футляров

Пересечение газопроводами автомобильных дорог (за исключением дорог V категории и грунтовых бескатегорийных дорог), железнодорожных и трамвайных путей, подземных коллекторов и каналов (включая каналы теплосети и канализации) ведется с обязательным устройством защитных футляров. Защитные футляры при пересечении указанных преград служат целям *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*[6].

Пересечение газопроводами других подземных инженерных коммуникаций (водо- и газопроводов, телефонных и электрических кабелей и т.д.) может осуществляться как с устройством защитных футляров, так и без них. *Необходимость устройства футляров... на них решается проектной организацией*[12]. Решение о необходимости устройства футляра принимается исходя из глубины прокладки газопровода, расположения и насыщенности в районе прокладки водоводов, газопроводов, электрических кабелей и других подземных коммуникаций, *проведение ремонтных работ на которых может привести к повреждению полиэтиленовых труб*[12]. К примеру, можно рекомендовать устройство футляра на газопроводах при пересечении ими водопроводных труб, наиболее часто требующих ремонта и проложенных ниже оси газопровода. Расстояния в свету между наружной поверхностью футляра и подземными коммуникациями следует принимать согласно приложению «В» СП 42-101-2003 (см. таблицу 53).

Футляры изготавливаются из материалов, отвечающих условиям прочности, долговечности и надежности[6]. Защитные футляры могут выполняться из неметаллических (полиэтиленовых, поливинилхлоридных, асбестоцементных) или металлических (стальных) труб. При пересечении с теплотрассами условиям прочности и надежности будут

удовлетворять футляры из металлических труб. Кроме того, металлические футляры предусматривают их прокладку способами продавливания или прокола. В других случаях можно, и даже целесообразно, применять футляры из неметаллических труб, в первую очередь полиэтиленовых, обеспечивающих долгий срок службы и не требующих защиты от агрессивных свойств грунтов и блуждающих токов. Прокладка полиэтиленовых футляров предусматривается открытым способом или способом наклонно-направленного бурения. Возможность использования неметаллических футляров при пересечении железных дорог общей сети, а также магистральных нефте- и газопроводов рекомендуется согласовывать на стадии получения технических условий от соответствующих эксплуатационных служб. Необходимость устройства именно стальных футляров при пересечении теплотрасс вызвана тем, что в случае аварии на этих системах горячая вода неминуемо приведет к потере устойчивости пластмассового футляра и нарушению его защитных свойств. Неметаллические футляры, устраиваемые при пересечении автомобильных и железных дорог или трамвайных путей, проверяются расчетом по условию предельно допустимой овализации поперечного сечения трубы футляра и по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения.

Соединения *составных частей футляра должны обеспечивать его герметичность и прямолинейность*[6]. При использовании для футляров полиэтиленовых труб они свариваются между собой чаще всего нагретым инструментом встык или муфтами с закладным электронагревателем (при открытом способе прокладки). При использовании футляров из стальных труб они свариваются газо- или электросваркой в плети требуемой длины. Для продления срока службы стальных футляров требуется защищать их наружную поверхность весьма усиленной изоляцией на основе битумных мастик или полимерных изолирующих пленок, а в коррозионноактивных грунтах и при наличии блуждающих токов устраивать протекторную защиту.

Диаметр футляра выбирается исходя из условий производства строительно-монтажных работ, а также возможных перемещений под нагрузкой и при прокладке его в особых условиях[6]. При пересечении автомобильных дорог, железнодорожных и трамвайных путей внутренний диаметр стенок футляров рекомендуется принимать не менее чем на 80–100 мм больше наружного диаметра газопровода. Это обусловлено потенциальной возможностью овализации футляра под действи-

ем нагрузок от полотна дороги и движущегося транспорта. Полиэтиленовые защитные футляры в данном случае предусматриваются из труб SDR 11. В остальных случаях внутренний диаметр футляра может быть на 30–50 мм больше наружного диаметра газопровода. Предусматривая протяженные футляры из полиэтиленовых труб, следует помнить, что они, как правило, свариваются нагретым инструментом встык, а значит имеют внутренний сварочный грат высотой 3–8 мм, уменьшающий проходное сечение футляра. Рекомендуемые авторами диаметры футляров приведены в таблице 66.

Таблица 66. Рекомендуемые диаметры защитных футляров из различных типов труб при размещении в них плети газопровода, мм

De газопровода	De футляра из п.э. труб SDR 11, SDR 13,6 по ГОСТ Р 50838-95 или ГОСТ 18599-2001	De футляра из поливинилхлоридных труб типа «ОТ» исполнения Р или РК ТУ 6-19-231-87Е	De футляра из металлических (стальных) труб по ГОСТ 10704-91	Минимальная толщина стенки стального футляра при способе прокладки:	
				открытым или горизонтальным бурением	продавливанием или проколом
20	50–110	40–110	57–114	3,5–5,0	4,0–5,0
25	63–110	50–110	57–127	3,5–5,0	4,0–6,0
32	63–125	63–125	57–127	3,5–5,0	4,0–6,0
40	75–160	75–160	76–127	4,0–5,0	5,0–6,0
50	90–160	75–160	89–159	4,0–5,0	5,0–7,0
63	110–180	90–200	108–159	4,5–5,0	5,0–7,0
75	125–225	110–225	114–159	5,0	5,0–7,0
90	140–225	140–225	127–219	5,0–7,0	6,0–8,0
110	180–250	160–225	159–219	5,0–7,0	7,0–8,0
125	200–250	180–280	159–219	5,0–7,0	7,0–8,0
140	225–280	225–280	219–273	7,0–8,0	8,0–9,0
160	250–315	225–315	219–273	7,0–8,0	8,0–9,0
180	280–315	250–315	219–325	7,0–8,0	8,0–9,0
200	280–355	280	273–325	8,0	9,0
225	315–400	315	273–325	8,0	9,0
250	355–500	–	325–377	8,0	9,0
280	400–500	–	325–377	8,0	9,0
315	500–560	–	377–426	8,0–10,0	9,0–12,0

*Примечание. Большее из диаметров футляров рекомендуется предусматривать при пересечении железных и автомобильных дорог, коллекторов и каналов, меньшее – при пересечении других подземных коммуникаций.

Длина футляров должна назначаться с таким расчетом, чтобы его концы располагались на расстояниях:

– не менее 2 м от края рельса трамвайного пути и железных дорог колеи 750 мм;

– не менее 2 м от края проезжей части улиц;

– не менее 3 м от края водоотводного сооружения дорог (кюветов, канав, резерва) и от крайнего рельса железных дорог необщего пользования, но не менее 2 м от подошвы насыпей;

– не менее 50 м от подошвы откоса насыпи или бровки откоса выемки, а при наличии водоотводных сооружений – от крайнего водоотводного сооружения железных дорог общей сети колеи 1520 мм (на территории поселений разрешается сокращение этого расстояния до 10 м);

– не менее 2 м от стенок пересекаемых подземных коммуникаций;

– не менее 2 см в каждую сторону от стенок газовых колодцев.

При пересечениях с железными дорогами общей сети, с автомобильными дорогами, трамвайными путями, а также с подземными коммуникационными коллекторами и каналами различного назначения на одном из концов футляров обязательно предусматривают контрольную трубку с выходом под защитное устройство. В отдельных случаях вместо контрольных трубок может предусматриваться устройство вытяжных свечей. При пересечении других подземных коммуникаций необходимость в устройстве контрольных трубок решает проектная организация. Как правило, при пересечении газо- и водопроводов и кабелей различного назначения надобность в установке контрольных трубок отсутствует, поскольку футляр выполняет только одну функцию – защиты газопровода от повреждений в случае проведения ремонтных работ на пересекаемой коммуникации.

При использовании футляров из неметаллических труб, собираемых враструб (керамических, поливинилхлоридных или асбестоцементных), они должны быть собраны в плети требуемой длины и уплотнены в местах соединений, согласно требований к сборке данных труб. Изоляция на неметаллические футляры не наносится.

Контрольные трубки, там где они необходимы, могут выполняться как из полиэтиленовых (что более предпочтительно), так и из стальных труб. Вытяжные свечи выполняются из стали. Расстояние места врезки контрольной трубки от конца футляра рекомендуется принимать равным 250–400 мм.

Для предотвращения механических повреждений полиэтиленовых труб при их протаскивании внутри защитного футляра (за исключением пластмассовых) на них рекомендуется установка защитных опорно-направляющих колец или прокладок. Шаг опор назначается конструктивно, исходя из диаметра и кривизны труб и внешнего диаметра опорного кольца. Ориентировочные расстояния между опорами могут приниматься следующими: 0,5–0,8 м для труб De 20–63 мм; 1,0–1,5 м для труб De 75–110 мм; 1,5–2,0 м для труб De 125–160 мм; 2,0–2,5 м для труб De 180–250 мм и 2,5–3,0 м для труб De 280–315 мм.

В качестве одного из наиболее предпочтительных вариантов могут рекомендоваться стандартные ползунковые опорно-направляющие кольца из пластмассовых или деревянных сегментов, соединяемых болтами или тросом (рисунок 65). Возможно использовать в качестве опор кольца длиной 0,5 De, изготавливаемые из полиэтиленовых труб того же диаметра, что и трубы газопровода или следующего типоразмера, путем разрезки их по образующей и установки на протягиваемую трубу с фиксацией на трубе липкой синтетической лентой.

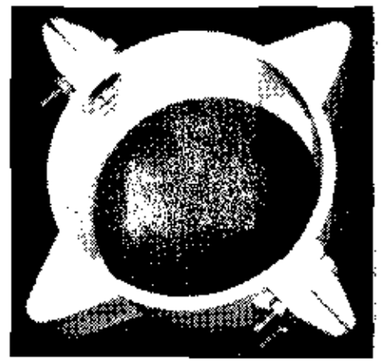


Рисунок 65. Опорно-направляющее кольцо

При устройстве узких траншей под полиэтиленовый газопровод или в случаях опережающего строительства переходов в местах втягивания полиэтиленовых плетей внутрь защитных футляров устраиваются входные котлованы необходимой ширины и длины. Продольный профиль входных котлованов со стороны втягивания полиэтиленовых труб определяется как функция от глубины заложения существующего трубопровода и допустимого радиуса изгиба полиэтиленовых труб (рисунок 66).

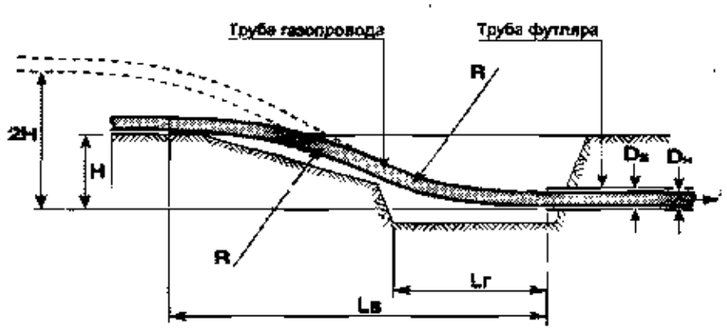


Рисунок 66. Расчетные размеры входного котлована

Расчетные формулы для определения размеров котлованов имеют вид:

$$L_в = \sqrt{Hф \cdot (4\rho - H)},$$

где $L_в$ — длина входного котлована от среза футляра, м;

$H_ф$ – глубина заложения футляра, м;

ρ – допустимый радиус изгиба полиэтиленовых труб, м.

Допустимый радиус вертикального изгиба полиэтиленовых труб рекомендуется принимать R = 30 De при температурах воздуха свыше +20 °С и R = 50 De при температурах воздуха ниже +20 °С.

При увеличении высоты подъема труб до $2H_ф$ требуемую длину котлована $L_в$ можно уменьшить до значения:

$$L_в = \sqrt{Hф \cdot (2\rho - H)}.$$

Величина горизонтальной площадки входного котлована (по срезу футляра) $L_г$ определяется соотношением:

$$L_г = \sqrt{2 \cdot \rho \cdot Dв},$$

где $D_в$ - внутренний диаметр трубы футляра, м.

Уклон котлована со стороны втягивания полиэтиленовых труб рекомендуется назначать не более:

$$tg\varphi = \frac{H_ф - D_в}{L_в - L_г}.$$

Расстояние в свету между нижней образующей трубы футляра и дном котлована рекомендуется принимать не менее 10 см.

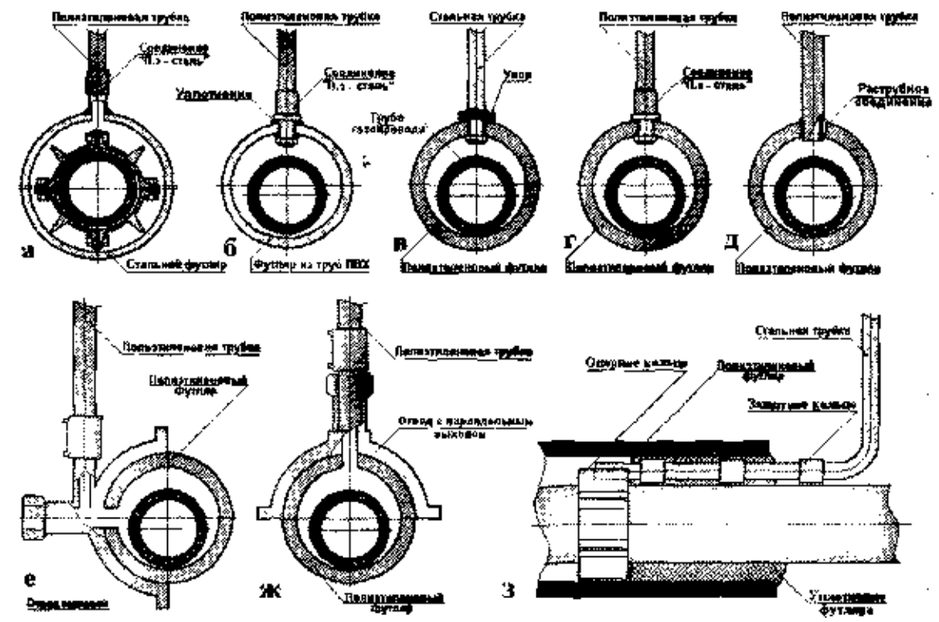
После протаскивания плети и монтажа контрольных трубок или вытяжных свечей (если это предусмотрено проектом) концы футляров заделываются для предотвращения попадания внутрь футляра земли и вертикальной осадки грунта. При установке контрольных трубок или вытяжных свечей конструкция заделки концов футляров, кроме того, должна обеспечивать выход газа при его утечке из газопровода через эти трубки и предотвращать просачивание газа в окружающий грунт. Для этой

цели концы футляра *должны иметь уплотнение (манжету) из ...водонепроницаемого эластичного материала (пенополимерные материалы, пенополиуретан, битум, термоусадочные пленки, просмоленная пакля или прядь и т.д.*[6] *При использовании* битумных мастик их температура не должна превышать 80 °С.

Врезка в футляры контрольных трубок может производиться:

– стальных трубок в стальные футляры – газо- или электросваркой;

– полиэтиленовых труб в стальные футляры – при помощи неразъемных соединений «полиэтилен – сталь», с гладким приварным концом;



а – врезка п.э. трубки в стальной футляр; б – врезка п.э. трубки в футляр из труб ПВХ; в – врезка стальной трубки в полиэтиленовый футляр; г, д, е, ж – врезка п.э. трубки в полиэтиленовый футляр; з – торцевая врезка стальной трубки в полиэтиленовый футляр

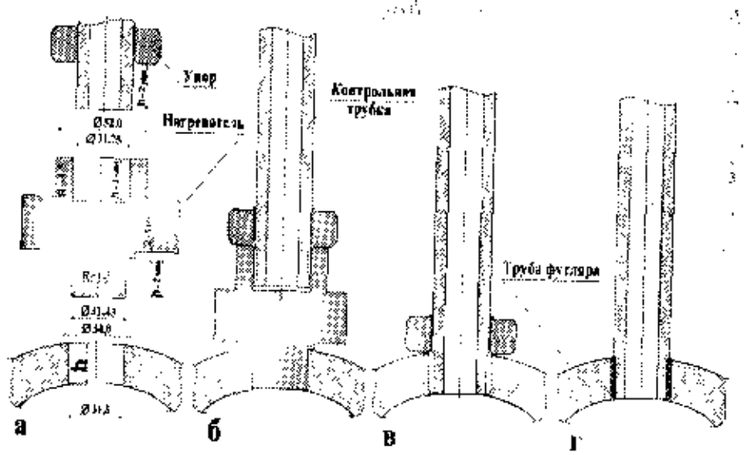
Рисунок 67. Варианты врезки в футляры контрольных трубок

– полиэтиленовых трубок в керамические, поливинилхлоридные или асбестоцементные футляры – при помощи соединения «полиэтилен – металл» с резьбовым концом и гайкой (при этом диаметр футляра должен назначаться с запасом на толщину выступающей гайки). Металлическая часть соединения должна иметь упор под резиновое уплотнение и после монтажа покрываться битумной изоляцией или полимерной лентой в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-89;

– стальных трубок в полиэтиленовые, керамические и асбестоцементные футляры – при помощи резьбовой врезки через опорную плиту с резиновым уплотнением;

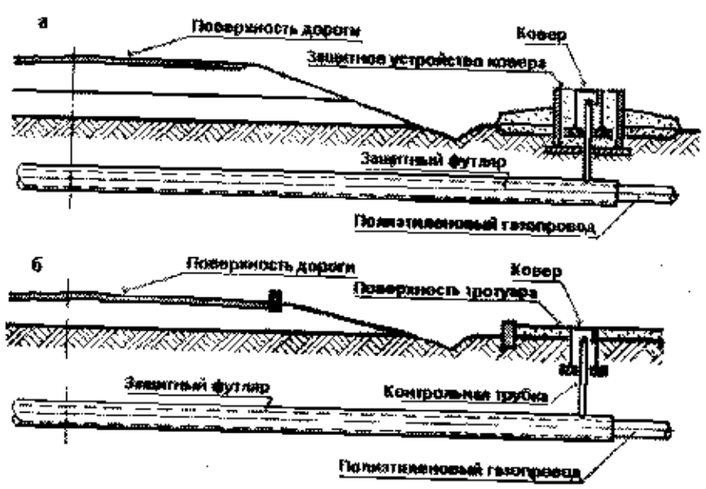
– стальных трубок в полиэтиленовые, керамические и асбестоцементные футляры – при помощи резьбовой врезки через опорную плиту с резиновым уплотнением;

– полиэтиленовых трубок в полиэтиленовые футляры – в торец в межтрубное пространство между трубой газопровода и футляра с уплотнением места врезки пенополимерным материалом.



а – подготовка к сварке; б – оплавление поверхностей; в – приварка контрольной трубки; г – готовое соединение

Рисунок 68. Порядок выполнения сварочных операций при врезке контрольной трубки с использованием раструбной сварки



а – монтаж ковера за пределами поселений;
б – монтаж ковера в пределах поселений

Рисунок 69. Варианты монтажа ковера

При использовании раструбной технологии врезки контрольных трубок из труб ПЭ80 32 x 3,0 мм

SDR 11 температуру нагревательного инструмента принимают равной 220 ± 10 °С, продолжительность нагрева – 10–15 с, время технологической паузы – не более 3 с, время охлаждения – 2–3 минуты. Нагреватель должен иметь антиадгезионное покрытие на основе фторопласта.

Некоторые варианты врезки контрольных трубок в металлические и неметаллические футляры показаны на рисунке 67. На рисунке 68 приведен порядок выполнения сварочных операций при врезке контрольной трубки с использованием раструбной сварки. Размеры приведены для нагревательного инструмента из алюминиевого сплава Д16, размер h принимается равным толщине стенки футляра, но не более 22 мм. Одним из наиболее приемлемых решений является торцевая врезка.

Свободные концы контрольных трубок выводятся под защитное устройство – ковер или непосредственно наружу (допускается на футлярах за пределами населенных пунктов). О технологии изготовления полиэтиленовых контрольных трубок и устройстве коверов более подробно рассказано в главе 4.3.

При монтаже для защиты контрольной трубки ковера должна быть предусмотрена его установка на основание, обеспечивающее возвышение крышки ковера над поверхностью земли (рисунок 72).

При установке контрольной трубки под ковером на пересечении с автомобильной дорогой крышка ковера должна возвышаться над поверхностью земли (рисунок 69). Не рекомендуется установка контрольных трубок путем выведения их свободных концов наружу без установки защитного устройства.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Возможно ли использование полиэтиленовых труб для устройства защитных футляров?
1. Возможно при пересечении только с полиэтиленовыми водо- и газопроводами;
2. Рекомендуется предпочтительное использование полиэтиленовых футляров за исключением мест пересечений с теплотрассами;
3. Использование полиэтиленовых труб для защитных футляров не допускается.
Правильный ответ: 2.

Требуется ли установка контрольных трубок на защитных футлярах при пересечении канализационных сетей?
1. Решается проектной организацией исходя из условий прокладки;
2. Установка контрольной трубки не требуется;
3. Установка контрольной трубки обязательна.
Правильный ответ: 3.

4.2. Расчет защитных футляров

Расчет футляров из полиэтиленовых, поливинилхлоридных и других типов пластмассовых труб проводят аналогично расчету полиэтиленовых газопроводов на прочность по условию устойчивости круглой

формы поперечного сечения и по условию обеспечения допустимой величины овализации поперечного сечения трубы.

При этом несущую способность пластмассовых труб по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения для безнапорных трубопроводов, к которым относятся защитные футляры, определяют по формуле: $P_{кр} \geq 2 \cdot (Q / De + P_w)$.

Предельно допустимая величина овализации $[\varepsilon_ф]$ принимается равной для полиэтилена 5,0 %, для ПВХ – 3,5 %.

Нормативную равномерно распределенную нагрузку от транспорта, q_t (кН/м), передаваемую на трубопровод через грунт определяют по рисунку 35 главы 2.5 в зависимости от приведенной глубины заложения трубопровода $H_{пр}$, согласно формуле:

$$H_{пр} = H_o + h_{покр} \cdot \{3\sqrt{Eпокр / Eгр} - 1\},$$

где H_o – глубина заложения футляра от его верха до верха покрытия, м (рисунок 70);

$h_{покр}$ - толщина слоя покрытия (дорожной одежды), м;

$E_{покр}$ – модуль деформации покрытия, принимаемый равным:

– 34 000–35 000 МПа для сборного или монолитного тяжелого железобетона класса не ниже В25 (марка 300);

– 220–240 МПа для асфальтобетона;

– 110–130 МПа – для щебеночных материалов прочностью при сжатии не менее 5,0 кН/см²;

– 40–80 МПа – для гравийных материалов прочностью при сжатии не менее 5,0 кН/см².

При регулярном движении транспорта используют кривые Н-30 или НК-80.

Расчетная нагрузка на трубу футляра от равномерно распределенной нагрузки на поверхности грунта Q_v (дорожной одежды) определяется по формуле:

$$Q_v = \gamma_{vc} \cdot \rho_v \cdot h_{покр} \cdot De \cdot K_н,$$

где γ_v – коэффициент надежности по нагрузке от дорожной одежды, принимаемый по таблице 48;

ρ_v – удельный вес дорожной одежды, кН/м³.

В качестве одной из расчетных вертикальных нагрузок Q_i, действующих на футляр газопровода, учитывают нагрузку от массы трубы газопровода, проходящей сквозь футляр Q_{qq}.

Пример расчета полиэтиленового защитного футляра при пересечении полиэтиленовым газопроводом De 225 SDR 11 автомобильной дороги, имеющей покрытие из асфальтобетона.

Исходные данные

Труба футляра: ПНД (ПЭ80) ГОСТ 18599-2001, De 315 мм SDR 17,6, толщина стенки s = 17,9 мм. Имеющаяся начальная овализация трубы футляра $\varepsilon_ф$ составляет 2,0 %.

Нормативный вес трубы футляра: $q_q = 16{,}7 \cdot 10^{-2}$ кН/м. Нормативный вес трубы газопровода: $q_{qq} = 13{,}2 \cdot 10^{-2}$ кН/м.

Глубина промерзания грунтов $H_п$ = 2,0 м.

Температура наиболее холодной пятидневки ($t_п$) обеспеченностью 0,92 = минус 32 °С.

Температура грунта, при которой выполняется прокладка футляра методом ННБ ($t_{зам}$) = 15 °С.

Глубина заложения футляра от подошвы насыпи до верха трубы: $H_г$ = 1,50 м.

Высота уровня грунтовых вод над верхом трубы футляра H_w = 1,2 м.

Удельный вес воды с учетом растворенных в ней солей ρ_w = 10,2 кН/м³.

Глубина заложения футляра от верха трубы до основания покрытия: $H_к$ = 2,28 м. Из них $H_н$ = 0,78 м – суглинки насыпные с удельным весом ρ_m = 18,0 кН/м³, $H_г$ = 1,50 м – глина с прослойками супеси по 1–3 см с ρ_m = 19,0 кН/м³.

Толщина дорожной одежды: $h_{покр}$ = 0,35 м, ρ_v = 18,5 кН/м³. Покрытие – асфальтобетон толщиной 0,25 м и модулем деформации $E_{покр1}$ = 220 МПа, основание – щебеночные материалы толщиной 0,1 м, модулем деформации $E_{покр2}$ = 110 МПа. Грунт основания: суглинки насыпные и глина с прослойками супеси с $E_{гр}$ = 3,0 МПа.

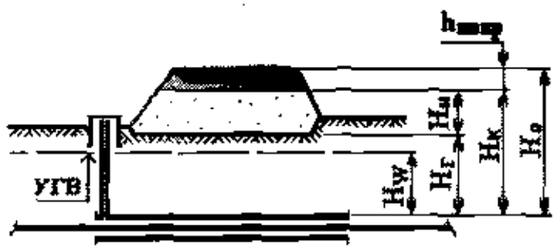


Рисунок 70. Расчетная схема перехода

Прокладка футляра: закрытым способом наклонно-направленного бурения с последующим протаскиванием в скважину трубы футляра. Коэффициент приведения нагрузок β для основания с углом охвата 120° $\Rightarrow \beta_1 = 0{,}45$ и $\beta_2 = 0{,}25$. Диаметр скважины $B = 0{,}35$ м.

Проектный срок эксплуатации: не менее 50 лет.

Подвижные нагрузки на поверхности асфальтобетонного покрытия: регулярное движение автотранспорта, нагрузка НК-80. Другие обозначения см. главу 2.5.

Определение вспомогательных коэффициентов

Минимальная температура эксплуатации ($t_{экс}$) при $H_г = 1{,}50$ м и $H_п = 2{,}0$ м определяется соотношением:

$t_{экс} = -32(2{,}0 - 1{,}5) / 2{,}0 =$ минус 8,0 °С.

Расчетный перепад температур $\Delta t = t_{экс} - t_{зам} = -8{,}0 - 15 = -23$ °С.

Кольцевые напряжения $\sigma_т \leq 1{,}5$ МПа.

Среднее значение модуля ползучести полиэтилена $E_{(te)1}$ при $t_{экс}$ –8,0 °С = 432 МПа.

Среднее значение модуля ползучести полиэтилена $E_{(te)2}$ при $t_{зам}$ 15 °С = 235 МПа.

Среднее значение модуля ползучести полиэтилена $E_{(te)}$ определяется соотношением:

$$E_{(te)} = (E_{(te)1} \cdot t_{экс} + E_{(te)2} \cdot t_{зам}) / \Delta t = (432 \cdot 8{,}0 + 235 \cdot 15) / 23 = 303{,}52 \text{ МПа} \cong 304 \text{ МПа}.$$

Параметр, характеризующий жесткость трубы футляра (Д):

$$Д = \frac{E(te)}{4(1-\mu^2)} \cdot \left(\frac{SDR-1}{2}\right)^{-3} = \frac{304}{4(1-0{,}43^2)} \cdot \left(\frac{17{,}6-1}{2}\right)^{-3} = 0{,}163 \text{ МПа}.$$

$P_{кр1} = 0{,}7 \cdot \sqrt{0{,}163 \cdot 3{,}0} = 0{,}49$ МПа.

$P_{кр2} = 0{,}163 + 0{,}143 \cdot 3{,}0 = 0{,}59$ МПа.

В расчетах принимаем наименьшее значение $P_{кр} = 0{,}49$ МПа.
В качестве $E_{покр}$ принимаем значение

$$E_{покр} = (0{,}25 \cdot 220 + 0{,}1 \cdot 110) / (0{,}25 + 0{,}1) = 188{,}6 \text{ МПа}.$$

Коэффициент вертикального давления грунта $K_{гр}$ по таблице 52 (глава 2.5) при общей глубине заложения футляра $H_о$ ($H_к + h_{покр}$) 2,63 м $\Rightarrow K_{гр} = 0{,}59$.

Коэффициент концентрации давления грунта $K_н$:

$$K_н = 3/2 \cdot (D + 0{,}125E_{гр}) / (D + 0{,}25E_{гр}) = 1{,}5 \cdot (0{,}163 + 0{,}125 \cdot 3{,}0) / (0{,}163 + 0{,}25 \cdot 3{,}0) = 0{,}88.$$

Определение величины расчетных нагрузок

Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта на футляр:

$q^1_m = \rho_m \cdot De \cdot H_н = 18{,}0 \cdot 0{,}315 \cdot 0{,}78 = 4{,}42$ кН/м (для суглинков).

$q^2_m = \rho_m \cdot De \cdot H_г = 19{,}0 \cdot 0{,}315 \cdot 1{,}50 = 8{,}98$ кН/м (для глин).

$q_m = q^1_m + q^2_m = 4{,}42 + 8{,}98 = 13{,}4$ кН/м.

Расчетная нагрузка на единицу длины футляра от давления грунта:

$$Q_m = \gamma_m \cdot q_m \frac{B}{De} K_{гр} = 1{,}2 \cdot 13{,}4 \cdot (0{,}35 / 0{,}315) \cdot 0{,}59 = 10{,}54 \text{ кН/м}.$$

Расчетная нагрузка от собственного веса футляра:

$Q_q = \gamma_q \cdot q_q = 1{,}1 \cdot 16{,}7 \cdot 10^{-2} = 18{,}37 \cdot 10^{-2}$ кН/м.

Расчетная нагрузка от массы трубы газопровода Q_{qq}:

$Q_{qq} = \gamma_q \cdot q_{qq} = 1{,}1 \cdot 13{,}2 \cdot 10^{-2} = 14{,}52 \cdot 10^{-2}$ кН/м.

Нормативная равномерно распределенная нагрузка от выталкивающей силы грунтовых вод (q_w):

$q_w = \rho_w \cdot \pi \cdot De^2 / 4 = 10{,}2 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}315^2 / 4 = 0{,}79$ кН/м.

Расчетная нагрузка на трубу футляра от выталкивающей силы грунтовых вод:

$Q_w = \gamma_w \cdot q_w = 1{,}0 \cdot 0{,}79 = 0{,}79$ кН/м.

Нормативная нагрузка от равномерно распределенной нагрузки на поверхности грунта (дорожной одежды):

$q_v = \rho_v \cdot h_{покр} \cdot De \cdot K_н = 18{,}5 \cdot 0{,}35 \cdot 0{,}315 \cdot 0{,}88 = 1{,}79$ кН/м.

Расчетная нагрузка от равномерно распределенной нагрузки на поверхности грунта (дорожной одежды) Q_v:

$Q_v = \gamma_v \cdot q_v = 1{,}4 \cdot 1{,}79 = 2{,}51$ кН/м.

Нормативная нагрузка от транспорта определяется из наибольшего значения нагрузок от колонн автомобилей НК-80 в зависимости от приведенной глубины заложения ($H_{пр}$):

$H_{пр} = H_o + h_{покр} \cdot \{\sqrt[3]{Епокр/Егр} - 1\} =$

$= 2{,}63 + 0{,}35 \cdot \{\sqrt[3]{188{,}6/3} - 1\} = 3{,}67$ м.

В соответствии с рисунком 35 (глава 2.5) нормативная временная нагрузка от транспорта на глубине $H_{пр} = 3{,}67$ м для НК-80 составит: $q_t = 16{,}0$ кН/м².

Расчетная нагрузка на футляр от транспорта:

$Q_t = \gamma_{tg(dk)} \cdot q_t \cdot De = 1{,}4 \cdot 16{,}0 \cdot 0{,}315 = 7{,}06$ кН/м.

Определение полной эквивалентной нагрузки

Полная погонная эквивалентная нагрузка (Q) составит:

$Q = \Sigma \beta_i \cdot Qi = \beta_1 Q_m + \beta_2 Q_q + \beta_2 Q_{qq} + \beta_3 Q_w + \beta_4 Q_v + \beta_5 Q_t =$
$= 0{,}45 \cdot 10{,}54 + 0{,}25 \cdot 18{,}37 \cdot 10^{-2} + 0{,}25 \cdot 14{,}52 \cdot 10^{-2} + 1{,}0 \cdot 0{,}79 +$
$+ 1{,}0 \cdot 2{,}51 + 1{,}0 \cdot 7{,}06 = 15{,}19$ кН/м.

Проверка по условию обеспечения предельно допустимой овализации и устойчивости круглой формы поперечного сечения труб футляра.

Проверка по условию обеспечения предельно допустимой овализации поперечного сечения трубы проводится из условия: $[\acute{\varepsilon}] \le 5{,}0$ %.

Внешнее гидростатическое давление грунтовых вод на газопровод:

$P_w = \gamma_{gv} \cdot \rho_w \cdot H_w = 1{,}0 \cdot 10{,}2 \cdot 1{,}2 = 12{,}24$ кН/м².

$$\varepsilon_ф = \xi \cdot \frac{Q \cdot 10^{-3}}{4ДDe}\left(1 + \frac{0{,}125E_{гр} - P_w \cdot 10^{-3}}{Д + 0{,}012E_{гр}}\right)^{-1} \cdot 100\% =$$

$$= 1{,}2 \cdot \frac{15{,}19 \cdot 10^{-3}}{4 \cdot 0{,}163 \cdot 0{,}315}\left(1 + \frac{0{,}125 \cdot 3{,}0 - 0{,}0122}{0{,}163 + 0{,}012 \cdot 3{,}0}\right)^{-1} \cdot 100\% =$$

$= (0{,}089 / 2{,}824) \cdot 100\ \% = 3{,}2\ \% < 5{,}0\ \%.$

Условие не выполняется, поскольку с учетом первоначальной овализации трубы в 2,0 % суммарное сплющивание трубы газопровода может превысить максимально установленную величину 5,0 %.

Проверка по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы проводится из условия:

$P_{кр} \ge 2{,}0\ (Q / De + P_w).$

$2{,}0 \cdot (Q / De + P_w) = 2{,}0 \cdot (15{,}19 \cdot 10^3 / 0{,}315 + 12{,}4 \cdot 10^3) = 0{,}061 \cdot 10^6$ Па $=$
$= 0{,}061$ МПа.

$P_{кр}$ (= 0,49 МПа) > 0,061 МПа. *Условие выполняется.*

Вывод. Футляр из полиэтиленовых труб по 18599-2001, De 315 мм SDR 17,6, отвечает необходимым требованиям по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения, но не отвечает требованию по условию обеспечения предельно допустимой овализации. Необходимо применение трубы футляра с более толстой стенкой (SDR 13,6).

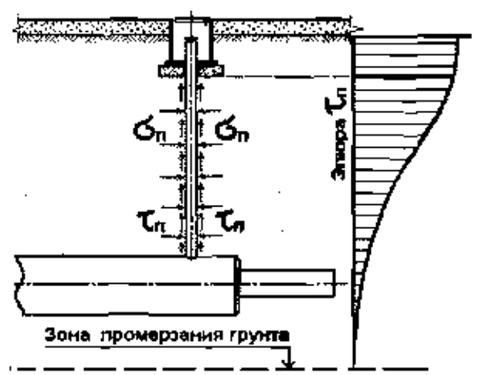
4.3. Монтаж контрольных трубок и вытяжных свечей

Контрольные трубки предназначены для обнаружения утечек газа из подземных газопроводов и обеспечивают возможность контроля за его появлением в футляре. Контрольные трубки устанавливаются на защитных футлярах в местах пересечения газопроводов с автомобильными и железными дорогами, трамвайными путями, коллекторами и

каналами и т.д.), на газопроводах, прокладываемых в особо сложных природных условиях (сейсмичных районах, на подрабатываемых и закарстованных территориях), а также в ряде случаев на реконструируемых участках газопровода.

Нижняя часть трубки приваривается к отверстию на одном из концов футляра, а верхняя выводится на поверхность земли. Если футляр по условиям прокладки имеет уклон, трубка предусматривается не его приподнятом конце. В особых условиях прокладки контрольная трубка врезается в цилиндрический кожух, который укладывается на присыпанный крупным песком на высоту 10–15 см контролируемый участок газопровода. Кожухи могут быть выполнены из патрубков металлических или неметаллических труб диаметром 250–500 мм.

Для защиты контрольных трубок от механических воздействий и атмосферных осадков они должны выводиться под специальные защитные устройства. Наиболее целесообразно использовать в качестве защитных устройств стандартные коверы, устройство которых было приведено в главе 3.2. Для вывода контрольных трубок, как правило, применяют небольшие коверы, диаметром 150 мм.



$\tau_п$ - касательные силы пучения и эпюра их воздействия на поверхность трубки; $\sigma_п$ - нормальные силы пучения

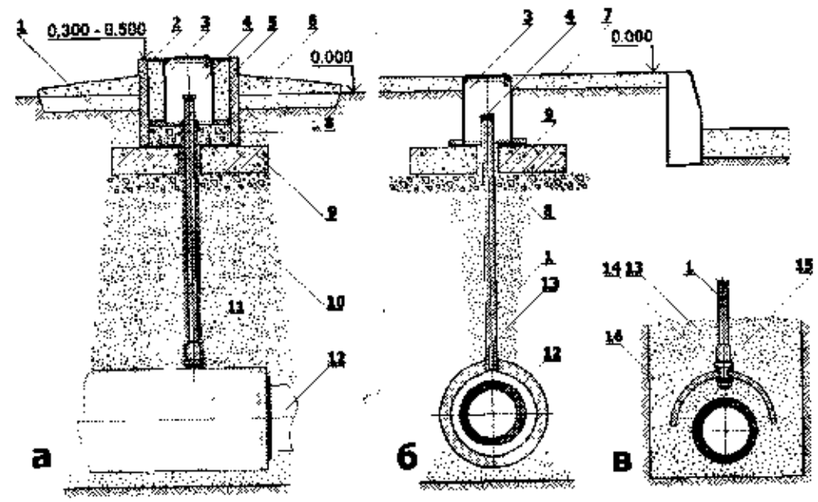
Рисунок 71. Воздействие сил морозного пучения на контрольную трубку

При монтаже ковер устанавливается на опорную подушку из железобетона с таким расчетом, чтобы срез контрольной трубки находился выше его основания на 10–15 см. Конец контрольной трубки закрывается пробкой или крышкой. Опорная подушка устанавливается на песчаное или гравийное основание и должна обеспечивать устойчивость ковера при эксплуатации.

Крышка ковера должна находиться заподлицо с поверхностью асфальтобетонного покрытия проезжей части дороги или тротуара. При расположении ковера вне дорожного покрытия его устанавливают выше поверхности земли на 0,3–0,5 м. В этом случае ковер должен быть защи-

щен специальным ограждением из керамического кирпича или трубных патрубков. *При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг... ковера предусматривают устройство отмостки шириной не менее 0,7 м с уклоном 50 ‰, исключающим проникновение поверхностных вод в грунт близ ковера*[6].

На территории поселений контрольные трубки крайне нежелательно выводить на проезжую часть автодорог, поскольку в этом случае их обследование будет сопряжено с риском для людей. Лучшим вариантом будет являться вывод трубки в сторону от дороги под покрытие тротуаров или в зону зеленых насаждений.



1 – контрольная трубка; 2 – цементная стяжка; 3 – ковер; 4 - пробка; 5 – защитное устройство ковера; 6 – отмостка; 7 – асфальтобетонное покрытие; 8 – гравийная подготовка; 9 – основание; 10 – песчаная засыпка; 11 – слои защитной пленки; 12 – труба газопровода; 13 – грунт обратной засыпки; 14 – резиновое уплотнение; 15 – соединение «полиэтилен – сталь»; 16 – металлический кожух

Рисунок 72. Варианты монтажа контрольной трубки в обычных грунтовых условиях (а), в пучинистых грунтах (б), на кожухе в сейсмичных районах (в)

При строительстве в средне-, сильно- и чрезменопучинистых грунтах контрольную трубку необходимо устанавливать строго вертикально для снижения касательных сил морозного пучения (рисунок 71). Поскольку даже при вертикальном расположении полностью, исключить воздействие на трубки сил морозного пучения невозможно, используют дополнительные конструктивные мероприятия, направленные на проти-

водействие этим силам. К наиболее эффективным мероприятиям, как и при устройстве футляров надземных выходов (см. главу 3.4), относится обертывание трубки несколькими слоями полиэтиленовой пленки толщиной не менее 0,3 мм с последующей засыпкой вокруг нее крупнозернистого песка на всю высоту траншеи до подушки ковера (рисунок 72). При отсутствии защиты контрольных трубок (особенно полиэтиленовых) воздействующие на них силы пучения могут привести к отрыву трубок от футляров, поскольку при смерзании грунта с трубкой величина касательных сил может достигать 17,0 кН/см^2.

Для контрольных трубок могут использоваться стальные трубы по ГОСТ 3262-75, ГОСТ 8731-74, ГОСТ 10704-91 и др. и полиэтиленовые трубы ГОСТ Р 50838-95 и ГОСТ 18599-2003. На неметаллических защитных футлярах и неметаллических кожухах наиболее целесообразно использование полиэтиленовых трубок, обеспечивающих длительный срок службы. Оптимальные диаметры контрольных трубок составляют DN 25 или 32 мм для стальных труб и De 32 или 40 мм для полиэтиленовых.

Врезка полиэтиленовых трубок в защитные футляры или кожухи производится или сваркой или при помощи неразъемного соединения «полиэтилен – металл», которым оснащается один из концов трубки.

Подготовка узлов неразъемных соединений «полиэтилен – металл» для контрольных трубок производится в условиях производственных баз строительных организаций. Изготовление соединений «полиэтилен – металл» производится в следующей последовательности:

– подготовка полиэтиленового патрубка;

– изготовление металлических деталей (оголовка, гайки);

– соединение металлического оголовка с полиэтиленовым патрубком (получение неразъемного соединения «полиэтилен – металл»).

Подготовка полиэтиленового патрубка заключается в отрезке от полиэтиленовой трубы участка нужной длины (определяемой глубиной заложения газопровода и конструкцией защитного ковера с припуском в 0,2 м) и последующей обработке торцов патрубка с целью устранения неровностей, заусенцев и пр. На одном из концов полиэтиленового патрубка острым ножом снимается внутренняя фаска под углом 40–500 на толщину, равную примерно половине толщины стенки трубы.

Металлический оголовок, формующая оправка и, при необходимости, гайка изготавливаются на токарно-винторезном станке в соответствии с размерами, приведенными на рисунке 73. В числителе даны

размеры для труб De 32, в знаменателе – De 40 мм. Для изготовления оголовка и гайки желательно использовать нержавеющие материалы: нержавеющую сталь (типа 12Х18Н10Т ГОСТ 5949-75), латунь (типа Л63, Л59 ГОСТ 15527-70) или бронзу (типа Бр АЖ ГОСТ 18175-78). Длина резьбы определяется толщиной стенки футляра с необходимым припуском на толщину гайки.

Для изготовления оголовка возможно использование конструкционной стали класса не ниже Ст45, при условии выполнения на полученной детали антикоррозионной обработки в соответствии с ГОСТ 9073-77 (химическое оксидирование, покрытие цинком и пр.).

Формующая оправка изготавливается из стали (например ВСт3сп ГОСТ 380-94) или других металлов с обработкой наружной поверхности до полирования с последующей антикоррозионой металлизацией (диффузионным или гальваническим способами).

Соединение металлического оголовка с полиэтиленовым патрубком производится в следующей последовательности:

– конец полиэтиленового патрубка длиной 60–70 мм нагревается в кипящей воде в течение 5–6 минут;

– полиэтиленовый патрубок и оголовок закрепляются в зажимах сборочного приспособления (при этом патрубок зажимается за неразогретую часть, а оголовок – за резьбовую часть через резиновую прокладку);

– внутрь разогретого конца патрубка вводится формующая оправка на длину, ограниченную канавкой оправки;

– оправка выдерживается внутри отформованного раструба в течение 3–4 минут;

– оправка вынимается из отформованного раструба, а на ее место вводится оголовок, предварительно разогретый до температуры 220–230 °С;

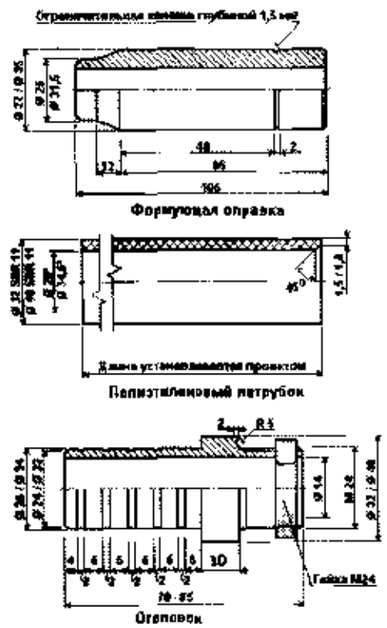


Рисунок 73. Детали для изготовления перехода «полиэтилен – металл»

– полиэтиленовый патрубок и оголовок выдерживаются в зажимах сборочного приспособления до полного остывания полученного неразъемного соединения (до температуры не выше 50 °С);

– полученное соединение освобождается из зажимов и на резьбовой конец накручивается фиксирующая гайка.

Последовательность выполнения работ по изготовлению соединений «полиэтилен – металл» показана на рисунке 74.

Возможно использование других технологий получения соединений «полиэтилен – металл», обеспечивающих надежность и удобство врезки полиэтиленовых контрольных трубок в защитные футляры.

При врезке контрольной трубки в полиэтиленовые футляр или защитный кожух в них сначала просверливается отверстие необходимого диаметра, в которое вставляется резьбовая часть металлического оголовка.

Затем место врезки уплотняют затягиванием резьбового соединения, при этом гайку придерживают рукой или ключом, а трубку вращают до начала врезания буртика металлического оголовка в тело трубы.

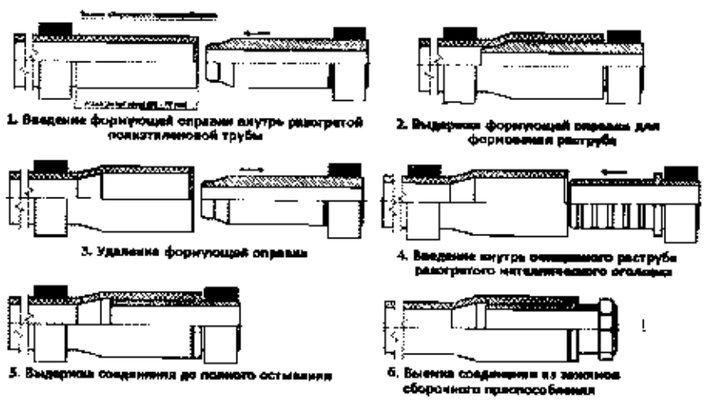


Рисунок 74. Технология сборки соединения «полиэтилен – металл» для контрольных трубок

При врезке контрольной трубки в керамический или асбестоцементный футляры под буртик металлического оголовка подкладывают резиновую уплотнительную прокладку. Трубы для футляров подбирают с таким расчетом, чтобы при протаскивании внутри них труб газопровода они не могли повредиться о выступающую внутрь гайку неразъемного соединения. При врезке стальных трубок в стальные футляры их покрывают противокоррозионной изоляцией.

С целью обеспечения устойчивости ковера к негативному воздействию грунтов следует предусматривать:

– при пучинистых грунтах – выравнивание боковых поверхностей ковера, обмазка их несмерзающейся мастикой, засыпка котлована и устройство подушки под ковер леском (средне- или крупнозернистым);

– при набухающих и просадочных грунтах – устройство водонепроницаемого экрана под ковером, замачивание и уплотнение основания и т.д.

На переходах через железные дороги общей сети в стесненных условиях прокладки на конце защитного футляра устанавливается вытяжная свеча, которая, как и контрольные трубки, служит не только для выявления утечек газа, но и для отбора проб из футляров. Вытяжная схема состоит из отводной трубы, врезаемой в футляр по типу контрольной в горизонтальной плоскости, и непосредственно вытяжкой свечи, установленной вертикально на фундамент или опоры. Вытяжные свечи выполняются из стальных труб. На вытяжной свече устанавливается отключающее устройство, а ниже места его установки предусмотрена врезка штуцера с отключающим устройством. Отбор проб проводится через штуцер.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Какой способ защиты контрольных трубок наиболее предпочтителен?

1. Предпочтительно использование футляра;
2. Предпочтительно использование стандартного ковера;
3. Предпочтителен вывод трубки над землей с загибом конца.

Правильный ответ: 2.

В каких случаях вывод контрольной трубки должен быть строго вертикальным?

1. При использовании для трубок полиэтиленовых труб;
2. При ее монтаже на территории населенных пунктов;
3. При ее монтаже в пучинистых грунтах.

Правильный ответ: 3.

4.4. Переходы через водные преграды

Конструкция подводного перехода и способы его сооружения во многом определяются характером пересекаемой водной преграды. Переходы предпочтительно предусматривать из полиэтиленовых труб, укладываемых как открытым способом (в подводную траншею), так и закрытым способом наклонно-направленного бурения. В отдельных обоснованных случаях могут предусматриваться надводные переходы из стальных труб.

Подводные переходы прокладываются через реки, ручьи, пруды и т.д. К подводным переходам можно условно отнести и участки с высоким уровнем грунтовых вод (выше глубины прокладки газопровода),

поскольку на них также в большинстве случаев требуется установка балластирующих устройств, проведение связанных с этим расчетов устойчивого положения газопровода и специальных мероприятий по способам его прокладки.

Подводные переходы через водные преграды проектируют на основе гидрологических, гидрогеологических и геодезических изысканий, полученных не позднее двух лет перед началом строительства. Если давность изысканий превышает два года, проводятся дополнительные изыскания. Створы перехода через реки необходимо выбирать на плесовых участках пологих берегов, не подверженных эрозии. Створ перехода следует предусматривать, как правило, перпендикулярным динамической оси потока. При наличии на реке мостов расстояния между выступающими конструкциями моста и газопроводами следует назначать пользуясь таблицей 67.

При ширине пересекаемой водной преграды 75 м и более (длина определяется, исходя из горизонта высоких вод 2%-ной обеспеченности) и в некоторых других случаях нормативными документами рекомендуется прокладка двух ниток газопровода. *Диаметр каждой нитки газопровода подбирается из условия обеспечения пропускной способности трубы по 0,75 расчетного расхода газа*[6]. Это требование связано с обеспечением большей надежности при эксплуатации газопровода и возможностью осуществления ремонтных работ на одном из участков без необходимости отключения потребителя от подачи газа. В то же время для полиэтиленовых газопроводов давлением до 0,6 МПа возможна прокладка одной нитки на этих участках в случаях, если предусмотрена закольцовка газопроводов, если потребители могут перейти на другой вид топлива на период ремонта подводного перехода или при строительстве использован метод наклонно-направленного бурения. Для газопроводов давлением свыше 0,6 МПа (трубы ПЭ100 SDR 9) вторую нитку газопровода можно рекомендовать предусматривать независимо от способа прокладки.

Расстояния между двумя нитками рекомендуется принимать не менее 30 м. На участках трассы, не подверженных размыву, возможна прокладка обеих ниток газопровода в одной траншее. При этом допускается принимать расстояние между нитками газопровода менее 30 м, но таким, чтобы при повреждении одного трубопровода не вышел из строя другой, и было оставлено достаточное расстояние между ними с точки зрения обеспечения устойчивости каждой отдельной нитки и удобства проведения ремонтных работ на одной из них (как правило, не менее 0,5 м).

Таблица 67. Расстояния от газопровода до моста по СНиП 42-01-2002*

Водные преграды	Тип моста	Расстояние по горизонтали между газопроводом и мостом, не менее, м, при прокладке газопровода условным диаметром 300 мм и менее			
		выше моста		ниже моста	
		от надводного газопровода	от подводного газопровода	от надводного газопровода	от подводного газопровода
Судоходные замерзающие	Всех типов	75	75	50	50
Судоходные незамерзающие	Всех типов	50	50	50	50
Несудоходные замерзающие	Многопролетные	75	75	50	50
Несудоходные незамерзающие	Многопролетные	20	20	20	20
Несудоходные для газопроводов давлением: низкого среднего и высокого	Одно- и двухпролетные	2 5	20 20	2 5	10 20

Газопроводы на подводных переходах следует прокладывать с заглублением в дно пересекаемых водных преград[3]. Отметка верха газопровода должна быть не менее чем на 0,5 м ниже уровня возможного размыва (разработки) дна, с целью исключения обнажения труб и их повреждения от плавающих предметов. При этом запас глубины заложения газопровода должен компенсировать погрешности, возникающие при определении предполагаемой величины размыва, которая во многом зависит от случайных факторов. Авторами рекомендуется принимать запас не менее 0,1 м. На переходах через судоходные или сплавные реки отметка верха труб газопровода должна быть не менее 1,0 м от уровня возможного размыва дна.

Рекомендуется прокладка подводных газопроводов по кривой упругого изгиба, так как это уменьшает объем земляных и сварочных работ и не требует применения соединительных деталей для выполнения крутоизогнутых поворотов.

Коэффициент запаса прочности труб, укладываемых в подводную траншею, должен составлять не менее 2,5 на переходах до 25 м (при ГВВ 2%-ной обеспеченности) и 2,8 в остальных случаях. *При прокладке газопроводов давлением до 0,6 МПа методом наклонно-направленного бурения во всех случаях могут применяться полиэтиленовые трубы с коэффициентом запаса прочности не менее 2,5*[3]. Для газопроводов давлением свыше 0,6 МПа авторы считают возможным использование

коэффициента запаса прочности С = 2,0 при условии прокладки второй нитки газопровода.

При проектировании подводных переходов выполняются расчеты на прочность и устойчивость газопроводов. Потеря устойчивого положения – наиболее частая причина повреждения трубопроводов. Плотность полиэтилена составляет всего 0,95–0,96 г/см^3, это означает, что полиэтиленовые трубопроводы, даже заполненные внутри водой, будут обладать положительной плавучестью. Неправильный расчет балластировки или неправильное закрепление грузов на трубе приводит к всплытию участков газопроводов (рисунок 75).

Способы балластировки (закрепления) газопровода принимают в зависимости от грунтовых и гидрологических условий. При укладке труб в открытую траншею предусматривают использование:

– утяжелителей из высокоплотных материалов (чугунных, железобетонных);

– утяжелителей в виде плотных оболочек из прочных негниющих полотен (мешки, контейнеры или конверты), заполненные минеральным грунтом, песком или песчано-цементной смесью;

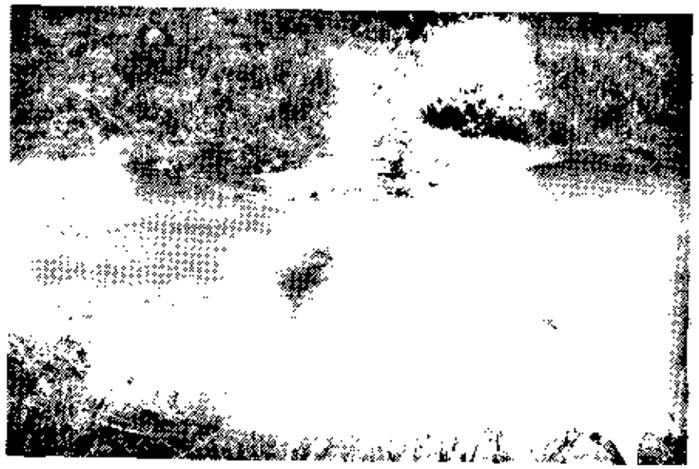


Рисунок 75. Всплытие трубы газопровода на пересечении через ручей

– минерального грунта в сочетании с эластичным синтетическим материалом (покрытием), укладываемых сверху на трубу и применяемых на участках с повышенным уровнем грунтовых вод;

– анкерных устройств, применяемых, в основном, на пересечениях через болота и на участках распространения вечномерзлых грунтов.

Аналогичные мероприятия проводят и при строительстве газопроводов в водонасыщенных грунтах. При отсутствии грунтовых вод в

предполагаемый период строительства допускается не предусматривать установку балластирующих устройств, если пригрузка от грунта обеспечивает проектное положение газопровода при воздействии на него грунтовых вод, появляющихся после засыпки траншеи. Расчеты показывают, что для труб диаметром до 225 мм и SDR 11, проложенных с заглублением не менее 1,0 м до верха трубы, устройства балластировки не требуется при выполнении тщательного уплотнения грунта засыпки.

При наличии напорных вод под основанием газопровода следует проверить водоупорные слои грунта на возможность их прорыва. При возможности прорыва водоупорного слоя предусматривают уменьшение заглубления газопровода с устройством дополнительного обвалования или искусственное водопонижение на период строительства до полной засыпки траншеи.

Конструкцию утяжелителей следует применять такую, которая обеспечивает их устойчивое положение на газопроводе и отсутствие возможности осевого смещения при его монтаже и прокладке через водную преграду. Конструкции балластирующих устройств и способы производства работ должны оказывать на газопровод рассредоточенное и плавное воздействие во избежание появления недопустимой овализации. *При выборе средств для балластировки соблюдают требование, связанное с ограничением предельно допустимого значения овализации труб, – не более 5%*[12].

Необходимая устойчивость подводного газопровода определяется или при отсутствии течения воды, или при воздействии гидродинамического давления на подводный газопровод.

В данной работе будет рассматриваться первый случай, так как в основном переходы, выполняемые с использованием полиэтиленовых труб, устраиваются через небольшие несудоходные водные преграды, где отсутствует быстрое течение воды и волновая нагрузка.

При балластировке утяжелителями расстояния между ними определяются исходя из следующих условий:

– достаточности удерживающей силы пригруза ($Q_{пр}$);

– достаточности несущей способности трубы при заданном шаге пригрузов ($L_{пр}$);

– обеспечении допустимой овализации сечения газопровода, связанном с предельно допустимым уменьшением диаметра трубы по вертикали (не более 5 %);

– обеспечении устойчивости круглой формы поперечного сечения;

– допустимой величины упругого изгиба от действия выталкивающей силы воды (f).

Выполнение первого условия проверяется по формуле, приведенной в различных вариантах в СП 42-103-2003, СНиП 2.05.06-86, другой нормативной и справочной литературе:

$$Q_{пр} = \{ L_{пр} \cdot \rho_b [\gamma_w (q_w + q_{изг}) - q_q]\} / [\gamma_b (\rho_b - \gamma_a \cdot \rho_w)],$$

где $Q_{пр}$ – нагрузка на газопровод от веса утяжелителя, кН;

γ_b – коэффициент надежности по материалу утяжелителя (балластирующего устройства), принимаемый равным γ_b = 0,85 для железобетонных утяжелителей и мешков с минеральным грунтом или цементно-песчаной смесью и γ_b = 0,95 – для чугунных утяжелителей;

ρ_b – удельный вес материала балласта, принимаемый равным для водонасыщенной цементно-песчаной смеси 20,0 кН/м³ (при соотношении 1 : 3), для бетонной смеси с мелким заполнителем – 22,0–23,0 кН/м³, для железобетона – 25,0 кН/м³, для чугуна – 72,0 кН/м³ (при определении удельного веса вес материала принимается с учетом всех внешних воздействий на него: ускорения свободного падения g, давления, влажности, температуры и пр.);

ρ_w – плотность воды с учетом растворенных в ней солей, МПа;

γ_w – коэффициент надежности устойчивого положения газопровода, равный 1,1 (на русловых и прибрежных участках) и 1,05 (на обводненных и пойменных);

q_w – нормативная нагрузка от выталкивающей силы воды, действующей на газопровод, Кн/м;

$q_{изг}$ – нормативная нагрузка от упругого отпора газопровода, Кн/м;

q_q – нормативная нагрузка от собственного веса трубы, Кн/м;

$L_{пр}$ – шаг балластирующих устройств, м, принимаемый на практике равным 3,0–9,0 м в зависимости от диаметра газопровода (De 63–315 мм).

Выполнение второго условия проверяется по формуле:

$$L_{пр} \le D_e \left[\frac{3p}{SDR} \cdot \frac{D_e}{q_w + q_{изг} - q_q} \left(0{,}9MPS - \left| \frac{\mu P(SDR-1)}{2} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \right| - \frac{E_{(te)} \cdot D_e}{2c}\right) \cdot 10^{-3} \right]^{0,5} \cdot 10^3$$

Выполнение третьего и четвертого условий проверяется аналогично расчету газопровода по условию обеспечения допустимой овализации и устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы (см. главу 2.5).

При проведении проверочных расчетов не следует учитывать давление газа, а иногда и температурный перепад, поскольку на момент строительства может отсутствовать и то и другое воздействие. Анализ формул указывает, что в некоторых случаях это приводит к занижению напряжения в стенке труб и к увеличению максимально допустимого пролета между пригрузами. Поэтому при использовании поверочных формул следует выбирать наихудший вариант сочетания нагрузок.

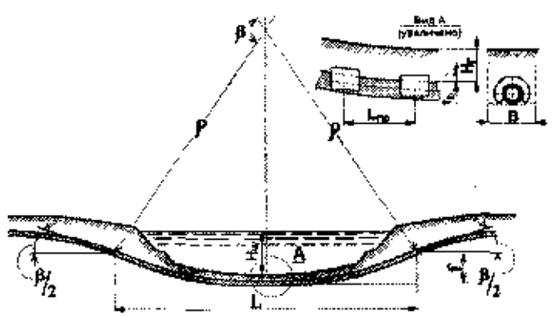


Рисунок 76. Расчетная схема подводного перехода

Выполнение пятого условия проверяется при назначении шага балластирующих устройств. Данное условие предлагается авторами для дополнительного учета высокой пластичности полиэтиленовых труб, из-за которой уложенный в траншею газопровод под действием выталкивающей силы воды может достаточно легко изгибаться в вертикальной плоскости. Если шаг утяжелителей принять слишком большим, вертикальный изгиб труб нарушит необходимую глубину заложения газопровода. В связи с этим предлагается ввести ограничение на изгиб труб в вертикальной плоскости $[f_b] \le$ 0,025 м (2,5 см). Рассматривая забалластированный газопровод как многопролетную балку, выполнение данного условия проверяется по формуле:

$$f_b = (1/384) \cdot (q_w - q_q)\, L_{пр}^4 / E_o I \le [f_b],$$

$$\text{или: } L_{пр} \le \sqrt[4]{384 \cdot E_0 \cdot I \cdot [f_b] / (q_w - q_q)},$$

где f_b – изгиб труб под действием выталкивающей силы воды, м;

$L_{пр}$ – расстояние между балластирующими устройствами, м;

E_o - кратковременный модуль ползучести полиэтилена, МПа;

I - момент инерции трубы, м⁴.

Пример расчета балластировки газопровода из труб De 160 SDR 11, прокладываемого через водную преграду.

Расчетные характеристики

Труба ПЭ80 160 x 14,6 SDR 11 ГАЗ ГОСТ Р 50838-95. Начальная овализация $\varepsilon_\varphi = 0{,}5$ %.

Момент инерции трубы: $I = 0{,}0000178$ м^4 (см. таблицу 64).

Масса трубы $q_q = 6{,}70 \cdot 10^{-2}$ кН/м.

Коэффициент температурного расширения полиэтилена $\alpha = 2{,}2 \cdot 10^{-4}$ (°C)$^{-1}$.

Давление в газопроводе $P_{max} = 0{,}6$ МПа.

Прокладка газопровода открытым способом. Грунт основания под трубу газопровода – песок мелкий с $E_{гр}$=3,0 МПа и ρ_m=18,5 кН/м^3.

Коэффициенты приведения нагрузок β для плоского основания ⇒ $\beta_1 = 0{,}75$, $\beta_2 = 0{,}75$ и $\beta_3 = 0{,}75$. $\beta_4 - \beta_5 = 1{,}00$. Ширина траншеи по верху трубы B = 0,9 м. Глубина заложения газопровода до верха трубы: $H_г = 1{,}05$ м. Глубина промерзания грунта (на береговых участках трассы) $H_п = 1{,}6$ м. Высота столба воды $H_w = 2{,}0$ м.

Коэффициент Пуассона: $\mu = 0{,}43$.

Угол поворота оси газопровода: $\beta^0 = 10^0$.

Радиус упругого изгиба оси трубопровода: $\rho = 450$ м.

Удельный вес воды: $\rho_w = 10{,}1$ кН/м^3.

Коэффициент надежности по устойчивости положения трубопровода против всплытия, для переходов через русла рек: $\gamma_w = 1{,}1$. Значение других коэффициентов надежности приняты по таблице 48 главы 2.5.

Температура наиболее холодной пятидневки ($t_п$) обеспеченностью 0,92 = минус 27 °C.

Температура замыкания расчетной схемы газопровода ($t_{зам}$) = 15 °C.

Балластирующие устройства – мешки или конверты, наполненные цементно-песчаной смесью в соотношении 1 : 3 с нормативным удельным весом в водонасыщенном состоянии $\rho_b = 20{,}0$ кН/м^3. Укладка балластирующих мешков-контейнеров – вручную.

Определение вспомогательных коэффициентов

Минимальная температура трубы при эксплуатации ($t_{экс}$) при $H_г = 1{,}05$ м и $H_п = 1{,}6$ м определяется соотношением:

$$t_{экс} = -27 \cdot (1{,}6 - 1{,}05) / 1{,}6 = \text{минус } 9{,}0\ ^\circ\text{C}.$$

Расчетный перепад температур (отрицательный) $\Delta t = t_{экс} - t_{зам} = -9{,}0 - 15{,}0 = -24{,}0$ °C.

Среднее значение модуля ползучести полиэтилена (по таблице 49, глава 2.5) $E_{(tc)1}$ при $t_{экс}$ – 9,0 °C (на участке от 0 до – 9,0 °C) = 323,5 МПа.

Среднее значение модуля ползучести полиэтилена $E_{(tc)2}$ при $t_{зам}$ 15 °C (на участке от 0 до 15 °C) = 242,5 МПа.

Среднее значение модуля ползучести полиэтилена $E_{(te)}$ определяется соотношением:

$$E_{(te)} = (E_{(te)1} \cdot t_{экс} + E_{(te)2} \cdot t_{зам}) / \Delta t = (323{,}5 \cdot 9{,}0 + 242{,}5 \cdot 15) / 24{,}0 = 272{,}88 \text{ МПа} \cong 273 \text{ МПа}.$$

Кратковременный модуль ползучести полиэтилена, используемый при определении отпора от упругого изгиба, $E_o = 800$ МПа (см. табл. 64).

Кольцевые напряжения:

$$\sigma_т = \gamma_p \cdot P \cdot (SDR - 1) / 2 = 1{,}0 \cdot 0{,}6 \cdot (11 - 1) / 2 = 3{,}0 \text{ МПа}.$$

Нормативная нагрузка от выталкивающей силы воды, действующей на газопровод:

$$q_w = \pi \cdot D_e^{\,2} \cdot \rho_w / 4 = 3{,}14 \cdot 0{,}16^2 \cdot 10{,}1 / 4 = 0{,}203 \text{ кН/м}.$$

Нормативная равномерно распределенная нагрузка от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода:

$$q_{изг} = 32 \cdot E_o \cdot I/9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3 = 32 \cdot 800 \cdot 0{,}0000178 \cdot (10^3) / 9 \cdot 0{,}1744^2 \cdot 450^3 = 0{,}00002 \text{ кН/м, где } \beta_{(рад)} = \pi \cdot \beta^0 / 180 = 3{,}14 \cdot 10 / 180 = 0{,}1744 \text{ рад}.$$

Полученной величиной нагрузки от упругого изгиба можно пренебречь, как сверхмалой величиной, не оказывающей практического влияния на интенсивность балластировки.

Проведение расчета

Определяем максимальный пролет между балластирующими устройствами исходя из достаточности несущей способности трубы:

$$L_{пр} \le D_e\left[\frac{3\pi}{SDR}\cdot\frac{D_e}{q_w-q_q}(0{,}9MPS-\left|\frac{\mu P(SDR-1)}{2}-\alpha\cdot E\cdot\Delta t\right|-\right.$$

$$\left.-\frac{E_{(te)}\cdot D_e}{2\rho})\cdot 10^{-3}\right]^{0,5}\cdot 10^3 = 0{,}16\cdot[\frac{3\cdot 3{,}14}{11}\cdot\frac{0{,}16}{0{,}203-0{,}067}\cdot\{0{,}9\cdot 8{,}0-$$

$$-\left|\frac{0{,}43\cdot 0{,}6(11-1)}{2}+2{,}2\cdot 10^{-4}\cdot 273\cdot 24\right|-\frac{273\cdot 0{,}16}{2\cdot 450}\}\cdot 10^{-3}]^{0,5}\cdot 10^3 = 10{,}5 \text{ м}$$

Определяем величину упругого изгиба труб под воздействием выталкивающей силы воды (конструктивно принимаем пролет между осями пригрузов $L_{пр}$ = 2,0 м):

$$f_b = (1/384)\cdot(q_w - q_q)\,L_{пр}^4 / E_o\cdot I \le [f_b] =$$
$$= 0{,}0026\cdot(0{,}203 - 6{,}70\cdot 10^{-2})\cdot 2{,}0^4 / 800\cdot 0{,}0000178\,(\cdot 10^3) = 0{,}0004 < 0{,}025.$$

Условие выполняется.

Максимальный шаг балластирующих устройств:

$$L_{пр} \le \sqrt[4]{384\cdot E_0\cdot I\cdot[f_b]/(q_w-q_q)} =$$

$$= \sqrt[4]{384\cdot 800\cdot 0{,}0000178\cdot 10^3\cdot[0{,}025]/(0{,}203-6{,}7\cdot 10^{-2})} = 5{,}63 \text{ м}.$$

Окончательно принимаем шаг балластирующих устройств $L_{пр}$ = 2,0 м исходя из размеров и массы укладываемых вручную балластирующих мешков-контейнеров.

Вес одного балластирующего устройства на воздухе должен составлять:

$$Q_{пр} = \{L_{пр}\cdot\rho_b\,[\gamma_w\cdot q_w - q_q]\} / [\gamma_b\,(\rho_b - \gamma_a\cdot\rho_w)] =$$

$$= \frac{2\cdot 20{,}0\cdot[1{,}1\cdot 0{,}203 - 0{,}067)]}{0{,}85\cdot(21{,}0-1{,}1\cdot 10{,}4)} = \frac{6{,}25}{7{,}56} = 0{,}83 \text{ кН (83 кг)}$$

Принимаем балластирующие мешки-контейнеры массой в водонасыщенном состоянии (m_b^v) 0,83 кН (83 кг) каждый, объемом $V_b = m_b^v / \rho_b$ = 0,83/20,0 = 0,042 м³. Размеры мешка принимаем из расчета, что его полезный объем ($V_м = \iota_b\cdot h_b^2 / 2\pi$), составляющий 50 % от полного объема,

должен быть равен не менее V_b. Принимаем мешки по ГОСТ 30090-93 с размерами: длина ι_b = 1,12 м, ширина h_b = 0,74 м и $V_м$ = 0,1 м³. Толщину заполненного мешка (t_b) можно принимать равной $t_b = h_b / 4 \cong 0{,}2$ м.

При использовании мешков-контейнеров из водопроницаемой ткани массу засыпаемой сухой смеси (m_b^c) принимаем равной:

$$m_b^c = m_b^v - (\rho_w\cdot V_b\cdot e/2) = 0{,}84 - (10{,}1\cdot 0{,}0042\cdot 0{,}38/2) =$$
$$= 0{,}75 \text{ кН (75 кг)},$$

где e – коэффициент пористости, принимаемый для цементно-песчаной смеси e = 0,37–0,38.

Проверка прочности и деформативности газопровода

Проверка по продольным осевым напряжениям от внутреннего давления:

$$\sigma_{пр}F = \sigma_r\cdot\mu\cdot\gamma_p \le 0{,}4\,MRS\cdot\gamma_п \Rightarrow 3{,}0\cdot 0{,}43\cdot 1{,}0 \le 0{,}4\cdot 8{,}0\cdot 0{,}95 =$$
$$= 1{,}29 \text{ МПа} < 3{,}04 \text{ МПа}.$$

Условие выполняется.

Проверка по продольным осевым напряжениям от действия нагрузок силового и деформационного воздействий:

– проверка по продольным осевым напряжениям от совместного воздействия силового и деформационного нагружений:

$$\sigma_{пр}NS = \left|\sigma_r\cdot\mu\cdot\gamma_p - \alpha\cdot E_{(te)}\cdot\Delta t\cdot\gamma_t\right| \le 0{,}5\,MRS\cdot\gamma_п \Rightarrow \left|3{,}0\cdot 0{,}43\cdot 1{,}0 +\right.$$
$$\left.+ 2{,}2\cdot 10^{-4}\cdot 273\cdot 24\cdot 1{,}0\right| \le 0{,}5\cdot 8{,}0\cdot 0{,}95 = 2{,}73 \text{ МПа} < 3{,}80 \text{ МПа}.$$

Условие выполняется.

– проверка по продольным фибровым напряжениям от совместного действия нагрузок силового и деформационного воздействий:

$$\sigma_{пр}S = \left|\sigma_r\cdot\mu - \alpha\cdot E_{(te)}\cdot\Delta t\cdot\gamma_t\right| + E_{(te)}\cdot D_e / 2\cdot\rho\cdot\gamma_i \le 0{,}9\,MRS \Rightarrow$$
$$\Rightarrow 3{,}0\cdot 0{,}43 + 2{,}2\cdot 10^{-4}\cdot 273\cdot 24\cdot 1{,}0 + 273\cdot 0{,}16 / 2\cdot 450\cdot 1{,}0 =$$
$$= 2{,}78 \text{ МПа} < 7{,}2 \text{ МПа}.$$

Условие выполняется.

Проверка обеспечения допустимой овализации поперечного сечения газопровода и устойчивости круглой формы поперечного сечения проводится аналогично примеру, приведенному в главе 2.5, где в качестве одних из составляющих эквивалентной нагрузки Q_i вводятся масса пригруза и давление столба воды над газопроводом.

Определение величины расчетных нагрузок

Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления грунта на газопровод:

$$q_{m1} = \rho_m \cdot (De + 2t_b) \cdot (H_r - t_b) = 18{,}5 \cdot (0{,}16 + 2 \cdot 0{,}2) \cdot (1{,}05 - 0{,}2) = 8{,}81 \text{ кН/м}.$$

Коэффициент вертикального давления грунта $K_{гр}$ по таблице 52 при расположении верха балластирующего устройства на глубине

$$H_r - t_b = 1{,}05 - 0{,}2 = 0{,}85 \text{ м} \Rightarrow K_{гр} = 0{,}77.$$

Расчетная вертикальная нагрузка на единицу длины трубопровода от давления грунта:

$$Q_{m1} = \gamma_{m1} \cdot q_m \frac{B}{De + 2t_b} K_{гр} = 1{,}2 \cdot 8{,}81 \frac{0{,}9}{0{,}16 + 2 \cdot 0{,}2} 0{,}77 = 13{,}08 \text{ кН/м}.$$

Расчетная нагрузка от собственного веса трубы газопровода:

$$Q_q = \gamma_q \cdot q_q = 1{,}0 \cdot 6{,}67 \cdot 10^{-2} = 6{,}67 \cdot 10^{-2} \text{ кН/м}.$$

Нормативная равномерно распределенная нагрузка от выталкивающей силы воды на газопровод (q_w):

$$q_w = \rho_w \cdot \pi \cdot De^2 / 4 = 10{,}1 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}16^2 / 4 = 0{,}20 \text{ кН/м}.$$

Расчетная нагрузка на трубу газопровода от выталкивающей силы воды на газопровод:

$$Q_w = \gamma_w \cdot q_w = 1{,}0 \cdot 0{,}20 = 0{,}20 \text{ кН/м}.$$

Нормативная равномерно распределенная нагрузка от давления балластирующего устройства на газопровод с учетом взвешивающего действия воды:

$$q_b = V_м \cdot (\rho_b - \rho_w) / h_b = 0{,}04 \cdot (20{,}0 - 10{,}1) / 0{,}74 = 0{,}54 \text{ кН/м}.$$

Расчетная нагрузка на трубу газопровода от давления балластирующего пригруза:

$$Q_b = q_b / \gamma_b = 0{,}54/0{,}85 = 0{,}64 \text{ кН/м}.$$

Нормативная нагрузка от давления столба воды над поверхностью дна водной преграды (q_{m2}):

$$q_{m2} = \rho_w \cdot H_w \cdot (De + 2\,t_b) = 10{,}1 \cdot 2{,}0 \cdot (0{,}16 + 2 \cdot 0{,}2) = 11{,}31 \text{ кН/м}.$$

Расчетная нагрузка на трубу газопровода от давления столба воды:

$$Q_{m2} = q_{m2} \cdot \gamma_w = 1{,}0 \cdot 11{,}31 = 11{,}31 \text{ кН/м}.$$

Параметр, характеризующий жесткость трубопровода (Д):

$$Д = \frac{E_{(te)}}{4(1-\mu^2)} \cdot \left(\frac{SDR-1}{2}\right)^{-3} = \frac{273}{4(1-0{,}43^2)} \cdot \left(\frac{11-1}{2}\right)^{-3} = 0{,}67 \text{ МПа}.$$

Коэффициент концентрации давления грунта $K_н$:

$$K_н = 3/2 \cdot (Д + 0{,}125E_{гр}) / (Д + 0{,}25E_{гр}) = 1{,}5 \cdot (0{,}67 + 0{,}125 \cdot 3{,}0) / (0{,}67 + 0{,}25 \cdot 3{,}0) = 1{,}1.$$

Определение полной эквивалентной нагрузки.

Полная погонная эквивалентная нагрузка (Q) составит:

$$Q = \Sigma\beta_i \cdot Qi = \beta_1 Q_{m1} \cdot \beta_2 Q_q + \beta_3 Q_b + \beta_4 Q_w + \beta_5 Q_{m2} = 0{,}75 \cdot 13{,}08 + 0{,}75 \cdot 6{,}67 \cdot 10^{-2} + 0{,}75 \cdot 0{,}64 + 1{,}0 \cdot 0{,}20 + 1{,}0 \cdot 11{,}31 = 21{,}85 \text{ кН/м}.$$

Проверка по условию обеспечения предельно допустимой овализации и устойчивости круглой формы поперечного сечения труб газопровода

Проверка по условию обеспечения предельно допустимой овализации поперечного сечения трубы проводится из условия: $[\acute{\varepsilon}] \le 5{,}0$ %.

Расчетное внешнее гидростатическое давление грунтовых вод на газопровод:

$$P_w = \gamma_{gv} \cdot \rho_w \cdot (H_r - t_b) = 1{,}0 \cdot 10{,}1 \cdot (1{,}05 - 0{,}2) = 8{,}59 \text{ кН/м}^2.$$

$$\varepsilon_\varphi = \xi \cdot \frac{Q \cdot 10^{-3}}{4ДDe}\left(1 + \frac{0{,}125E_{гр} - P_w \cdot 10^{-3}}{Д + 0{,}012E_{гр}}\right)^{-1} \cdot 100\,\% =$$

$$= 1{,}3 \cdot \frac{21{,}85 \cdot 10^{-3}}{4 \cdot 0{,}67 \cdot 0{,}16}\left(1 + \frac{0{,}125 \cdot 3{,}0 - 0{,}0086}{0{,}67 + 0{,}012 \cdot 3{,}0}\right)^{-1} \cdot 100\,\%$$

$$= (0{,}066 / 1{,}519) \cdot 100\,\% = 4{,}3\,\% < 5{,}0\,\%.$$

Условие выполняется, поскольку с учетом первоначальной овализации трубы в 0,5 % суммарное сплющивание трубы газопровода не превысит максимально установленной величины 5,0 %.

Проверка по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы проводится из условия:

$$P_{кр} \ge 1{,}7 \cdot (Q / De + P_w).$$

$$P_{кр1} = 0{,}7 \cdot \sqrt{0{,}67 \cdot 3{,}0} = 0{,}99 \text{ МПа}. \quad P_{кр2} = 0{,}67 + 0{,}143 \cdot 3{,}0 = 1{,}10 \text{ МПа}.$$

В расчетах принимаем наименьшее значение $P_{кр} = 0{,}99$ МПа.

$$P_{кр} = 1{,}7 \cdot (Q / De + P_w) = 1{,}7 \cdot (21{,}85 \cdot 10^3 / 0{,}16 + 8{,}59 \cdot 10^3) =$$
$$= 0{,}25 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0{,}25 \text{ МПа}.$$

$P_{кр}$ (= 0,99 МПа) > 0,25 МПа. Условие выполняется.

Вывод. Газопровод из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 50838-95 ПЭ80 160 × 14,6 мм SDR 11 при его балластировке с интенсивностью 0,415 кН/м соответствует необходимым требованиям по условию прочности.

Балластирующие мешки-контейнеры изготавливаются в условиях заготовительных мастерских или непосредственно на месте производства работ с контролем массы каждого мешка-контейнера. Для оболочки мешка-контейнера возможно использование стандартных технических мешков (например, по ГОСТ 30090-93 с размерами 46 × 80 или 74 × 112 см) из химических нитей или хлопчатобумажной пряжи. Степень заполнения мешка не должна превышать 50 % его максимальной вместимости. После засыпки в мешок подготовленной цементно-песчаной смеси горловины мешков перевязывают.

В таблице 68 в качестве примера приведена величина балластировки для некоторых наиболее ходовых типоразмеров труб при использовании в качестве утяжелителей мешков с цементно-песчаной смесью и $\rho_w = 10{,}1$ кН/м³. Конструкция утяжелителей и их монтаж должны исключать возможность сброса утяжелителей при возможных подвижках трубопровода под действием выталкивающей силы воды.

Подводные траншеи под трубопровод разрабатываются землечерпательными снарядами, землесосами, скреперными установками, экскаваторами различных конструкций (работающих с плавучих средств или непосредственно с берегов пересекаемой преграды) (рисунок 77), гидромониторными установками (предназначенными для заглубления предварительно уложенных на дно трубопроводов) или взрывными способами. Разработка подводных траншей является наиболее сложной операцией с точки зрения затрат труда и времени, по сравнению с другими технологическими операциями по сооружению подводных переходов.

Таблица 68. Рачетная величина балластировки полиэтиленовых труб

Типоразмер труб	Масса труб, кН/м	Площадь поперечного сечения, м²	Подъемная сила, кН/м (с учетом веса трубы)	Необходимая величина пригрузки, кН/м	Интенсивность балластировки на 1 п.м.*, кН (кг), (при ρ_b = 20,0 кН/м³)	Шаг пригрузов максимальный (в свету), м
63 SDR11	0,0105	0,0031	0,021	0,023	0,064 (6,4)	3,6
90 SDR11	0,0212	0,0064	0,043	0,048	0,132 (13,2)	4,2
110 SDR11	0,0314	0,0095	0,065	0,071	0,200 (20,0)	4,7
125 SDR11	0,0408	0,0123	0,083	0,092	0,250 (25,0)	5,0
140 SDR11	0,0508	0,0154	0,105	0,115	0,320 (32,0)	5,3
160 SDR11	0,0670	0,0201	0,136	0,150	0,415 (41,5)	5,6
200 SDR11	0,1040	0,0314	0,213	0,234	0,648 (64,8)	6,3
225 SDR11	0,1320	0,0397	0,269	0,296	0,820 (82,0)	6,7
250 SDR11	0,1620	0,0491	0,334	0,367	1,010 (101,0)	6,9
315 SDR11	0,2570	0,0779	0,530	0,583	1,610 (161,0)	7,9

* Примечание. При засыпке сухой смеси в водопроницаемые мешки-контейнеры ее вес можно рекомендовать принимать с учетом пористости материала $m_b^c = m_b^v - (\rho_w \cdot V_b \cdot e/2)$.

Основными способами укладки труб в подводную траншею являются укладка с буксировкой подготовленной плети, укладка опусканием трубопровода с опор (стационарных и плавучих) и укладка с плавучих средств способом последовательного наращивания плети. Возможны иные способы, обеспечивающие сохранность трубопроводов и их проектное положение.

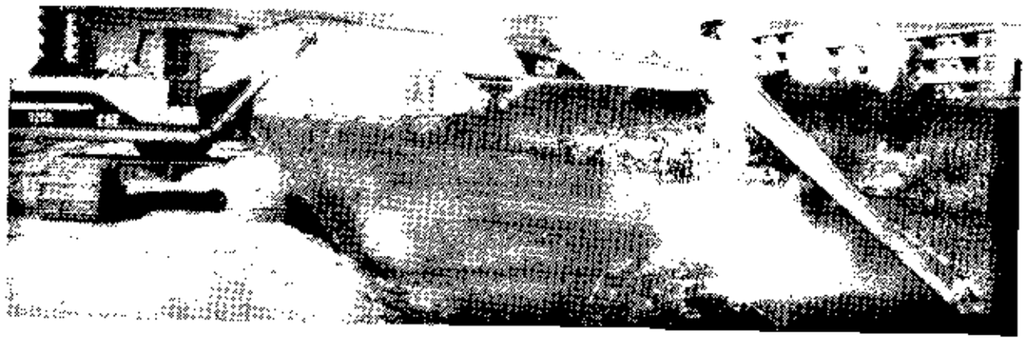


Рисунок 77. Дноуглубительные работы при помощи экскаватора

Сезонное затопление речных берегов вызывает ряд отрицательных процессов, связанных с размывом и переработкой береговой линии. Для обеспечения нормальной эксплуатации при открытом способе прокладки проектом следует предусматривать мероприятия, обеспечивающие стабильность проектного положения газопровода, целостность труб и засыпки траншеи. В качестве таких мероприятий рекомендуется выполнять: укрепление траншеи по дну реки каменной наброской или бетонными плитами, уплотнение грунта засыпки, использование для засыпки связных грунтов, увеличение глубины укладки газопровода и обеспечение контроля за трассой в процессе строительства и эксплуатации газопровода. На участках трассы, проходящей по берегам, рекомендуется срезка нависающих масс грунта, оползывание крутых склонов, одернование, устройство водоотводных траншей, водоупорных дамб, а также укрепление откосов каменной наброской, бетонными плитами, забивкой шпунта и другими мероприятиями. Выбор всех защитных мероприятий следует производить на основании технико-экономического сравнения различных вариантов.

При пересечении водных преград наиболее эффективно показали себя бестраншейные технологии, к которым, в первую очередь, относится управляемое горизонтальное направленное бурение (ГНБ).

Внедрение технологий направленного бурения, которые широко стали применяться в мировой практике с 1990-х гг., по сути, сформировали новую отрасль строительства и позволили в корне изменить подход к проблеме пересечения всевозможных преград. Это новая технология конкурирует с традиционными бестраншейными методами продавливания, неуправляемого бурения и виброударной проходки. Но если традиционные технологии позволяют сформировать скважину длиной только до 50 м, с помощью управляемого бурения возможно пересекать преграды шириной до 600 м и более.

Принцип технологии направленного бурения состоит в бурении пилотной скважины относительно небольшого диаметра с последующим ее расширением до требуемого размера и протаскивании в полученный канал полиэтиленового трубопровода. Установки ГНБ позволяют бурить скважины любой заданной конфигурации с кривизной как в горизонтальной, так и в вертикальной плоскости. Глубина скважины при пересечении водных преград должна назначаться на 2,0 м ниже прогнозируемого профиля дна. *Газопроводы, проложенные бестраншейными методами, балластировке и закреплению не подлежат*[12].

Бурение пилотной скважины – особо ответственный этап работ в бестраншейной прокладке сетей, от которого во многом зависит конечный результат. Оно осуществляется при помощи породоразрушающего инструмента – буровой головки из высокопрочной стали, соединенной с гибкими буровыми штангами. Буровая головка имеет в передней части скос, что позволяет менять траекторию бурения и обходить выявленные препятствия в любом направлении в пределах естественного изгиба буровых штанг (до 33 м при диаметре штанг 89 мм, 51 м – при диаметре 114 мм). При вращении буровой головки с одновременным ее вдавливанием в грунт формируется прямолинейная пилотная скважина, тогда как вдавливание без вращения, отклоняет буровую головку в сторону, противоположную имеющемуся скосу. Поочередно поворачивая буровую головку в ту или иную сторону и перемежая процесс вдавливания с процессом вращения, добиваются формирования подземного канала требуемого профиля. По мере проходки пилотной скважины производят поочередную стыковку буровых штанг друг с другом.

Буровая головка оснащена форсунками, через которые осуществляется подача специального бурового раствора, который под давлением закачивается в скважину. Применение бурового раствора является обязательным условием бурения. Буровой раствор уменьшает трение на

буровой головке и штанге, предохраняет скважину от обрушения, охлаждает буровую головку, способствует разрушению грунта, защищает протягиваемые полиэтиленовые трубы от повреждения. Буровой раствор – это смесь воды и специальных добавок, соотношение и концентрация которых определяется в соответствии с типом грунта и условиями бурения. Основными ингредиентами раствора являются специальные глины – бентониты и полимеры. Кроме этого используются добавки для улучшения химического состава воды, предотвращения налипания грунта на буровой инструмент и штанги.

При бурении пилотной скважины осуществляется постоянный локационный контроль за положением буровой головки, что позволяет управлять траекторией ее движения в массиве грунта. Это достигается тем, что в буровую штангу около самого бура вмонтирован радиопередатчик, сигнал которого постоянно передает на поверхность информацию о глубине расположения буровой головки, угле ее поворота и другие параметры, необходимые для отслеживания местонахождения буровой головки. Сигнал улавливается на поверхности переносимым приемником, который обрабатывает и отображает полученную информацию на своем дисплее. Также эта информация отображается на дисплее оператора буровой установки.

Глубина, с которой может улавливаться сигнал, – до 25 м. Эти данные являются определяющими для контроля соответствия траектории пилотной скважины проектной и минимизируют риск повреждения смежных коммуникаций. При отклонении буровой головки от проектной траектории оператор останавливает вращение буровых штанг и устанавливает буровую головку с нужным углом поворота. Затем осуществляется вдавливание буровых штанг с целью коррекции траектории бурения. Точность системы электронного наведения такова, что опытный оператор в состоянии пробурить скважину до 500 м и вывести буровую головку на поверхность в установленной точке с точностью ± 150 мм. С выходом буровой головки в заданной проектом точке строительство пилотной скважины завершается.

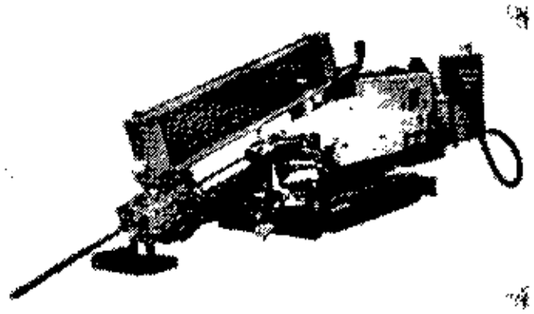


Рисунок 78. Установка горизонтально-направленного бурения фирмы «Tracto-Technik» типа «Грундодрилл 7Х»

После выхода буровой головки на поверхность ее заменяют на конусный расширитель, который протаскивают по пилотной скважине в обратную сторону. С приложением тягового усилия и одновременного вращения расширитель проходит в направлении буровой установки, расширяя пилотную скважину до необходимого для протаскивания трубопровода диаметра. Для обеспечения беспрепятственного протягивания трубопровода через расширенную скважину ее диаметр должен на 25–30 % превышать диаметр трубопровода. В этом случае плеть трубопровода при протягивании в образовавшийся канал испытывает незначительное сопротивление от сил трения. Снижению сил трения способствует и буровой раствор (или вода), подаваемый из смесительного бака установки к форсункам расширителя.

На противоположной от буровой установки стороне скважины располагается готовая плеть трубопровода. К переднему концу плети крепится оголовок с вертлюгом, воспринимающим тяговое усилие. Вертлюг вращается вместе с расширителем и в то же время не передает вращательное движение на трубопровод. При мелкозернистых грунтах, малых диаметрах труб (до 110 мм) и небольших расстояниях (до 100 м) одновременно с первым проходом расширителя может протаскиваться полиэтиленовая труба. При высокоплотных грунтах полиэтиленовая труба протаскивается при вторичном проходе расширителя. Таким образом буровая установка затягивает в скважину плеть протягиваемого трубопровода по проектной траектории.

Распространению направленного бурения способствуют следующие факторы: исключение необходимости проведения дноуглубительных, подводных, водолазных и берегоукрепительных работ; отсутствие необходимости балластировки трубопровода; уменьшение допустимого коэффициента запаса прочности труб газопровода; сохранение естественного экологического состояния водоема; практически полное отсутствие разрушений на поверхности земли и отсутствие необходимости проведения рекультивационных работ; сокращение сроков сооружения переходов; уменьшение риска аварийных ситуаций и, как следствие, гарантия длительной сохранности трубопроводов в рабочем состоянии; уменьшение сметной стоимости строительства трубопроводов за счет значительного сокращения сроков производства работ, затрат на привлечение дополнительной рабочей силы и тяжелой землеройной техники.

В то же время метод наклонно-направленного бурения может использоваться только при благоприятных грунтовых условиях. Ограничением возможности применения способа горизонтального управляемого бурения являются наличие скальных и гравийных грунтов, грунтов с включением валунов и гальки, гравелистых песчаных и глинистых грунтов с включением гравия более 30 %, а также в грунтах типа плывунов из-за невозможности создания стабильного бурового канала. *Инженерные изыскания для строительства газопровода бестраншейным способом включают комплексное и детальное изучение природных условий района строительства для получения необходимых, достаточных и достоверных материалов для проектирования и строительства перехода*[6]. При инженерно-геологических изысканиях должны быть получены данные о прочностных характеристиках грунта, его сопротивлению деформации, проницаемости, гранулометрическом составе, плотности, удельном и объемном весе, пористости, пределах текучести и пластичности, а также определены коэффициенты трения режущего инструмента и материала трубы газопровода о сухой и влажный грунт. Все эти данные необходимы для определения расчетных характеристик буровой скважины.

Таблица 69. Длина протягиваемых труб методом ГНБ

Тяговое усилие установки ГНБ, кН (тс)	Ориентировочная длина протягиваемых труб (м) при их диаметре (мм)					
	De 110	De 160	De 225	De 315	De 400	De 500
80 (8,0)	80	–	–	–	–	–
120 (12,0)	150	100	80	–	–	–
200 (20,0)	300	250	250	150	80	60
400 (40,0)	600	600	600	600	600	500
4000 (400,0)	2000	2000	1800	1800	1800	1500

В настоящее время во всем мире более 20 фирм-изготовителей поставляют на строительный рынок буровые установки всевозможных размеров. В России, где прокладка газопроводов методом направленного бурения была официально разрешена с 1997 г., наиболее широкое распространение получили установки горизонтального бурения «Навигатор» фирмы «Vermeer-Steinbrueck» (США) типа D16x20a (72,5 кН), D24×40a (125 кН), D50×100 (225 кН) и «Грундодрилл» фирмы «Tracto-Technik» (Германия) типа 4X (38 кН), 7X (65 кН), 13X (125 кН).

Длина бестраншейно прокладываемых труб определяется тяговым усилием установки ГНБ и характеристиками грунта. Ориентировочные протяженности прокладываемых труб в однородных глинистых или супесчаных грунтах приведены в таблице 69. Для щебенистых грунтов, крупнозернистых песков и т.п. необходимо принимать установку следующего типоразмера.

Метод направленного горизонтального бурения может с успехом применяться не только при пересечении газопроводами водных преград, но и на переходах через железные и автомобильные дороги, участки с высоким уровнем грунтовых вод или с насыщенными подземными коммуникациями.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Возможна ли прокладка труб газопровода без их заглубления в дно пересекаемой водной преграды?

1. Возможна в случае сложных грунтовых условий;
2. Возможна в случае использования металлических труб;
3. Прокладка труб газопровода без их заглубления в дно пересекаемой водной преграды не допускается.

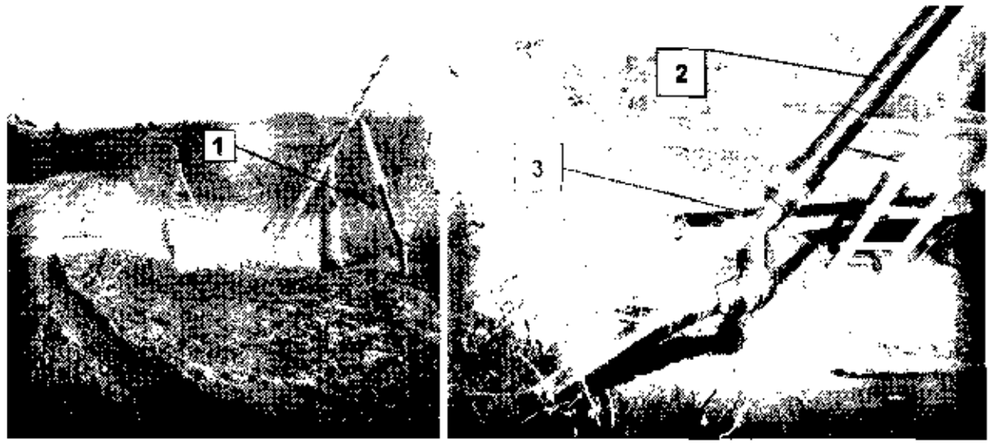
Правильный ответ: 3.

В каких случаях не требуется балластировка полиэтиленовых трубопроводов на переходах через водные преграды?

1. При прокладке труб методом наклонно-направленного бурения;
2. При укладке труб в подводную траншею глубиной более 1,0 м;
3. Правильны все вышеперечисленые ответы.

Правильный ответ: 1.

На участках перехода через водные преграды, подверженных эрозионным и оползневым явлениям, где нет возможности проведения



1– надземный выход полиэтиленового газопровода; 2 – стальная труба перехода; 3 – деформированный полиэтиленовый патрубок узла «полиэтилен – сталь»

Рисунок 79. Разрушение шпренгельного перехода газопровода через водную преграду

дноуглубительных работ (например, из-за отсутствия специальной техники или сложных геологических условий), а также где подводная прокладка не допускается по экологическим соображениям, целесообразно выполнять надземные переходы из стальных труб. Такие переходы могут быть шпренгельными (длина до 70 м), висящими или вантовыми (до 100 м). При проектировании надводных переходов следует обращать особое внимание на обустройство надземных выходов с узлами соединений «полиэтилен – сталь». При эксплуатации на эти соединения не должны передаваться ветровые, снеговые и другие нагрузки, воспринимаемые трубами надводного перехода (рисунок 79).

Раздел пятый. Подготовка и аттестация персонала

5.1. Подготовка персонала на объектах систем газораспределения (газопотребления)

Профессиональная подготовка персонала является одним из ключевых элементов обеспечения безопасной эксплуатации ОПО, не менее важным, чем технические средства, предусмотренные на этапах проектирования и строительства. Согласно некоторым опубликованным данным, до 60 % легких несчастных случаев происходит по организационным и личностным причинам: слабого знания требований нормативных правовых и нормативно-технических документов по безопасности, неумения организовать производственный процесс, невладения безопасными приемами труда, психологической неподготовленности к адекватным действиям в экстремальных ситуациях и т.п. При авариях с тяжелыми последствиями организационные и личностные факторы составляют более 75 %, причем в ряде случаев их первопричина состоит в заведомо неправильных инженерных решениях, принимаемых при проектировании объектов, технологических процессов или технических устройств.

Требования, установленные федеральными законами «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», обязывают работодателя обеспечивать участие в технологических процессах обученных и аттестованных работников. Требования к обслуживающему персоналу, помимо указанных законов, изложены также в других документах нормативного характера, утвержденных или согласованных Ростехнадзором (Госгортехнадзором России): правилах безопасности систем газораспределения и газопотребления, правилах аттестации и т.д.

Профессиональный образовательный уровень, полученный в училище или вузе, лежит в основе профессиональной подготовки рабочих и специалистов. Однако, при осуществлении производственной деятельности, возникает необходимость совершенствования полученных

дноуглубительных работ (например, из-за отсутствия специальной техники или сложных геологических условий), а также где подводная прокладка не допускается по экологическим соображениям, целесообразно выполнять надземные переходы из стальных труб. Такие переходы могут быть шпренгельными (длина до 70 м), висящими или вантовыми (до 100 м). При проектировании надводных переходов следует обращать особое внимание на обустройство надземных выходов с узлами соединений «полиэтилен – сталь». При эксплуатации на эти соединения не должны передаваться ветровые, снеговые и другие нагрузки, воспринимаемые трубами надводного перехода (рисунок 79).

Раздел пятый. Подготовка и аттестация персонала

5.1. Подготовка персонала на объектах систем газораспределения (газопотребления)

Профессиональная подготовка персонала является одним из ключевых элементов обеспечения безопасной эксплуатации ОПО, не менее важным, чем технические средства, предусмотренные на этапах проектирования и строительства. Согласно некоторым опубликованным данным, до 60 % легких несчастных случаев происходит по организационным и личностным причинам: слабого знания требований нормативных правовых и нормативно-технических документов по безопасности, неумения организовать производственный процесс, невладения безопасными приемами труда, психологической неподготовленности к адекватным действиям в экстремальных ситуациях и т.п. При авариях с тяжелыми последствиями организационные и личностные факторы составляют более 75 %, причем в ряде случаев их первопричина состоит в заведомо неправильных инженерных решениях, принимаемых при проектировании объектов, технологических процессов или технических устройств.

Требования, установленные федеральными законами «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», обязывают работодателя обеспечивать участие в технологических процессах обученных и аттестованных работников. Требования к обслуживающему персоналу, помимо указанных законов, изложены также в других документах нормативного характера, утвержденных или согласованных Ростехнадзором (Госгортехнадзором России): правилах безопасности систем газораспределения и газопотребления, правилах аттестации и т.д.

Профессиональный образовательный уровень, полученный в училище или вузе, лежит в основе профессиональной подготовки рабочих и специалистов. Однако, при осуществлении производственной деятельности, возникает необходимость совершенствования полученных

знаний с учетом того или иного производственного процесса. На этом этапе речь идет уже о различных формах (системе) получения дополнительных знаний, реализуемых в виде:

– профессиональной подготовки, как по специальности, так и по экологической, промышленной, пожарной безопасности, по охране труда и т.д.;

– дополнительного образования, реализуемого в виде повышения квалификации, стажировки, профессиональной переподготовки;

– послевузовского профессионального образования.

Порядок подготовки и последующей аттестации руководителей и специалистов предприятий, занятых сооружением или эксплуатацией ОПО сегодня достаточно ясен и понятен. Согласно ПБ 12-529-03 *руководители и специалисты, осуществляющие деятельность по проектированию, строительству, монтажу и эксплуатации опасных производственных объектов систем газораспределения и газопотребления, ...ведению технического надзора за строительством, монтажом, наладкой и испытаниями оборудования (технических устройств), изготовлению газового оборудования (технических устройств), экспертизе промышленной безопасности, подготовке кадров для опасных производственных объектов, должны пройти аттестацию (проверку знаний требований промышленной безопасности, настоящих Правил и других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов, отнесенных к компетенции аттестуемых) в объеме, соответствующем должностным обязанностям и установленной компетенции*[10]. Порядок проведения аттестации (подтверждения существующего уровня знаний) подробно изложен в РД 03-444-02 Ростехнадзора (Госгортехнадзора России).

Перед аттестацией специалистов предусматривается проведение их предаттестационной подготовки по учебным программам, согласованным с территориальными управлениями Ростехнадзора. Типовая программа по курсу «Промышленная безопасность» содержит 13 тем и рассчитана на 40 часовой цикл подготовки.

Предаттестационная подготовка может проводиться в аккредитованных организациях, занимающихся подготовкой руководителей и специалистов в области промышленной безопасности... Руководители и специалисты со средним (по профилю работы) или высшим техническим образованием могут проходить первичную проверку знаний без дополнительного обучения[10]. Следует иметь в виду, что подготовка, согласно статьи 21 Федерального закона «Об образовании», не сопровождается повышением образовательного уровня обучающегося и вследствие этого не является формой дополнительного образования.

По результатам аттестации лицам, прошедшим аттестацию, выдаются удостоверения и копия протокола заседания аттестационной комиссии. Как правило, удостоверения имеют вид карточки, которая после оформления ламинируется. Аттестация специалистов проводится периодически 1 раз в 3 года.

В оформленном протоколе обязательно указывается *...вид работ, которые может выполнять лицо, прошедшее аттестацию (проверку знаний)...*[10] Для работников проектных организаций это может быть запись об аттестации в качестве специалиста по проектированию систем газораспределения (газопотребления), для работников строительно-монтажных организаций – об аналогичной аттестации в области строительства газораспределительных систем. Аттестацию проходят все специалисты, которые согласно их должностным обязанностям должны обеспечивать соблюдение требований промышленной безопасности в организации и которые, соответственно, должны знать законодательство, определяющее эти требования. Объем программы предаттестационной подготовки может варьироваться в зависимости от объема обязанностей в области обеспечения промышленной безопасности. Предатестационная подготовка может в какой-то мере рассматриваться как одна из форм обновления знаний.

Особые требования предъявляются и к некоторым категориям рабочих, занятых в изготовлении или обслуживании технических устройств, имеющих признаки ОПО (трубопроводы сетей газоснабжения, нефтедобычи, химических производств и т.д.). По требованию правил такая категория рабочих должна *пройти обучение и проверку знаний по безопасным методам и приемам выполнения работ в объеме требований инструкций, отнесенных к их трудовым обязанностям*[10].

Здесь под термином «обучение» рабочих основных профессий прежде всего понимается их профессиональное образование, соответствующее профилю выполняемых работ, подтвержденное соответствующим документом. Профессиональное обучение рабочих основных профессий проводится в организациях начального или дополнительного профессионального образования, имеющих соответствующую лицензию Минобразования России. Обучение рабочих на базе учебных заведений является основной формой удовлетворения потребности технологических производств в квалифицированных кадрах.

Профессиональное обучение рабочих может осуществляться непосредственно на производстве, где трудится рабочий. Подготовка на производстве реализуется, как правило, при наличии специфических для данного производства работ. Обучение рабочих на производстве может быть организовано по двум схемам:

– теоретическая подготовка происходит в отраслевых образовательных учреждениях (в т.ч. вечерних), имеющих лицензию на данный вид деятельности, а практические занятия – на предприятиях, где для этого выделяются инструкторы производственного обучения и специально оборудованные места (площадки, помещения) с необходимым оборудованием;

– на предприятии организуется подготовка кадров на специальных курсах, компетенция которых подтверждается лицензией на образовательную деятельность.

Сроки первичного обучения определяются исходя из сложности профессии, объема профессиональных знаний, умений и навыков, которыми должен овладеть обучающийся, и составляют от одного до шести месяцев.

При обучении рабочих по специальностям, подконтрольным Ростехнадзору, должны соблюдаться необходимые условия – программы обучения необходимо согласовать с территориальными управлениями Ростехнадзора, а само обучение должно сопровождаться выдачей документа об образовании (повышении квалификации). В образовательные программы включается курс или раздел *...по охране труда в предметах специальной профессиональной подготовки с учетом различных конкретных категорий специальностей, уделяя особое внимание специальностям, связанным с работой в опасных и неблагоприятных условиях труда*[15].

После аттестации (сдачи экзаменов) учащийся получает специальность или квалификацию согласно общероссийского классификатора профессий рабочих (ОК 016-94) и квалификационному справочнику (ЕТКС), подтвержденную соответствующими документами об образовании (повышении квалификации), которые действительны на всей территории Российской Федерации. Причем, ни в Федеральном законе «Об образовании» (статья 27), ни в положениях об учреждениях начального и дополнительного образования не содержится никаких ограничений по статусу учебных организаций – это могут быть как государственные, так и негосударственные образовательные учреждения, имеющие утвержденные учебные программы.

Негосударственные образовательные учреждения имеют определенные преимущества перед государственными – курс дополнительного образования (повышения квалификации) может укладываться в однонедельный цикл (40–44 часа), в то время как государственные учреждения обязаны реализовывать как минимум 72-часовой цикл (две недели). Относительно непродолжительное отвлечение специалистов на обучение в сочетании с экономическими соображениями часто являются главными факторами для работодателя при выборе того или иного образовательного учреждения, предлагающего свои услуги в повышении квалификации персонала.

К рабочим профессиям, программы обучения которых требуют согласования с органом государственного надзора (по объектам, подконтрольным газовому надзору, в перечне присутствуют 93 профессии), в т.ч. отнесены профессии газорезчика и газосварщика, электросварщика, слесаря строительного, слесарей по эксплуатации и ремонту подземных газопроводов и эксплуатации и ремонту газового оборудования и т.д. Квалификационные характеристики, предъяемые к профессии рабочего персонала, определяются квалификационными справочниками и являются обязательными для определения должностных обязанностей работников и предъявляемым к ним требованиям.

При рассмотрении перечня рабочих специальностей, перечисленных в ЕТКС (выпуск 2, «Сварочные работы»), обращает на себя внимание отсутствие специальности сварщика трубопроводов из термопластов. В связи с этим, при обучении рабочих по данному направлению образовательным учреждениям приходится самостоятельно принимать решение по наименованию данной специальности, что создает трудности при определенной возможности их допуска к последующей аттестации. К примеру, в учебном центре ОАО «Гипрониигаз» принято делать в выдаваемых удостоверениях запись о присвоении квалификации сварщика-оператора на машинах (аппаратах) конкретной сварки труб из полиэтилена. Такая формулировка, с одной стороны, хорошо согласуется с имеющейся в общероссийском классификаторе рабочих профессий ОК 016-94 квалификацией сварщика на машинах конкретной сварки (имеется в виду сварка металлов в результате их нагрева и пластической деформации зоны соединения под давлением). С другой стороны, в ней присутствуют такие понятия, как «оператор» и «машины и аппараты», используемые в терминологии, относящейся к сварке полимеров.

Наличие соответствующего образования у рабочего или специалиста еще не означает допуска к сооружению газопроводов. Для получения такого допуска сварщики, как и специалисты сварочного производства *...осуществляющие руководство и технический контроль за проведением сварочных работ, должны быть аттестованы в соответствии с требованиями Правил аттестации сварщиков сварочного производства (ПБ 03-273-99)...*[10]

К сооружению газопроводов могут привлекаться рабочие с меньшей квалификацией, например, в качестве помощников аттестованных сварщиков, в задачи которых входит подготовка труб к сварке, перемещение сварочного оборудования и другие подобные работы. Подготовка таких рабочих может производиться непосредственно на предприятиях (организациях) для обеспечения потребностей проводимого технологического процесса. Если такая подготовка не сопровождается выдачей документа об образовании, то налицо формальное отсутствие противоречий с Федеральным законом «Об образовании», где в преамбуле сказано, что *...под получением гражданином (обучающимся) образования понимается достижение и подтверждение им определенного образовательного ценза [установленного государством образовательного уровня], которое удостоверяется соответствующим документом*[16].

В данном случае удостоверение, выдаваемое рабочему по итогам сдачи экзаменов, подтверждает его право на самостоятельную работу на предприятии, согласно присвоенной на этом предприятии специальности. Данное удостоверение всегда должно находиться у рабочего и не является документом конкретного предприятия. Иными словами, рабочий, придя на другое предприятие, снова проходит подготовку и проверку знаний, согласно нормативным документам и рабочим инструкциям, соответствующим его должности, и получает новое удостоверение предприятия.

Таким образом, подготовка рабочих непосредственно на предприятиях (напомним, что подготовка не тождественна обучению), хотя и способствует созданию безопасных условий труда, имеет существенный недостаток, поскольку учащийся не получает постоянной специальности или квалификации, заверенной документом об образовании или повышении квалификации.

Следует иметь в виду, что и наличие документа об образовании еще не дает права его обладателю на самостоятельное выполнение должностных обязанностей на производстве, а лишь свидетельствует о получении квалификации. Для допуска к самостоятельной работе рабочий и его работодатель обязаны соблюсти и другие требования законодательных и нормативных документов в части охраны труда применительно к каждому рабочему месту, т.е. речь идет о той самой проверке знаний по безопасным методам и приемам выполнения работ, но проводимой уже не в образовательном учреждении, а по месту работы.

Проверке знаний рабочих должна предшествовать их дополнительная теоретическая подготовка по программам, разработанным с учетом профиля работ и утвержденным техническим руководителем организации[10]. Подготовка сочетается со стажировкой на рабочем месте и на том оборудовании, которым будет пользоваться рабочий и завершается сдачей экзаменов комиссии предприятия. Согласно «Порядку обучения по охране труда и проверки знаний требованиям охраны труда работников организаций», работодатель (или уполномоченное им лицо) обязан организовать в течение месяца после приема на работу обучение безопасным методам и приемам выполнения работ всех поступающих на работу лиц, а также лиц, переводимых на другую работу. Таким образом, обучение по безопасности труда должно носить непрерывный и многоуровневый характер – в учебном заведении и на предприятиях с соблюдением необходимой периодичности.

Порядок, форма, периодичность и продолжительность обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников рабочих профессий устанавливается работодателем... в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими безопасность конкретных видов работ[17]. К примеру, допуск рабочих (и специалистов) к выполнению газоопасных работ регламентируется специальным разделом ПБ 12-529-03. Согласно тех же правил, проверка знаний рабочих, занятых на ОПО, проводится один раз в 12 месяцев. *Работнику, успешно прошедшему проверку знаний требований охраны труда, выдается удостоверение за подписью председателя комиссии ...заверенное печатью организации*[17].

Как и в других случаях подготовки рабочих непосредственно на предприятиях, рабочий получает в дополнение к документу об образовании или повышении квалификации другой документ – удостоверение, подтверждающее право предъявителя на самостоятельную работу по указанной профессии. Удостоверение выдает отдел кадров предприятия, работники которого согласно требованиям ГОСТ 12.0.004-90 и организуют обучение безопасности труда.

При переходе на другое предприятие или переводе на другую работу, отличающуюся по условиям и характеру требований должностных и производственных инструкций, рабочие заново *...должны пройти обучение в объеме, соответствующем новому рабочему месту, и сдать экзамены*[10].

Другой частью системы получения дополнительных знаний является дополнительное профессиональное образование. Современное производство предъявляет все более высокие требования к обновлению имеющихся знаний и навыков руководителей, специалистов и рабочих. Это объясняется прежде всего тем, что научно-технический прогресс обрекает большинство специалистов на отставание по основным направлениям своей профессиональной подготовки. Кроме того, проведенные исследования показывают, что после получения профессионального образования ежегодно может теряться до 20 % знаний. Именно поэтому в развитых странах мира рекомендуется не менее чем раз в пять лет получать дополнительное профессиональное образование. Дополнительное профессиональное образование проводится для каждого из образовательных уровней и может быть реализовано в виде повышения квалификации, стажировки или профессиональной переподготовки. Основной задачей дополнительного образования является *...всестороннее удовлетворение образовательных потребностей граждан, общества, государства*[16].

Дополнительное образование руководителей и специалистов – более глобальная программа и задача, чем аттестация и предаттестационная подготовка, о которых подробно говорилось выше. Повышение образовательного уровня руководителей и специалистов является, по сути, бизнес-процессом по перспективному вкладыванию средств на будущие периоды. Однако, в отличие от аттестации и подготовки, дополнительное образование в нашей стране не имеет законодательной базы и в его функционировании есть элемент неопределенности. В 2001 году Государственной Думой РФ и Советом Федерации был разработан и одобрен проект Федерального закона «О дополнительном образовании», который не был принят в связи с его отклонением Президентом РФ (письмо Президента РФ от 08.08.2001 № Пр-1436). Отдельные документы, принятые постановлениями Правительства или приказами Министерства образования РФ (Типовое положение об учреждении дополнительного образования, Положение о порядке и условиях профессиональной переподготовки специалистов и т.п.), определяют требования к образовательному процессу, но не устанавливают обязательности его проведения для всех категорий руководителей и специалистов.

Исходя из сложившихся реалий *...периодичность прохождения специалистами повышения квалификации устанавливается работодателем* [17]. В системе газораспределения, как и в других отраслях, необходимость в дополнительном образовании своих руководителей и специалистов решается руководителями ГРО, что объясняется высокой степенью их самостоятельности. В то же время, ОАО «Росгазификация» и ОАО «Газпромрегионгаз», владеющие пакетами акций большинства ГРО, при осуществлении корпоративного управления уделяют определенное внимание вопросам дополнительного профессионального образования. В частности, формируются совместные годовые планы дополнительного образования специалистов ГРО, определяются учебные программы обучения и т.п.

Наиболее часто дополнительное профессиональное образование реализуется в форме повышения квалификации, целью которого является обновления теоретических и практических знаний специалистов в связи с повышением требований к уровню квалификации и необходимостью освоения современных методов решения профессиональных задач. Повышение квалификации проводится в общеобразовательных учреждениях или в образовательных учреждениях дополнительного профессионального образования (повышения квалификации) по самым различным программам, в т.ч. по проектированию, строительству и эксплуатации объектов газоснабжения.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Какую проверку знаний должны проходить руководители и специалисты, деятельность которых связана с ОПО?

1. Проверку полученного образовательного уровня;
2. Проверку знаний по безопасным методам и приемам выполнения работ на рабочем месте;
3. Проверку знаний (аттестацию) в области промышленной безопасности.

Правильный ответ: 3.

В каких случаях организации, занятые профессиональным обучением рабочих и специалистов, должны иметь лицензию на образовательную деятельность?

1. В случае, если проводится обучение персонала сторонних организаций;
2. В случае, если выдаются удостоверения государственного образца;
3. Все организации, занятые обучением, должны иметь соответствующую лицензию.

Правильный ответ: 3.

Для рабочих специальностей *повышение квалификации проводится по мере необходимости, но не реже одного раза в 5 лет в течение всей трудовой деятельности работников*[17].

Повышение квалификации с целью обеспечения уровня необходимой профессиональной подготовки предусматривается и в правилах аттеста-

ции сварщиков и специалистов сварочного производства ПБ 03-273-99. В отличие от вышеупомянутой предаттестационной подготовки и аттестации, по результатам дополнительного профессионального образования выдается удостоверение образовательного учреждения, свидетельствующее о наличии нового уровня знаний или квалификации.

5.2. Порядок подготовки и аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства

Качество сварных трубопроводных сетей во многом обусловлено квалификацией персонала (сварщиков и руководителей сварочных работ), подготовке которого во всем мире уделяется огромное внимание. Европейской федерацией по сварке, соединениям и резке – European Welding Federation (EWF) – создана общеевропейская унифицированная система обучения и аттестации персонала в области сварочного производства. Введение аттестации по правилам EWF позволило обеспечить соответствие уровня квалификации сварочного персонала единым требованиям, вне зависимости от того, в какой из европейских стран проходила аттестация.

Требования к подготовке персонала, выполняющего работы, влияющие на качество изготавливаемых конструкций, изложены и в международных стандартах серии ISO 9000. Эти требования, в частности, предусматривают, что персонал должен быть квалифицирован на основе соответствующего образования, подготовки и опыта работы.

С 1999 г. в России сформирована и действует национальная система аттестации сварочного производства (САСв), организационная структура которой приведена на рисунке 80. Система предусматривает аттестацию как технологических процессов, материалов и оборудования, так и сварочного персонала – сварщиков и специалистов. Необходимость проведения аттестации персонала установлена Правилами аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства ПБ 03-273-99. Порядок проведения аттестации изложен в технологическом регламенте РД 03-495-02, где более детально изложены процедуры аттестации персонала, что особенно важно для законодательно регулируемой области применения сварочных технологий. Действующие документы во многом гармонизированы с международными требованиями по уровням профессиональной подготовки в области сварочного производства: EN 45013 – общие критерии для организаций,

аттестующих персонал; EN 719 – задачи и ответственность надзора; EN 287 – испытания сварщиков. В то же время, в отличие от зарубежных систем сертификации персонала, в САСв предусмотрена целенаправленная краткосрочная подготовка перед аттестацией, что особенно важно при слабо функционирующей в настоящее время профессиональной подготовкой в России.

Технологический регламент (ТР) является руководящим методическим документом САСв, носит статус нормативно-правового акта и распространяется на сварные конструкции как из металлических сплавов, так и из нескольких групп полимерных материалов, таких как полиэтилен, полипропилен и поливинилхлорид.

Аттестация в системе САСв обязательна для лиц, занимающихся сооружением трубопроводных сетей и других сварных конструкций, надзор за строительством, реконструкцией и эксплуатацией которых осуществляет Ростехнадзор. В перечень таких конструкций (групп опасных технических устройств, ОПО) входят и системы газраспределения (газопотребления) природного газа из стальных и полиэтиленовых труб давлением до 1,2 МПа. Применение труб из полимерных материалов возможно и при сооружении промысловых нефтегазопроводов, также относящихся к ОПО.

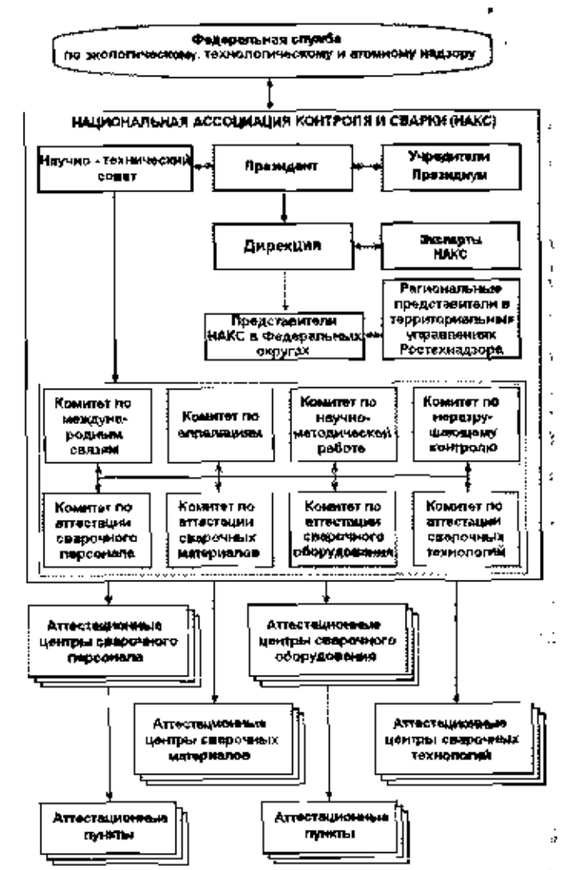


Рисунок 80. Организационная структура САСв

В то же время, любая организация, занимающаяся сооружением трубопроводных сетей другого назначения, не подконтрольных Госгортех-

надзору России (водопроводы, канализационные сети и т.п.), может самостоятельно, в рамках обеспечения качества проводимых ею строительно-монтажных работ, принять решение об аттестации своих специалистов по системе САСв. В этом случае в комиссии должен присутствовать представитель уполномоченных структур Росстроя (например, архитектурно-строительного надзора), в ведении которых находятся сооружаемые объекты.

Для проведения аттестации сварщиков и специалистов действует разветвленная сеть аттестационных центров и пунктов (более 750 по состоянию на середину 2005 г.) – специализированных организаций, осуществляющих проверку знаний и практических навыков в соответствии с действующими в системе САСв правилами. Аттестацию сварщиков проводят аттестационные центры и пункты. Специалисты сварочного производства проходят аттестацию только в комиссиях аттестационных центров. Поскольку данный вид деятельности в настоящее время не лицензируется, аттестационные центры действуют на основании свидетельств об аккредитации, выдаваемых НАКС с последующим внесением этих центров в реестр САСв.

САСв устанавливает четыре уровня профессиональной подготовки: I уровень – аттестованный сварщик, II уровень – мастер-сварщик, III уровень – технолог-сварщик и IV уровень – инженер-сварщик. Таким образом, в САСв заложены принципы системности и многоуровневости качества, принятые в Европейской системе EWF. Присвоение уровня подтверждается удостоверением, номер которого вместе с другими данными вносится в единый реестр САСв, и протоколом. Согласно ПБ 03-273-99, в *обязательном порядке аттестации подлежат следующие специалисты**:

– на *II уровень: специалисты, чьи письменные или устные указания являются обязательными для исполнения сварщиками при проведении сварочных работ (мастера, прорабы и т.п.);*

– на III уровень: специалисты, являющиеся руководителями отдельных подразделений предприятия, обеспечивающих выполнение сварочных работ, и чья подпись необходима и достаточна для использования на предприятии документов, определяющих технологию проведения сварочных работ (начальники отделов, лабораторий, секторов, технических бюро, руководители рабочих групп и т.п.);

* Примечание. Технологическим регламентом предусматривается также аттестация на сварку листовых конструкций из полимерных материалов (пластин, покрытий), которые в настоящее время на объектах, подконтрольных Ростехнадзору, практически не применяются.

– на IV уровень: специалисты, являющиеся руководителями службы сварки предприятия (организации), чья подпись необходима и достаточна для утверждения руководством предприятия (организации) руководящих и нормативных документов по выполнению всех видов сварочных работ (главные сварщики, их заместители и т.п.[18]

Аттестация подразделяется на первичную, дополнительную, периодическую и внеочередную. Дополнительную аттестацию проводят перед допуском к сварочным работам, не указанным в аттестационных удостоверениях, а для сварщиков также после перерыва свыше 6 месяцев в выполнении сварочных работ, указанных в удостоверениях. Периодическая аттестация проводится в целях продления действия аттестационных удостоверений на выполнение соответствующих сварочных работ. Внеочередная аттестация сварщиков (переаттестация) проводится перед их допуском к выполнению сварки после их временного отстранения от работы за нарушение технологии сварки или повторяющееся неудовлетворительное качество выполненных ими производственных сварных соединений.

Процедура аттестации включает в себя анализ представленных документов на предмет проверки уровня образования и подготовки кандидатов и сдачу практического и теоретических экзаменов. Перед допуском к первичной аттестации проверяется наличие соответствующей квалификации, производственного опыта и теоретической подготовки: разряд по ЕТКС не ниже указанного в нормативной документации, необходимый производственный стаж по специальности, прохождение специальной подготовки по аттестуемому направлению деятельности. При аттестации сварщики сдают следующие экзамены: практический, общий (не менее 20 вопросов) и специальный (не менее 15 вопросов) – при первичной и внеочередной аттестациях; практический и специальный – при дополнительной и периодической аттестациях. Сварщик может быть освобожден от сдачи общего экзамена при наличии у него специального высшего или среднего образования по сварке.

Первым сдается практический экзамен. *Если сварщик выдержал только практический и один из теоретических экзаменов, то ему разрешается пересдача несданного экзамена по ранее поданной заявке в течение шести месяцев со дня первого экзамена, но не ранее чем через месяц после сдачи экзаменов. При повторной несдаче все ранее, сданные экзамены не засчитываются, сварщик считается не прошедшим аттестацию и допускается к процедуре аттестации после дополнитель-*

ного теоретического и практического обучения с оформлением новой заявки[19]. При аттестации учитывается направление производственной деятельности сварщика: группа или наименование опасных технических устройств и вид выполняемых работ (изготовление, монтаж, ремонт указанных устройств).

Аттестация специалистов предусматривает, как правило, проведение двух экзаменов: общего и специального, включающего практическое задание. Если специалист не выдержал один или два экзамена, ему разрешается пересдача несданных экзаменов в течение 6-ти месяцев, но не ранее чем через один месяц со дня первого экзамена.

Теоретические экзамены проходят в форме тестирования, при необходимости проводится дополнительное собеседование. Вопросы, выносящиеся на экзамен, охватывают способы сварки и оборудование, виды материалов, типы сварных соединений, технологию выполнения работ, требования безопасности и т.п.

При положительных результатах аттестации выдаются протокол и удостоверение, с указанием вида работ, к которым допущен аттестованный специалист или сварщик. Для специалистов делается запись: «Допущен к руководству сварочными работами и техническому контролю при их проведении» с указанием группы опасных технических устройств. Для сварщиков – «Допущен к сварке нагретым инструментом встык и деталями с ЗН при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции объектов», также с указанием группы опасных технических устройств. Сроки действия удостоверений: для сварщиков – 2 года, для специалистов II и III уровней – 3 года и 5 лет – для IV уровня. Допускается продление срока действия удостоверений на 1–2,5 года и не более 2 раз. Сварщики полиэтиленовых газопроводов получают удостоверения с обложкой зеленого цвета, специалисты – красного. Ответственность за использование аттестованных специалистов на производстве несет организация-работодатель.

Ниже изложены некоторые особенности проведения аттестации, являющиеся новыми для людей, впервые столкнувшимися с требованиями по допуску к сварке и контролю за строительством трубопроводов из полимерных материалов на опасных производственных объектах.

Заявка на аттестацию. На проведение аттестации заполняется заявка, в которой указываются общие сведения об организации, сведения о сварщике и аттестационные требования (наименование опасных технических устройств, способ сварки, степень автоматизации сварочной техники, группа свариваемых материалов, стаж работы по сварке и т.п.). Пример заполнения заявки приведен ниже. При аттестации на сварку полиэтиленовых газопроводов отдельно указывают стаж работы по сварке трубопроводов из полимерных материалов различного назначения и стаж по сооружению газопроводов (или нефтегазопроводов, в зависимости от группы технических устройств) из стальных труб, сумма которых засчитывается в общий стаж работы по специальности (для сварщиков стальных газопроводов засчитывать стаж работы по автоматической сварке в стаж работы по ручной дуговой сварке не допускается). Минимальный стаж работы сварщика для допуска к первичной аттестации должен составлять не менее 6 масяцев.

При аттестации сварщиков в заявке необходимо указывать степень автоматизации оборудования, предназначенного для выполнения сварочных работ. Для сварки труб нагретым инструментом встык это может быть оборудование с ручным управлением (СР), со средней (ССА) или высокой (СВА) степенью автоматизации. Оборудование всех этих классов широко используется при строительстве.

Несколько сложнее обстоит дело с аппаратами сварки труб деталями с закладными электронагревателями. ТР подразделяет их на аппараты, сварка на которых происходит в режиме ручного задания параметров (ЗНР), режиме штрихового кода или магнитной карты (ЗНШ) и режиме обратной связи (ЗНА). Однако надо учитывать, что аппараты для сварки труб деталями с закладными электронагревателями выпускаются в настоящее время только универсальными (поливалентными). Они позволяют вводить информацию сразу несколькими способами, например, при помощи штрихового кода и в режиме ручного ввода информации (аппараты типа «Протва», «FP2000», «Friamat» и др.); при помощи магнитной карты, штрихового кода и в режиме ручного ввода информации (аппараты типа «MSA» с дополнительной приставкой); в режимах автоматической обратной связи с фитингом, штрихового кода и ручного ввода информации (аппараты системы «Fusamatic»). Ручной режим ввода считается аварийным и используется, как правило, в случае повреждения фотооптического карандаша или самой этикетки штрихового кода. Часто для возможности входа в ручной режим необходимо произвести специальные операции. Таким образом, для данного вида сварки подача заявки с указанием только на режим ручного задания параметров будет неправильна и аттестационный центр вправе отказать в приеме документов.

В заявке указывается также условная группа материалов, сварку которых будет осуществлять аттестуемый сварщик. Полиэтилен марок ПЭ80 и ПЭ100 отнесен к группе материалов М61.

Требования к образованию и профессиональной подготовке по сварочному производству. Желающие пройти аттестацию в системе САСв по сварке полиэтиленовых трубопроводов должны иметь определенное общее образование и соответствующую базовую профессиональную подготовку по сварочному производству. Для подтверждения их наличия кандидат, претендующий на получение любого из уровней профессиональной подготовки должен представить копии документов об общем образовании (от среднего до высшего специального) и о дополнительном профессиональном образовании (или переподготовке), целью которого являлось бы получение дополнительных знаний в области полиэтиленовых технологий. Получение знаний по полимерным технологиям должно быть отражено в соответствующем удостоверении или свидетельстве. Это связано с тем, что в программах общего образования, как правило, отсутствует изучение дисциплин, техники и технологий, связанных со сваркой неметаллических материалов.

Таблица 70. Требования к подготовке кандидатов

Уровень	Минимальное общее образование	Профессиональная подготовка по сварочному производству
I	Среднее, неполное среднее	Подготовка в профтехучилищах, на спецкурсах (в т.ч. по месту работы) по программам, утвержденным в установленном порядке
II	Среднее, среднее техническое, высшее техническое	Подготовка в центрах повышения квалификации по программам, утвержденным в установленном порядке, а также самостоятельно в процессе работы в области сварки
III	Высшее техническое, среднее техническое по сварочному производству	Повышение квалификации в центрах повышения квалификации. Необходимые знания могут быть получены лицами с высшим и средним техническим образованием также самостоятельно в процессе работы в области сварки
IV	Высшее техническое по сварочному производству	Повышение квалификации в центрах повышения квалификации или самостоятельно в процессе работы в области сварки

Для получения дополнительного образования по полимерным технологиям в стране имеется небольшая сеть учебных учреждений повышения квалификации, реализующих обучение по специальным программам. Требования к подготовке кандидатов и стажу работы принимаются согласно ПБ 03-273-99 (таблица 70 и 71) и зависят от аттестационного уровня.

Кроме этого, аттестация по сварочному производству может производиться только для специалистов, прошедших до этого аттестацию по вопросам промышленной безопасности. *Аттестация руководителей и специалистов проводится в аттестационных комиссиях организаций, а также в центральных и территориальных аттестационных комиссиях Госгортехнадзора России. Не допускается проведение аттестации* (по промышленной безопасности) *аттестационными комиссиями сторонних организаций*[20]. Решение об аттестации оформляется протоколом и удостоверением. Поскольку профессия сварщика относится к рабочим специальности, до назначения на самостоятельную работу *они ...должны пройти обучение и проверку знаний по безопасным методам и приемам выполнения работ в объеме требований инструкций, отнесенных к их трудовым обязанностям*[10]. Проверка знаний, как правило, проводится по основному месту работы сварщиков и подтверждается протоколом.

Допускается в отдельных случаях проводить аттестацию на IV уровень профессиональной подготовки специалистов организаций, не имеющих высшего специального образования по сварочному производству, на основании представления *ходатайства руководителя организации, где работает аттестуемый специалист*[19], согласованного с органами Госгортехнадзора России.

Таблица 71. Требования к минимальному стажу работы по специальности, необходимому для допуска специалистов сварочного производства к первичной аттестации

Общее образование	Стаж работы, мес.				
	Аттестация на II уровень	Аттестация на III уровень		Аттестация на IV уровень	
	Не аттестованный	Специалист II уровня	Не аттестованный	Специалист III уровня	Не аттестованный
Высшее техническое по сварочному производству	6	6	18	12	36
Среднее техническое по сварочному производству	9	9	24	–	–
Высшее техническое	12	12	36	–	–
Среднее техническое	12	–	–	–	–
Среднее	36	–	–	–	–

Требования к проведению специальной подготовки перед аттестацией. Соответствие сварщика или специалиста необходимому уровню

профессиональной подготовки предполагает наличие помимо базовой профессиональной подготовки, о которой было сказано выше, также специальной подготовки, проводимой, как правило, перед аттестацией. Под специальной подготовкой понимается получение необходимых теоретических знаний и практических навыков, учитывающих особенности выполнения и контроля сварных соединений конкретного типа трубопроводов. В данном случае специальная подготовка перед аттестацией может рассматриваться как краткосрочное повышение квалификации, целью которого является обновление знаний специалистов в связи с повышением требований к уровню квалификации и необходимостью освоения современных методов решения профессиональных задач. В соответствии с типовым положением о государственном образовательном учреждении повышения квалификации минимальная продолжительность краткосрочного повышения квалификации должна быть не менее 72 часов, для негосударственных учреждений продолжительность подготовки может занимать меньше времени. Отметим, что по требованиям ПБ 03-273-99 прохождение специальной подготовки по программам, утвержденным Госгортехнадзором России, предусмотрено перед любым видом аттестации.

Специальную подготовку проводят самостоятельные организации (которыми могут быть учебные центры или центры повышения квалификации), имеющие лицензию на образовательную деятельность и не связанные с процессом аттестации подготавливаемых специалистов. После прохождения специальной подготовки выдаются соответствующие удостоверения.

Сварщики проходят аттестацию отдельно по двум способам сварки: нагретым инструментом и с закладными нагревателями. В связи с этим объем специальной подготовки, в случае аттестации на один вид сварки, может быть по возможности сокращен.

Аттестация специалистов не предусматривает внесения в удостоверения сведений о всех применяемых для полиэтиленовых газопроводов способах сварки (НИ или ЗН), поэтому на специальном экзамене специалист должен подтвердить свои знания по сварке труб как нагретым инструментом, так и деталями с закладными нагревателями.

Проведение практического экзамена. Практический экзамен сдают только сварщики, и с его проведения начинается аттестация. Экзамен заключается в изготовлении контрольных сварных соединений в присутствии членов аттестационной комиссии и в проведении последующего контроля качества.

Форма заявки на проведение аттестации сварщика

	Наименование организации с указанием почтового адреса, телефона, факса	
	Аттестационная заявка №	от
1.	Общие сведения о сварщике	
1.1	Фамилия, Имя, Отчество	Иванов Николай Петрович
1.2	Год рождения	1970
1.3	Место работы	НПЦ «Сварка», г. Саратов
1.4	Стаж работы по сварке, в т.ч. стальных трубопроводов систем газораспределения	4 года 4 года
1.5	Квалификационный разряд по ОКЗ	Электрогазосварщик III разряда,
1.6	Наличие и уровень профессиональной подготовки	Сварщик полиэтиленовых трубопроводов, удостоверение № 133-02 от 22.10.2002 г.
1.7	Специальная подготовка (когда, где и номер документа)	Прошел специальную подготовку к аттестации в учебном комбинате ТСО «Саратовстрой», удостоверение № 02-131 от 10.03. 2003 г.
2	Аттестационные требования	
2.1	Наименования опасных технических устройств, на сварку которых аттестуется сварщик	Наружные газопроводы низкого, среднего и высокого давления из неметаллических материалов
2.2	Вид аттестации	Первичная
2.3	Шифр НД по сварке	СП 42-101-96
2.4	Вид (способ) сварки	НИ, ЗН
2.5	Группа свариваемых материалов	М 61
2.6	Вид свариваемых деталей	Т, Т+О, Т+М+Т
2.7	Степень автоматизации сварочного оборудования	СР + СВА, ЗНР + ЗНШ
2.8	Тип сварного шва	СБ, М, О
2.9	Толщина деталей, мм	От 5 до 21 для НИ, от 3 до 14,6 для ЗН
2.10	Диаметр деталей, мм	От 20 до 225
2.11	Положение при сварке	Г (РС)
2.12	Присадочные материалы	–
3.	Требования к оценке качества контрольных сварных соединений	
3.1	Нормативные документы, регламентирующие проведение контроля и требования к качеству	СНиП 42-01-02, СП 42-101-96, СП 42-105-99
Руководитель организации	(подпись) м.п.	Фамилия И. О.

Виды контрольных соединений зависят от заявленных способов сварки. При аттестации по способу сварки НИ выполняются контрольные соединения вида «Т» (труба), представляющие собой стыковое соединение двух относительно небольших патрубков. При

аттестации по способу сварки ЗН выполняются контрольные соединения видов «Т+М+Т» (труба с трубой через муфту) и «Т+О» (труба с отводом). Вводимое технологическим регламентом понятие «тип сварного соединения» при аттестации на сварку трубопроводов из полимерных материалов ограничивается тремя разновидностями: тип «СБ» (или BW) – стыковое без разделок кромок, используемое при способе сварки «НИ», типы «М» и «О» – муфтовое соединение труб и соединение труб с седловым отводом, используемые при способе сварки «ЗН».

Количество контрольных соединений, выполняемых по способу сварки «НИ», зависит от степени автоматизации сварочногооборудования:СР – 3 образца, ССА – 2 образца и СВА – 1 образец. Таким образом, если результатом аттестации будет допуск сварщика к работам на сварочной технике любой степени автоматизации (если, конечно, аттестационный центр имеет оборудование всех видов автоматизации), общее количество контрольных образцов будет равно шести. Количество контрольных образцов может быть уменьшено до трех, если сварщик имеет специальное удостоверение о том, что он прошел обучение практической работе на оборудовании ССА или СВА и подтвердил на практическом экзамене умение управлять этим сварочным оборудованием.

Рисунок 81. Обучение сварке труб в узостях в одном из учебных центров Германии

При выполнении контрольных соединений по способу сварки «ЗН» сваривают два контрольных соединения: одно муфтой, другое седловым отводом.

При аттестации по нескольким группам свариваемых материалов, например, полиэтилен (группа М61) и полипропилен (группа М64), количество контрольных образцов удваивается.

Изготовленные сварные соединения подвергают контролю качества неразрушающими и разрушающими методами в соответствии с требованиями СНиП 42-01-2002, СП 42-103-2003 и ПБ 12-529-03. По результатам контроля качества оформляется заключение, акт или протокол.

Если результаты испытаний отрицательные, считается, что сварщик не выдержал практический экзамен и к теоретическим экзаменам он не допускается. Аттестационная комиссия может прервать практический экзамен, если сварщик неоднократно грубо нарушил установленные требования. В этом случае также считается, что сварщик не выдержал практический экзамен. Повторная аттестация возможна после прохождения дополнительной практической подготовки и не ранее чем через один месяц.

Размеры контрольных образцов. Патрубки для контрольных сварных соединений изготавливаются длиной не менее 300 мм. Для соединений муфтами с ЗН к этой длине необходимо добавлять глубину посадки трубы внутрь муфты (а при сварке муфтами De 63 и 75 мм дополнительно увеличивать еще на 20 и 80 мм, соответственно), для соединения с седловым отводом – увеличивать вдвое с прибавлением длины корпуса отвода. В целом, установленный технологическим регламентом размер патрубков при муфтовой сварке, близок к размерам необходимых испытательных образцов, регламентированных СП 42-103-2003. Для контрольных стыковых образцов длина патрубков примерно вдвое больше, чем это необходимо для изготовления образцов лопаток по ГОСТ 11262-80,

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

В каком случае аттестуемый считается выдержавшим общий и специальный экзамен?
1. Если он правильно ответил на 50 % вопросов по общему экзамену и на 100 % вопросов по специальному экзамену;
2. Если он правильно ответил на 80 % заданных ему вопросов по общему и специальному экзаменам;
3. Если он правильно ответил на 50 % вопросов по общему экзамену и на 80 % вопросов по специальному экзамену.
Правильный ответ: 2.

Назовите обозначение вида контрольного сварного соединения, выполняемого с помощью муфты с ЗН:
1. Т+М;
2. Т+М+Т;
3. Труба + муфта.
Правильный ответ: 2.

Сколько сварных контрольных соединений должен выполнить аттестуемый сварщик при использовании машин стыковой сварки с ручным управлением?
1. Три соединения;
2. Два соединения;
3. Одно соединение.
Правильный ответ: 1.

К какой группе свариваемых материалов относят полиэтилен?
1. Группа М51;
2. Группа М61;
3. Группа М62.
Правильный ответ: 2.

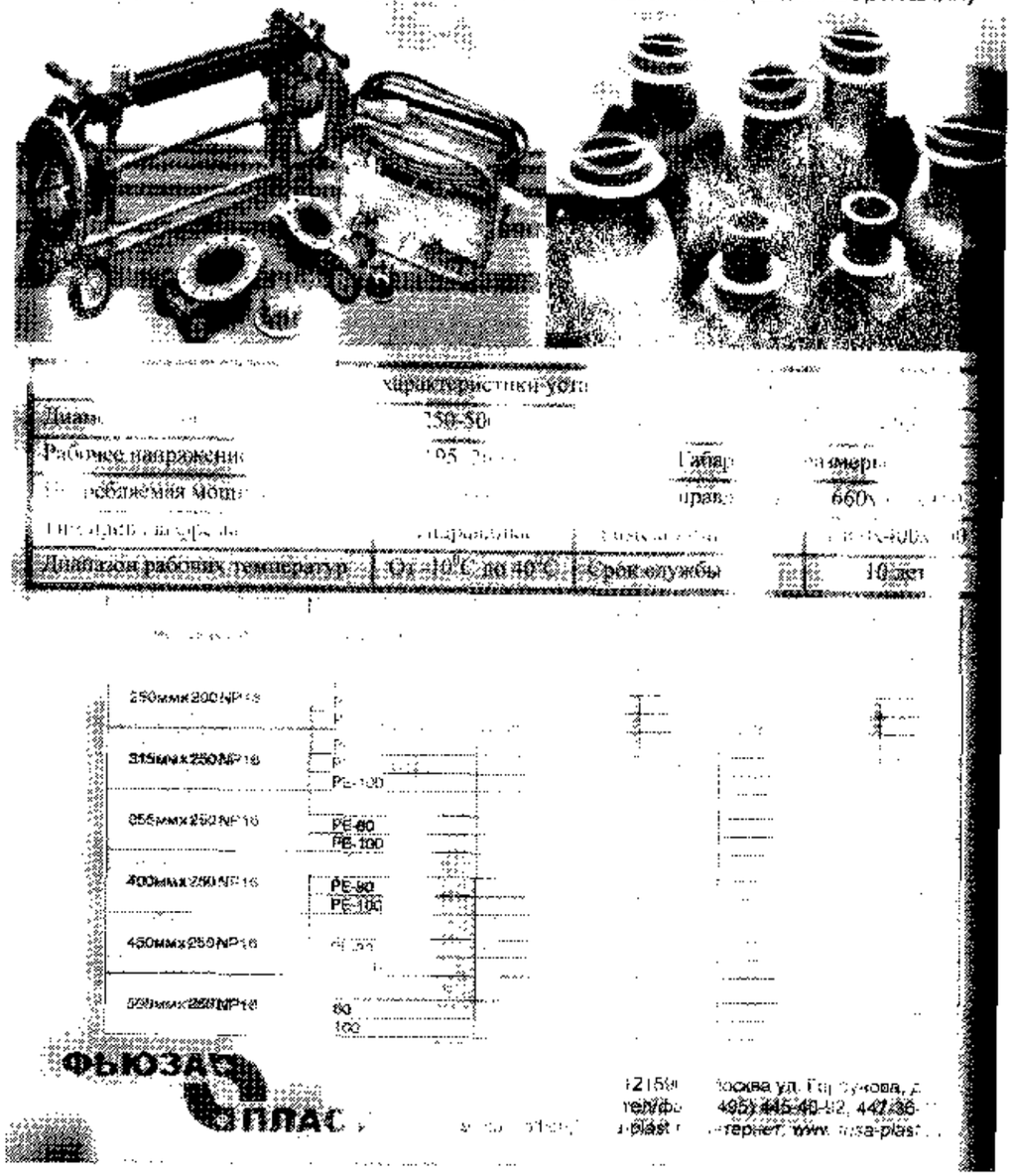
что, по-видимому, связано с необходимостью закрепления патрубков при сварке в обоих хомутах зажимов сварочной машины.

Проведение теоретических экзаменов. Экзамены проводятся в форме тестирования, предусматривающего наличие в экзаменационных билетах трех-четырех вариантов ответа на каждый поставленный вопрос, один из которых является правильным. Вопросы составляются на основании требований основных нормативно-технических документов (СНиП и СП по газоснабжению, ГОСТ и ТУ на полиэтиленовое сырье, трубы и детали и т.п.). *Все экзаменационные программы должны иметь единую структуру и включать следующие разделы: способы сварки и оборудование; виды материалов и особенности их сварки; сварные конструкции и основные типы сварных соединений; производство и техника выполнения сварочных работ; требования по безопасности проведения сварочных работ*[19]. Экзаменационная комиссия аттестационного центра обязана своевременно актуализировать вопросы билетов и, при изменении нормативных документов, вносить соответствующие коррективы, с тем чтобы в билетах не содержалось вопросов по уже устаревшим или отмененным требованиям.

Теоретический экзамен считается сданным, если сварщик, или специалист успешно ответил на не менее чем 80 % вопросов как по общему, так и по специальному экзаменам.

ООО «ФЬЮЗА-ПЛАСТ» ПРЕДСТАВЛЯЕТ

технологию врезки в действующие полиэтиленовые трубопроводы (газ, вода) без отключения основного потока с использованием седловых отводов и установки Fastcut фирмы «Fusion Provida Limited» (Великобритания)



Раздел шестой. Технология сварки полиэтиленовых труб

6.1. Способы получения сварных соединений

Соединение полиэтиленовых труб и деталей между собой осуществляется при помощи сварки, целью которой является получение неразъемных соединений, равнопрочных (или близких по прочности) основному материалу. Хорошая свариваемость является одним из важнейших факторов, определяющих широкое применение полиэтиленовых труб в строительстве. Образование неразъемного соединения происходит за счет введения в зону сварки определенных видов энергии (тепловой, деформационной) и в некоторых случаях ее преобразования, а также движения или преобразования вещества. Характер энергии и интенсивность ее преобразования определяют класс и вид сварки. Разделение сварки по ее типам зависит от механизма воздействия на исходный материал. Для полимерных технологий выделяют два типа сварки: тепловую сварку и химическую сварку.

Сварку, основанную на сближении макромолекул полимера с целью возникновения физического взаимодействия между ними, называют тепловой сваркой, сваркой плавлением, или диффузионно-реологической. Для ее осуществления необходимо перевести материал в вязкотекучее состояние (получить вязкий расплав) и обеспечить его течение. В обиходе под термином «сварка» чаще всего подразумевают именно процесс получения сварного соединения в результате плавления полимера. Сваркой плавлением соединяют многие термопласты, такие как полиэтилен, полипропилен, полибутен, реже поливинилхлорид и др.

Сварка, основанная на образовании между макромолекулами полимера химических связей, носит название химической сварки. Для образования химических связей часто требуется нанесение на соединяемые участки присадочных реагентов или обработка поверхностей веществами, изменяющими химическую структуру полимера. Наиболее часто химической сваркой соединяют материалы, не поддающиеся сварке плавлением. Поскольку химическая сварка при сооружении газораспре-

делительных систем, как правило, не применяется, ниже более подробно рассматриваются только технологии сварки плавлением.

Процесс тепловой сварки полимеров во многом схож со сваркой металлов плавлением. В обоих случаях образование сварного соединения основано на адгезионном взаимодействии соединяемых поверхностей – поверхностном явлении, заключающемся в возникновении физического и (или) химического взаимодействия при их молекулярном контакте. В результате этих процессов происходит взаимное слияние (коалесценция) соединяемых поверхностей с исчезновением физической границы раздела и образование промежуточного слоя с однородной или разнородной химической структурой. Возникающие межмолекулярные или межатомные связи и обеспечивают механическую прочность соединения.

Однако, если при сварке металлических изделий с помощью различных источников нагрева добиваются перехода твердого металла в жидкое состояние, полученный объем которого называют сварочной ванной, то в случае полимеров материал переходит в вязкотекучее (по другому – в расплавленное) состояние. При сварке полимеров под вязкотекучим состоянием понимают сходное с жидким состояние высокомолекулярных веществ, но отличающееся большой вязкостью, при котором происходит перемещение центра тяжести макромолекул, а также движение их относительно друг друга при повышенной температуре. При понижении температуры полимер переходит в стеклообразное состояние.

Механизм образования сварного соединения при сварке плавлением является многоступенчатым, включающим в себя три стадии. На первой стадии необходима активизация свариваемых поверхностей для повышения энергии теплового движения макромолекул, которая реализуется в результате фазового перехода материала из твердого тела в расплав. Затем следует сближение активированных поверхностей на расстояния менее одного нанометра с целью образования физического контакта между ними. На последнем этапе происходит отверждение расплава в зоне сварки и формирование новых надмолекулярных структурных образований.

Применительно к изделиям из термопластов, в т.ч. и из полиэтилена, активация чаще всего происходит за счет нагрева свариваемых поверхностей и перехода материала из твердого состояния в вязкотекучее. Однако только одного нагрева недостаточно для образования соединения,

поскольку на свариваемых поверхностях сохраняется экранирующая прослойка. Она является барьером, препятствующим активированным макромолекулам полимера, расположенным с обеих ее сторон, вступить в физический контакт друг с другом. Природа образования этой прослойки различна. Это и окисление полимера при контакте расплавленной поверхности с кислородом воздуха, и появление пор из-за термодеструкции полимера, и шероховатость поверхности, и появление на ней адсорбционных газов и т.п. Следовательно, для реализации межмолекулярного взаимодействия экранирующую прослойку необходимо удалить, вытеснив ее из зоны соединения. Вытеснение прослойки происходит за счет сдавливания свариваемых изделий с приложением к ним внешнего избыточного давления. Избыточное давление на этой стадии приводит к возникновению в зоне соединения пластических деформаций – течения расплава и частичного его вытеснения из зоны сварки. За счет сдвиговых деформаций принудительно разрушаются находящиеся в плоскости соединения дефектные слои, которые вместе с частью выходящего расплава, обладающего наибольшей термодинамической активностью, эвакуируются из зоны контакта за пределы сварного соединения (рисунок 82). Только после вытеснения из зоны сварки экранирующих прослоек возможно полное сближение соединяемых поверхностей и возникновение физического взаимодействия между ними на молекулярном уровне – адгезии. Внешне этот процесс наблюдается как коалесценция расплавленных кромок, сопровождаемая перемешиванием слоев. Естественно, что чем меньше вязкость расплава и чем его больше, тем легче разрушить и удалить со свариваемых поверхностей прослойки, экранирующие активные и способные к взаимодействию макромолекулы.

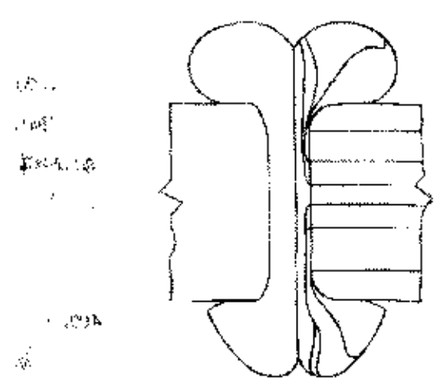


Рисунок 82. Распределение линий текучести в стыковом шве по исследованиям «Welding Institute», Великобритания

Таким образом, давление, обеспечивающее движение вещества, требуется при любом способе сварки, в то время как тепловая энергия может как подводиться

извне, так и генерироваться в полимерном материале за счет преобразования других видов энергии. Это может быть механическая энергия ультразвуковых колебаний или трения, энергия высокочастотного электрического поля, электромагнитная энергия, энергия инфракрасного излучения, излучения лазера или концентрированного светового луча. При химической сварке тепловой энергии чаще всего вообще не требуется, однако приложение внешнего давления для реализации сдвиговых деформаций обязательно.

Течение расплава приводит к переориентации макромолекул в зоне соединения и занятия ими преимущественно взаимно параллельного (фронтального) расположения друг относительно друга, что наиболее благоприятно для их тесного контакта и взаимодействия. На конечной стадии течения расплава происходит быстрое слияние расплавленных поверхностей с исчезновением существовавшей ранее физической границы раздела между ними. В результате межмолекулярного взаимодействия контактирующих слоев между отдельными участками фронтально сближенных макромолекулярных цепей возникает баланс сил взаимного притяжения и сил отталкивания (т.н. вандерваальсовы силы). После достижения равновесного положения между силами притяжения и отталкивания в контактном слое расплавов происходит минимизация потенциальной энергии, и он одинаково хорошо сопротивляется как дальнейшему сжатию, так и растяжению. Сварное соединение уже не разрушается по первоначальной плоскости контакта.

Считается, что способность полимерных соединений сопротивляться разрушению достигается именно за счет формирования общего слоя действия вандерваальсовых сил, т.е. адгезионной прочности. В то же время, на этапе течения расплава возможны процессы взаимодиффузии (массопереноса) макромолекул полимера в целом или отдельных их сегментов через поверхность раздела. Диффузионный процесс при сварке полимеров признается не всеми специалистами в данной области, хотя для микрообъемов он вполне возможен. При сварке плавлением одним из доказательств присутствия диффузионного взаимодействия соединяемых контртел может служить то обстоятельство, что все меры, способствующие тепловому движению (повышение давления и температуры и т.п.), вызывают увеличение длительной прочности сварного соединения, и, наоборот, факторы, замедляющие диффузию, снижают прочность.

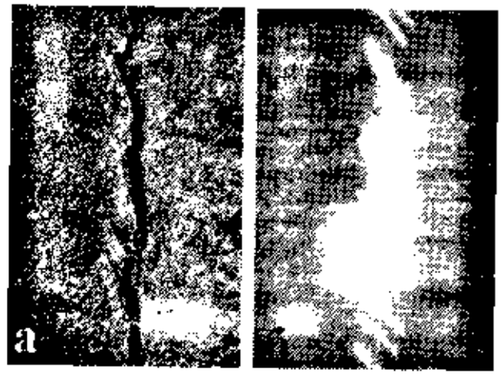
При охлаждении расплава полимера происходит его кристаллизация, приводящая к образованию сферолитных надмолекулярных образований, возникающих на вновь образовавшихся центрах кристаллизации или на остатках центров частично сохранившихся в переходной зоне кристаллических образований. В начале процесса постепенного остывания расплава внутри сварного шва происходит возникновение кристаллических зародышей – центров будущей кристаллизации. По мере дальнейшего остывания начинается кристаллизация полимера – постепенный рост кристаллитов от их центров во всех направлениях, образующих трехмерный дальний порядок в расположении цепных макромолекул. Кристаллиты полимеров не имеют явно выраженной огранки и состоят из небольшого числа макромолекул или их сегментов. Из кристаллитов образуются и растут надкристаллические сферолитные образования, имеющие вначале вид шаров или дисков. Раньше других появившиеся сферолиты по мере своего роста поглощают новые центры кристаллизации и более мелкие сферолиты, а после столкновения оболочек теряют свою сферичность, приобретая форму многоугольника.

Надмолекулярные образования сварного соединения неоднородны по своей структуре и существенно отличаются от более однородной структуры полимерного материала. Размеры сферолитов шва могут колебаться в достаточно широких пределах – от нескольких до десятков и сотен микрометров, в зависимости от условий охлаждения расплава. Причем в поперечном сечении сварного шва наблюдается как мелкая структура, так и зоны с заметно крупными сферолитными образованиями. Если усилие сдавливания было достаточно большим на границе исходного материала, не подвергавшегося плавлению, могут наблюдаться растянутые мелкокристаллические структуры. Эта зона, носящая название зоны термического влияния, является наиболее ослабленной, что подтверждается появлением в ней микротрещин, вызванных температурной усадкой расплавленного материала. На рисунке 83 показан внешний вид трещин и их конфигурация, полученные путем выполнения срезов с внутренней поверхности трубы PEHD в подгратовой зоне (рисунок 83а) и на глубине 400 мкм (рисунок 83б). При механических нагрузках разрушение сварных стыковых соединений практически всегда проходит по зоне термического влияния. При стыковой сварке поверхностные слои наружного грата, охлаждающиеся с наибольшей скоростью, могут иметь преимущественно аморфную структуру.

После затвердевания расплава внутри сварного шва еще в течение некоторого времени могут проходить кристаллизационные процессы при полиморфных переходах полимера, сопровождающиеся структур-

ными изменениями в нем. Одновременно интенсивно идут релаксационные процессы, приводящие к снижению остаточных температурных напряжений в шве.

Основными параметрами сварки плавлением являются температура и время нагрева деталей, давление и время его воздействия. Для сварки плавлением важен температурный диапазон вязкотекучего состояния полимера. Нижней границей диапазона является температура текучести термопласта, верхней – температура его деструкции. В этом температурном интервале определяются режимы сварки при плавлении пластмасс. Чем шире температурный диапазон вязкотекучего состояния, тем легче выбрать оптимальные режимы сварки плавлением. С целью оценки характеристик свариваемости пластмасс определяют предельные значения температуры текучести $T_т$ и температуры деструкции $T_д$, а также изменение вязкости для этого интервала температур.



а – со стороны внутренней поверхности;
б – на глубине 400 мкм

Рисунок 83. Внешний вид трещин в подгратовой зоне шва и их конфигурация

Таблица 72. Подразделение способов сварки на классы

Класс сварки	Вид (способ) сварки
Термический	Сварка излучением
	Сварка пламенем
Термомеханический	Сварка нагретым газом
	Сварка литьем под давлением
	Экструзионная сварка
	Сварка нагретым инструментом
	Сварка закладными нагревателями
Механический	Ультразвуковая сварка
	Сварка трением
Электромеханический	Высокочастотная сварка
	Магнитоимпульсная сварка

В зависимости от температурного интервала вязкотекучего состояния ($\Delta T = T_д - T_т$) и вязкости расплава полимеры делятся на три условные группы: хорошо, средне и плохо свариваемых материалов. Вязкость является отображением природы полимера, его молекулярной массы, молекулярно-массового распределения, степени разветвленности макромолекул, модифицирующих добавок и может меняться в узком или широком интервале температур. Термопласты с $\Delta T \geq 60$ °С и вязкостью расплава 102–105 Па·с относят к хорошо свариваемым материалам. Соответственно, термопласты с $\Delta T < 60$ °С и вязкостью расплава 106–107 Па·с и с $\Delta T < 60$ °С и вязкостью расплава 108–1012 Па·с (у последних к тому же энергия активации вязкого течения превышает энергию химических связей), относятся к средне и плохо свариваемым материалам. Полиэтилен обладает большим интервалом вязкотекучего состояния: 135–240 °С ($\Delta T > 100$ °С) и минимальной вязкостью расплава менее 103 Па·с.

Вязкость расплава термопласта количественно оценивается показателем текучести расплава (ПТР). За показатель текучести принимают массу термопласта, выдавливаемую через капиллярное отверстие экструзионного пластомера за 10 мин при нагрузке на поршень пластомера 5 или 20 кг. Показатель текучести расплава обратно пропорционален вязкости – чем больше значение ПТР, тем меньше вязкость расплава, и наоборот. Таким образом, в инженерной практике посредством измерения ПТР определяют одну из характеристик свариваемости материала труб. Проведенные исследования показывают, что материалы, имеющие значение ПТР в пределах 0,3–1,3 г/10 мин (при 190 °С, нагрузке 5 кгс по ГОСТ 11645-73) могут удовлетворительно соединяться сваркой плавлением. Показатели ПТР для некоторых марок полиэтилена приведены в таблице 5.

Для нагрева свариваемых поверхностей используют различные источники теплоты: газовый теплоноситель, ультразвуковые колебания, высокочастотное электрическое поле, энергия трения, поток лучистой энергии, нагретый инструмент и т.п. На основании принятой для металлов классификации процессов сварки (ГОСТ 19521-74 «Сварка металлов. Классификация») предложено проводить и классификацию сварки термопластов. Тип сварки, как уже было сказано выше, определяют по механизму проводимого процесса: сварка плавлением и химическая сварка. На основании вида энергии, вводимой для перевода термопласта в вязкотекучее состояние, и способа ее передачи определяют класс

сварки. Сварку плавлением условно можно разделить на четыре класса: термический, термомеханический, механический и электромеханический (таблица 72). Каждому классу соответствуют различные виды сварки, отличающиеся по способу подвода источника энергии, непосредственно используемого для образования сварного соединения.

Способы сварки полимерных материалов развивались параллельно с развитием технологий синтеза новых полимерных материалов. Первой стали использовать сварку **нагретым газом** с применением присадочного материала или без него. Этот способ основан на использовании нагретого газа (как правило, воздуха), при помощи которого соединяемые поверхности сначала разогревают, а затем приводят в контакт или с нагретым той же струей присадочным материалом или друг с другом. В дальнейшем сварка нагретым газом с применением присадочного материала трансформировалась в сварку **расплавом** (или расплавленной присадкой), при которой на свариваемые поверхности подается термопласт, находящийся в вязкотекучем состоянии. Сварку **расплавом** подразделяют на **экструзионную** сварку (или сварку экструдируемой присадкой) и сварку **литьем под давлением**.

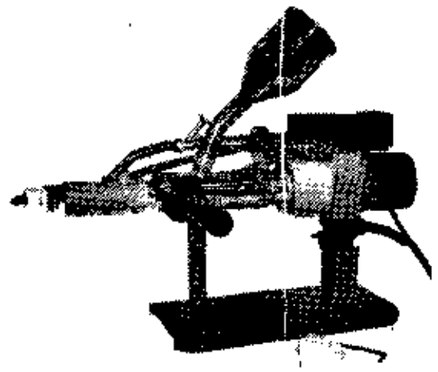


Рисунок 84. Ручной шнековый экструдер для экструзионной сварки

При сварке экструдируемой присадкой расплавленный материал, выходящий из ручного экструдера, непрерывно подается в зазор между соединяемыми поверхностями, нагревает их до температуры текучести и сплавляется с ними. Для образования расплава в экструдерах используется материал или в виде гранул (в шнековых экструдерах), или прутка (в прямоточных экструдерах). Экструзионную сварку, в которой для получения расплава используется пруток (его диаметр чаще всего составляет 4–5 мм), иногда называют сваркой расплавленным прутком. Экструзионную сварку используют, как правило, для соединения листовых изделий, плит, при производстве и сварке труб большого диаметра.

Прочность получаемого при экструзионной сварке соединения не превышает 60–75 % от прочности основного материала и во многом зависит от угла раскрытия подготовленых к сварке V- или X-образных кромок. В системах трубопроводного транспорта малых диаметров экструзионная сварка используется при ремонтных работах, для заплавления глубоких порезов или выбоин труб (см. главу 10.2).

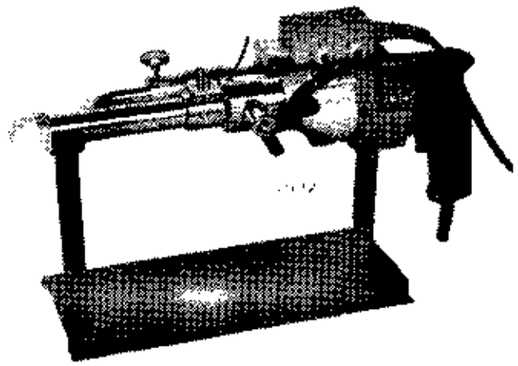


Рисунок 85. Ручной прямоточный экструдер для экструзионной сварки

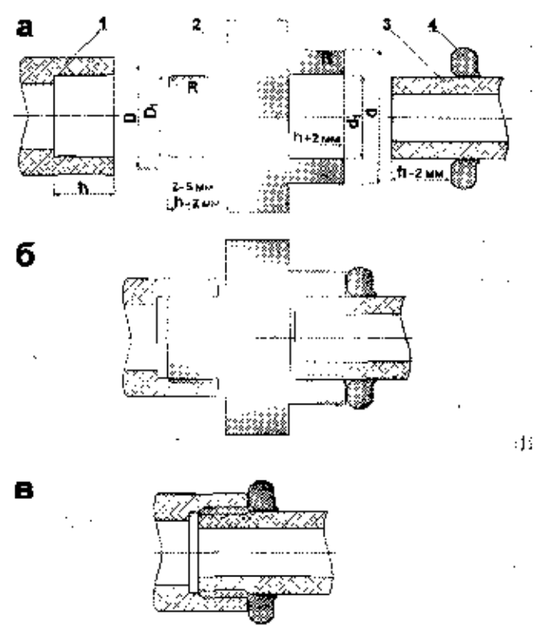
В производстве тонкостенных полых изделий толщиной более 0,5 мм, где не допускается наличие выступающего сварочного грата, используют сварку литьем под давлением. Технологический режим этого способа сварки предусматривает создание необходимой температуры расплава присадочного материала и его впрыскивание под давлением в зону сварки.

Для соединения деталей, имеющих форму тел вращения, применяют сварку **трением**, основанную на превращении энергии трения свариваемых поверхностей в тепловую энергию. Этот способ хорошо зарекомендовал себя для соединения разнородных пластмасс, однако может применяться только для относительно небольших изделий, в т.ч. сварки труб малого диаметра.

При сварке пластмасс **излучением** используют источники электромагнитного излучения видимой или инфракрасной области спектра. Сварка излучением основана на способности пластмасс поглощать лучистую энергию источника излучения и за счет этого нагреваться. В зависимости от источника излучения различают сварку инфракрасным излучением и лазерную сварку. Лазерную сварку наиболее эффективно использовать при сварке пленок. Сварка ИК-излучением может быть применима для соединения труб и листов в цеховых условиях. Для сварки ИК-излучением используют металлические или газовые излучатели, в которых элементы накаливания имеют температуру от 1000 до 2200 °С. Как и при других способах сварки пластмасс, технологический режим

предусматривает разогрев свариваемых поверхностей в течение времени, достаточного для получения требуемой глубины прогрева, а затем создание усилия и скорости осадки стыка.

Для соединения полимерных пленок и тканей небольшой толщины, полимерных покрытий используется **ультразвуковая** сварка и сварка **токами высокой частоты** (ТВЧ). Сварка изделий выполняется внахлест. При ультразвуковой сварке образование сварного соединения происходит в результате преобразования в соединяемых деталях механической энергии ультразвуковых колебаний (20–50 кГц) в тепловую энергию. Высокочастотная сварка пластмасс обеспечивается за счет разогрева материала в результате поглощения им энергии переменного электрического поля. Сваркой ТВЧ хорошо соединяются пластмассы, для которых коэффициент диэлектрических потерь больше сотых долей единицы (поливинилхлорид, полиамид и пр). Пластмассы с коэффициентом диэлектрических потерь меньше сотых долей единицы (полиэтилен, фторопласт-4) могут свариваться только токами сверхвысокой частоты (СВЧ).



1 – соединительная деталь с раструбом; 2 – нагреватель; 3 – приваривасмая труба; 4 – ограничительный хомут

Рисунок 86. Последовательность операций при сварке нагретым инструментом враструб:
а – свариваемые изделия перед сваркой; б – нагрев свариваемых поверхностей; в – стыковка свариваемых поверхностей

Широкое распространение получила **контактная тепловая сварка** (или, по-другому, сварка нагретым инструментом). Она подразделяется на два вида: оплавлением (нагретым инструментом встык и враструб, закладным нагревателем, нагретым клином) и проплавлением (нагретым роликом, прессовая). И при сварке оплавлением, и при сварке проплавлением необходим непосредственный контакт подлежащих соединению поверхностей с нагретым инструментом. Применительно к трубам из термопластичных полимеров, в т.ч. из полиэтилена, используют сварку **нагретым инструментом враструб** и **нагретым инструментом встык.** Раструбная сварка основана на одновременном оплавлении внутренней поверхности раструба соединительной детали и наружной поверхности конца трубы с последующим их сопряжением путем вдавливания конца трубы в раструб (рисунок 86) (размеры нагревателя для трубы De 32 мм приведены в главе 4.3). Преимуществами раструбной сварки являются большая площадь сварного шва и обеспечение самоцентровки трубы в раструбе соединительной детали. Раструбная сварка применяется преимущественно при монтаже труб малых диаметров (до 32, реже 140 мм) систем водоснабжения и отопления. В нашей стране для целей газоснабжения данный способ применяется локально при изготовлении сварных тройников (см. главу 1.3), врезки контрольных трубок. В европейских странах данный способ сварки вообще не используется для соединения элементов газопроводов, что подтверждается отсутствием соответствующих соединительных деталей в европейском стандарте EN 1555-3:2002 (часть 3). При стыковой сварке трубы соединяются между собой оплавленными торцами. Этот способ сварки является доминирующим при соединении труб с толщиной стенки более 5 мм. Для нагрева инструмента используется электрический ток. Применять нагревательные инструменты, нагреваемые газом, при сооружении систем газораспределения не допускается исходя из требований СП 42-103-2003 и РД 03-614-03 Ростехнадзора.

Важное место вслед за сваркой нагретым инструментом занимает сварка труб деталями с закладными нагревателями, которая показала наибольшую эффективность при соединении труб малого диаметра и при выполнении соединений в труднодоступных местах. При сварке **деталями с закладными электронагревателями** (ЗН) трубы соединяются между собой при помощи специальных пластмассовых соединительных деталей, имеющих на внутренней поверхности встроенную электрическую спираль из металлической проволоки. Получение сварного соединения происходит в результате расплавления полиэтилена на соединяемых поверхностях труб и деталей за счет тепла, выделяемого при протекании электрического тока по проволоке спирали.

Поскольку полиэтилен по своим реологическим свойствам относится к группе хорошо свариваемых материалов, способы сварки на-

гретым инструментом встык и **деталями с закладными электронагревателями** показали свое преимущество перед другими в силу своей технической простоты и достаточной надежности. Рассмотрим теперь более подробно эти две технологии сварки труб.

Сварка нагретым инструментом встык заключается в нагревании свариваемых торцов труб или деталей до вязкотекучего состояния полиэтилена при непосредственном контакте с нагретым инструментом и последующим соединении торцов под давлением осадки после удаления инструмента. Данным способом соединяют между собой трубы и детали, изготовленные из разных марок полиэтилена (PEMD, PEHD).

Основными параметрами стыковой сварки встык являются: температура нагретого инструмента $T_н$; продолжительность оплавления $t_{оп}$ и нагрева $t_н$; давление торцов соединяемых труб на нагревательный инструмент при оплавлении $P_{оп}$ и нагреве $P_н$; продолжительность технологической паузы между окончанием нагрева и началом осадки $t_п$; время нарастания давления осадки $t_д$; давление на торцы при осадке $P_{ос}$; время охлаждения сваренного стыка под давлением осадки $t_{охл}$. Требования к технологии сварки определяются нормативными документами по строительству систем газоснабжения (своды правил, технологические регламенты и т.п.), согласованными Ростехнадзором. Технологии сварки, приведенные в этих документах, считаются аттестованными технологиями, т.е. подтвержденными в результате исследовательских работ и опытом эксплуатации газопроводов. Значения технологических параметров должны быть приведены согласно этих документов в технической документации на эксплуатацию применяемого сварочного оборудования.

Температура нагревателя. К одному из наиболее значимых параметров сварки относится температура на поверхности зеркала нагревателя, при контакте с которым происходит процесс активации поверхностных слоев на соединяемых деталях. Получение оптимальной для свариваемого материала температуры расплава напрямую связано с температурой зеркала нагревателя. Многочисленными экспериментами доказано, что прочность шва снижается как при понижении, так и при повышении температуры расплава, поскольку большинство опасных дефектов возникает именно при перегреве или недогреве торцов свариваемых труб.

Для обеспечения наиболее полного взаимодействия макромолекул в шве необходимо получить минимальную вязкость расплава, т.к. только в таком случае в зоне контакта свариваемых труб активно развиваются сдвиговые деформации (течение и перемешивание расплава). Вязкость расплава зависит от температуры нагревателя и показателя текучести (индекса) расплава материала свариваемых труб. У термопластов, по мере увеличения температуры свыше температуры текучести, вязкость снижается по экспоненциальному закону. Очевидно, чем меньше вязкость расплава, тем лучше сваривается термопласт. Однако для каждого термопласта существует предельная температура нагрева, превышение которой (перегрев) приводит к деструкции полимера.

Чем выше температура нагревателя ($T_н$), тем меньше вязкость расплава и лучше условия для образования надежного сварного соединения. В то же время температура расплава не должна превышать той величины, выше которой происходит термоокислительная деструкция полиэтилена или налипание его расплава на поверхность зеркала нагревателя. Для различных марок полиэтилена начало термоокислительной деструкции (характеризующееся началом потери массы образцом) может начинаться с температур выше 240 °С. Это значение получено при нагреве небольших кусочков полиэтилена массой около 15 мг.

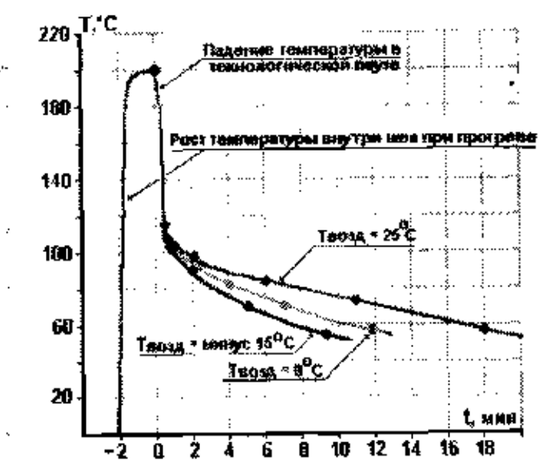


Рисунок 87. Скорость остывания расплава внутри сварного шва труб De 160 SDR 11 при $T_н$ = 240 °С

Исследованиями установлено, что на торце прижатой к нагревателю трубы за регламентированное время нагрева температура не успевает принять значения, достигнутого на поверхности нагревателя. На удалении всего 0,5 мм от нагревателя температура стенки трубы ниже на 25–35 °С. Например, при $T_н$ = 240 °С температура на расстоянии 0,5 мм от торца трубы составляет не более 205 °С (рисунок 87). В процессе технологической паузы (времени между окончанием процесса нагрева и началом осадки стыка) наиболее нагретые слои материала остывают и вытесняются из

зоны контакта, а в контакт вступает расплав с температурой на 15–20 °С ниже достигнутой, обладающий большей вязкостью.

Для получения в зоне контакта расплава с наибольшей термодинамической активностью температуру нагревателя назначают согласно СП 42-103-2003 с учетом вязкости материала: при сварке высокопластичных труб из PEMD (ПЭ80) равной (200–220) ± 10 °С, а для более жестких труб из PEHD (ПЭ100), имеющих меньший показатель текучести расплава, (210–230) ± 10 °С. Температура рабочей поверхности нагретого инструмента приведена в таблице 73. Температурный интервал приведен с учетом погрешности в работе терморегулятора и инертности зеркала нагревателя.

Таблица 73. Температура рабочей поверхности нагретого инструмента, °С

Параметр	Температура окружающего воздуха T_o, °С, и тип полиэтилена					
	от минус 15 до 0		от 0 до плюс 20		от плюс 20 до плюс 45	
	ПЭ100	ПЭ80	ПЭ100	ПЭ80	ПЭ100	ПЭ80
Температура рабочей поверхности инструмента	230 ± 10	220 ± 10	220 ± 10	210 ± 10	210 ± 10	200 ± 10

Давление и время оплавления. Эти технологические параметры необходимы для обеспечения плотного прилегания торца трубы к поверхности нагревателя. Под давлением оплавления ($P_{оп}$) происходит деформация прижатых к нагревателю труб и частичное вытеснение расплавленного материала из зоны контакта. В результате плотного прилегания труб к нагревателю обеспечивается равномерный прогрев их торцов. Значение $P_{оп}$ по требованиям СП 42-103-203 принимают равным 0,20 ± 0,02 МПа (2,0 ± 0,2 кгс/см^2). Время оплавления $t_{оп}$ должно быть достаточно для образования по всему периметру контактирующих с нагревателем торцов труб валиков вытесненного расплавленного материала (первичного сварочного грата). Отсутствие первичного грата в какой-либо части торца трубы свидетельствует о недостаточном давлении или времени прогрева и о наличии зазоров между торцами труб и поверхностью нагревателя. При использовании импортной сварочной техники следует учитывать, что зарубежные стандарты в основном назначают $P_{ос}$ (иногда называемый сварочным фактором) из расчета 0,15 МПа, т.е. меньшим в 1,33 раза.

Оплавление должно вестись до тех пор, пока высота первичного грата не достигнет следующей величины: до 1,0 мм при толщине стенки труб от 5 до 10 мм; 1,5 мм – при толщине от 10 до 12 мм; 2,0 мм – при толщине от 12 до 20 мм; 2,5 мм – при толщине 20–26 мм и 3,0 мм – при толщине 26–35 мм. За толщину стенки труб можно принимать ее номинальное значение.

Время нагрева. В процессе нагрева полиэтилен переходит в вязкотекучее состояние (вязкость подвижного расплава при температуре около 200 °С составляет 10^2–10^3 Па·с). Для получения качественного сварного соединения нужно не только достигнуть требуемой температуры по торцу трубы, но и перевести в вязкотекучее состояние слой определенной толщины. Из теории образования сварного соединения, рассмотренного ранее, вытекает вывод, что для получения достаточных условий для взаимодействия макромолекул по поверхностям соединяемых деталей необходимо вытеснение нежелательных ингредиентов из середины свариваемых деталей в грат.

Это может произойти лишь при наличии определенного объема расплава материала, достаточного и для вытеснения части расплава в грат и для реализации физического взаимодействия между макромолекулами по всему периметру сварного шва. Недостаточный объем расплава, полученный при малом времени нагрева, приведет к смыканию между собой непрогретых торцов труб и образованию непроваров. Поэтому, только после перевода в текучее состояние слоя определенной толщины, возможно переходить к этапу осадки.

Необходимый объем расплава напрямую зависит от глубины прогрева торцов труб, являющейся базовым технологическим критерием при определении параметра времени. Чтобы получить требуемую глубину прогрева торцы нагревают в течение строго определенного промежутка времени (времени нагрева), зависящего от толщины стенки труб. Этого времени должно быть достаточно для получения максимально возможной глубины оплавленного слоя. После оплавления торцов труб на глубину в несколько миллиметров процесс нагрева переходит в квазистационарный, когда дальнейшего наращивания глубины оплавленного слоя не происходит несмотря на продолжающийся нагрев. Таким образом, граничным условием при назначении времени нагрева является переход процесса оплавления в квазистационарный режим. Кроме этого учитывают, что при чрезмерно длительном времени нагрева возможна термоокислительная деструкция материала даже при температуре нагревателя 220–230 °С.

При изменении внешних температурных условий соответственно корректируют и параметры сварки с целью добиться постоянства глу-

бины прогрева. Этого можно добиться тремя способами: 1 – изменением времени нагрева при постоянной температуре нагревателя; 2 – изменением температуры нагревателя при постоянном времени нагрева; 3 – одновременным изменением температуры и времени.

Ранее действующими нормативами предусматривалось изменение числовых значений временных параметров (времени нагрева) при понижении или повышении температуры окружающего воздуха. При этом коррекция температуры нагревателя производится только в случае изменения марки материала. В настоящее время согласно СП 42-103-2003 при изменении внешних условий принято изменять не только время нагрева, но и температуру нагревательного инструмента. Значения параметров времени нагрева согласно СП 42-103-2003 приведены в таблице 74. Значения времени, приведенные в СП 42-103-2003, не совсем удобны для использования, поскольку объединяют в одной строке по два типоразмера труб, хотя и с близкими характеристиками, но для нагрева которых, все же требуется подбор индивидуального значения времени исходя из отличающихся на 15–20 % толщин стенки. Для большего удобства пользования в таблице 75 приведены уточненные значения времени, полученные путем математической обработки данных таблицы 74 и рассчитанные для каждого диаметра труб. Для уточнения конкретного времени нагрева проводят сварку пробных стыков.

Таблица 74. Время нагрева торцов труб ($t_н$, с) из ПЭ80 и ПЭ100 по СП 42-103-2003

Сортамент свариваемых труб по ГОСТ Р 50838-95		Температура окружающего воздуха T_o, °С, и время нагрева, с		
Стандартное размерное отношение	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	от минус 15 до 0	от 0 до плюс 20	от плюс 20 до плюс 45
SDR 11	63x5,8–75x6,8	75–110	60–105	50–95
	90x8,2–110x10,0	100–140	85–140	70–125
	125x11,4–140x12,7	120–170	100–165	80–150
	160x14,6–180x16,4	155–210	135–200	105–185
	200x18,2–225x20,5	190–260	160–250	125–225
	250x22,7–315x28,6	250–360	225–350	210–310
SDR 17,6	90x5,2–110x6,3	70–105	55–100	45–90
	125x7,1–140x8,0	95–125	80–120	60–110
	160x9,1–180x10,3	105–140	90–140	70–125
	200x11,4–225x12,8	120–170	100–165	80–150
	250x14,2–315x18,5	135–200	115–190	90–180

Давление при нагреве. Давление при нагреве ($P_н$) должно быть минимально возможным, обеспечивающим лишь фиксирование торца трубы у

поверхности нагревателя. Слишком большое давление при прогреве будет приводить к вытеснению полученного расплава в грат, чего на этом этапе сварки не должно происходить. По требованиям СП 42-103-2003, давление нагрева должно находиться в диапазоне 0,02 ± 0,01 МПа (0,2 ± 0,1 кгс/см²). Возможно даже снижение $P_{пр}$ до нуля при гарантированном фиксировании трубы в установленном положении, что может быть обеспечено, например, «запиранием» полостей гидроцилиндров специальными клапанами. На практике величину $P_н$ принимают равной 0,01–0,02 МПа.

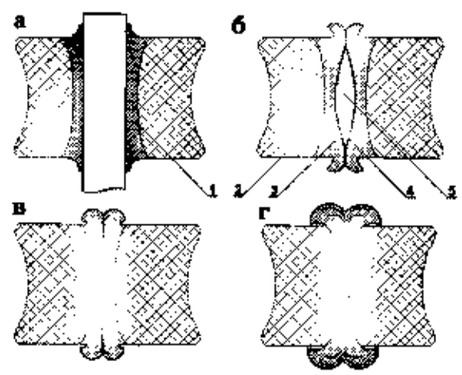
Таблица 75. Время нагрева торцов труб ($t_н$, с), рассчитанное для каждого диаметра труб

Сортамент свариваемых труб по ГОСТ Р 50838-95		Температура окружающего воздуха T_o, °С, и время нагрева, с		
Стандартное размерное отношение	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	от минус 15 до 0	от 0 до плюс 20	от плюс 20 до плюс 45
SDR 11	63 x 5,8	75–100	65–95	50–85
	75 x 6,8	85–110	75–105	55–95
	90 x 8,2	100–130	85–125	70–110
	110 x 10,0	115–145	105–135	75–125
	125 x 11,4	125–160	105–150	80–140
	140 x 12,7	140–175	120–165	90–150
	160 x 14,6	155–195	130–185	105–170
	180 x 16,4	175–215	145–205	115–185
	200 x 18,2	190–240	160–225	125–205
	225 x 20,5	215–265	185–250	140–225
	250 x 22,7	240–290	205–270	160–245
	315 x 28,6	300–360	260–340	200–310
SDR 17,6	90 x 5,2	70–90	55–85	45–80
	110 x 6,3	80–105	70–100	50–90
	125 x 7,1	90–115	80–110	55–100
	140 x 8,0	95–125	85–120	60–110
	160 x 9,1	105–135	90–130	65–115
	180 x 10,3	115–145	100–140	75–125
	200 x 11,4	125–160	105–155	80–140
	225 x 12,8	140–175	115–165	90–150
	250 x 14,2	155–190	120–180	95–165
	315 x 18,5	200–240	165–225	125–205

Время технологической паузы. За это время происходит раздвижка оплавленных поверхностей труб, удаление из зоны сварки нагревателя и сопряжение оплавленных поверхностей между собой. В процессе технологической паузы разогретые торцы труб, вступая в контакт с окружающим воздухом, активно окисляются. Одновременно происходит образование пленки остывшего материала. Чем дольше контакт с атмосферой, тем толще слой остывшей и окисленной плен-

ки. Поэтому продолжительность технологической паузы необходимо сводить к минимуму. В отечественной практике продолжительность технологической паузы устанавливают минимально возможной: не более 3 с для труб De 63 мм, 4 с – для труб De 90–140 мм, 5 с – для труб De 160–225 мм, 6 с – для труб De 250–315 мм. Это более жесткие ограничения, чем устанавливаются международными правилами для условий сварки при температурах воздуха не ниже минус 5 °С, где $t_{тп}$ принимается равным 5–12 с.

Давление при осадке. После удаления нагревателя по торцу труб вследствие атмосферного давления и некоторых других факторов образуется вогнутый мениск, приводящий к защемлению между сомкнутыми кромками труб газовоздушной прослойки (рисунок 88). Кроме этого, в стыке находится пленка окисленного и остывшего материала, препятствующая взаимодействию расплавленных поверхностей. Как уже было сказано выше, для образования в зоне свариваемых поверхностей физического взаимодействия необходимо утончить и удалить из зоны контакта остывшую и окисленную пленку и вместе с защемленной газовоздушной прослойкой эвакуировать их в грат. Реализация физических (вандерваальсовых) сил между макромолекулами полиэтилена происходит только при их сближении на расстояния, соизмеримые с размерами макромолекул, то есть меньше одного нанометра (10^{-6} мм).



1 – зона термического влияния; 2 – стенка трубы; 3 – зона прогрева; 4 – остывшая пленка; 4 – газовоздушная прослойка

Рисунок 88. Последовательность взаимодействия свариваемых поверхностей:
а – нагрев торцов труб; б – соединение оплавленных торцов труб; в – вытеснение расплава при осадке стыка; г – сварное соединение стенки трубы после осадки

Давление при осадке стыка необходимо для реализации в зоне контакта макроскопического течения расплава полимера, приводящего к удалению из зоны сварки экранирующих прослоек и возникновению процессов взаимодействия между макромолекулами полиэтилена. Материал, вытесненный из стыка под давлением осадки, образует наружный и внутренний сварочный грат.

Как показывают эксперименты с полосчатыми образцами, расплавленный материал не только с периферийных, но и из центральных участков стенки трубы перемещается параллельно плоскости сварки и принимает участие в образовании грата (см. рисунок 81). Течение расплава происходит до тех пор, пока давление, прикладываемое к трубам, не уравновесится напряжениями сдвига вытесняемого в грат расплава.

При течении расплава происходит взаимная ориентация макромолекул полимера, в результате которой они занимают параллельное расположение относительно друг друга. Это расположение наиболее благоприятно для процессов взаимодействия между соседствующими молекулами. Таким образом, в результате сдвиговых деформаций исчезает существовавшая ранее граница раздела, обеспечивается полное взаимодействие между макромолекулами полимера и формируется поновому ориентированная надмолекулярная структура.

Величина давления при осадке в СП 42-103-2003 принята равной: $P_{ос}$ = 0,20 ± 0,02 МПа (2,0 ± 0,2 кгс/см^2). При таком давлении происходит интенсивное течение расплава, способствующее более активному вытеснению остывших и дефектных слоев. Кроме того, передвижение подвижного зажима сварочной машины (особенно при работе в зимних условиях) будет более быстрым, что позволит сократить время технологической паузы. Как и в случае с давлением на оплавление, при использовании импортной сварочной техники следует учитывать, что зарубежные стандарты в основном назначают $P_{ос}$ из расчета 0,15 МПа.

Скорость нарастания давления осадки. Сварка в вязкотекучем состоянии возможна только при обеспечении оптимальной скорости сдвига расплава. Малые скорости сближения свариваемых деталей не способствуют удалению ингредиентов из зоны сварки из-за малой скорости течения расплава и его остывания. Дефектные слои на контактируемых поверхностях не удаляются в грат и частично остаются в стыке. В то же время считается, что превышение скорости нарастания давления свыше оптимальной приводит к такому увеличению скорости течения расплава, при которой он переходит из текучего состояния в эластическое. В этом случае также возможно образование локальных несплавлений, поскольку дефектные слои не полностью выносятся расплавом из зоны сварки в грат.

Время нарастания давления осадки, как правило, принимают равным значениям, изложенным в СП 42-103-2003, что соответствует сложившей-

ся международной практике (таблица 76). При этом следует оговориться, что этот параметр нормируется только для сварочных машин со средней и высокой степенью автоматизации, а для машин с ручным управлением практически не выполним. С точки зрения обеспечения качества сварки этот параметр не является критическим, т.к. в процессе осадки стыка из-за возрастающей вязкости расплава полиэтилена по мере его вытеснения в грат нарастание давления в любом случае происходит не мгновенно, а более или менее плавно. При проведении соответствующих испытаний не отмечено случаев разрушения стыков или локальных несплавлений по зоне сварки из-за несоблюдения данного параметра. Это свидетельствует о том, что даже при сварке на машинах с ручным управлением скорость течения расплава при осадке стыка близка к оптимальной величине, при которой обеспечивается утончение, дробление и удаление со свариваемых торцов остывшей и окисленной прослойки, мешающей взаимодействию между макромолекулами полимера.

Таблица 76. Время нарастания давления осадки ($t_д$, с) для труб из ПЭ80, ПЭ100

Сортамент свариваемых труб по ГОСТ Р 50838-95		Время $t_д$, с
Стандартное размерное отношение	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	
SDR 11	63x5,8–75x6,8	3–7
	90x8,2–110x10,0	4–8
	125x11,4–140x12,7	4–11
	160x14,6–180x16,4	6–12
	200x18,2–225x20,5	8–14
	250x22,7–315x28,6	10–16
SDR 17,6	90x5,2–110x6,3	3–6
	125x7,1–140x8,0	4–7
	160x9,1–180x10,3	4–8
	200x11,4–225x12,8	5–10
	250x14,2–315x18,5	8–12

Время при охлаждении. За время выдержки под давлением осадки в стыке происходят сложные процессы образования надмолекулярных структур, характер которых в значительной степени определяет физико-механические и другие свойства сварного шва. По мере охлаждения расплава параллельно ориентированные сегменты макромолекулярных цепей объединяются в ассоциации, образуя кристаллические области. Оставшаяся часть макромолекул, находящаяся в неупорядоченном состоянии, входит в состав аморфной фазы. Одновременно в шве нарастают остаточные температурные напряжения, вызванные усадкой материала, имеющего высокий температурный коэффициент линейного расширения. Действие остаточных напряжений можно заметить визуально по вогнутой поверхности труб с SDR 17,6 и более, наблюдаемой в околошовной зоне. Со временем уровень остаточных напряжений ослабевает, но полностью не снижается.

Температурная область между точками плавления полимера и температурой стеклования является теоретическим интервалом кристаллизации. В этом интервале образуются наиболее правильно сформированные сферолиты. Для полиэтилена оптимальной температурой кристаллизации является интервал 125–80 °С. Поэтому граничным условием при определении времени выдержки стыка под давлением осадки (времени охлаждения) является достижение им максимальной прочности. Максимальную прочность стыки имеют тогда, когда температура внутри шва снизится до значения Т ≤ 50–60 °С, что соответствует температуре на поверхности шва Т ≤ 40–50 °С.

После достижения этой температуры стык можно освобождать из зажимов сварочной машины. Слишком быстрое снятие давления осадки и наложение на шов монтажных нагрузок могут привести к возникновению в шве напряжений, превышающих предел текучести еще не остывшего материала, и в переходной структурной зоне шва по границам переориентации макромолекул могут образоваться протяженные микротрещины. Время достижения температуры на поверхности шва Т ≤ 40–50 °С является минимально допустимым временем охлаждения (таблица 77).

Таблица 77. Время охлаждения стыка, ($t_{охл}$) мин, труб из ПЭ80 и ПЭ100

Сортамент свариваемых труб по ГОСТ Р 50838-95		Температура окружающего воздуха T_o, °С, и время охлаждения, мин		
Стандартное размерное отношение	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	от минус 15 до 0	от 0 до плюс 20	от плюс 20 до плюс 45
SDR 11	63x5,8–75x6,8	4–5	5–6	6–7
	90x8,2–110x10,0	6–7	7–8	8–9
	125x11,4–140x12,7	8–11	10–13	12–15
	160x14,6–180x16,4	11–14	13–16	15–18
	200x18,2–225x20,5	16–21	18–23	20–25
	250x22,7–315x28,6	24–30	26–32	28–36
SDR 17,6	90x5,2–125x7,1	4–5	5–6	6–7
	140x8,0–180x10,3	8–10	9–12	10–12
	200x11,4–225x12,8	10–11	11–13	13–15
	250x14,2–315x18,5	18–22	19–24	21–28

Кроме вышеперечисленных параметров сварки, на качество стыкового шва влияет *температурный интервал сварки*. Важнейшая характеристика полиэтиленовых труб – их пластичность – во многом зависит от степени кристалличности и размеров надмолекулярных образований. В свою очередь, степень кристалличности полимера сильно изменяется от режима его охлаждения. Как уже отмечалось выше, от скорости охлаждения расплава также зависит зарождение и рост кристаллических образований. Если скорость охлаждения большая, то центров кристаллизации образуется много и их рост происходит медленно, при этом образуется мелкокристаллическая структура, обусловливающая пластичность материала. И наоборот, при медленном охлаждении расплава формируется крупнокристаллическая структура материала, наличие которой увеличивает склонность полиэтилена к хрупкому разрушению.

С увеличением размера образований резко падает относительное удлинение, а предел текучести несколько возрастает, т.е. материал становится хрупким. Для труб из полиэтилена, из этих соображений, предпочтительна мелкокристаллическая структура, которая, по сути, и формируется в процессе производства труб при их водяном охлаждении. При проведении процесса тепловой сварки структура в зоне сварного шва резко меняется. Как показывают многочисленные исследования, несмотря на соблюдение требуемой температуры нагревателя, микроструктура зоны сварных швов существенно отличается от исходной структуры труб. Здесь за счет воздействия высокой температуры нагрева при осуществлении сварки и последующего медленного охлаждения расплава происходит формирование крупных кристаллических образований (крупносферолитных структур).

Проведение сварочных работ в условиях сверхнормативных температур воздуха (более +45 °С) приводит к чрезвычайно медленному остыванию расплава, при котором происходит укрупнение надмолекулярных образований и формирование крупносферолитной структуры, резко отличающейся от структуры самих труб. При этом процесс остывания происходит неравномерно и сопровождается усадочными деформациями, которые вызывают образование микро- и макротрещин по границам структурных образований в непосредственной близости от валиков сварочного грата.

Микротрещины, возникшие в результате несовершенства структуры материала шва или обусловленные несоблюдением технологии сварки являются концентраторами напряжений и потенциальными источниками разрушения шва. Сварной шов начинает разрушаться в месте наличия трещины (или любого другого дефекта) под влиянием внешних и внутренних напряжений.

Испытания сварных соединений в растворах поверхностно-активных веществ показывают, что проявление и развитие зародившихся в шве микротрещин начинается со стороны его внутренней поверхности и происходит по границам зоны термического влияния, где имеется крупносферолитная структура. Образование более крупных сферолитов вблизи внутренней поверхности объясняется, во-первых, медленным остыванием расплава при экструзии труб, а во-вторых, интенсивным прогревом внутренней поверхности трубы при сварке, где наблюдается более высокое теплоизлучение от тела нагревателя (см. рисунок 83). Со стороны наружной поверхности микротрещины проявляются редко, т.к. сама наружная поверхность труб в результате принятого способа изготовления с наружным охлаждением имеет почти аморфную структуру.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что температура окружающего воздуха при сварке стыков оказывает заметное влияние на формирование кристаллической структуры зоны сварного соединения и, как следствие, на его долговременную прочность. При температуре более +(30–45) °С сварные швы склонны к разрушению из-за наличия крупнокристаллических образований, возникших в результате слишком медленного остывания расплава. В связи с этим при сварке труб при температурах воздуха более +30 °С после 2–3-минутной выдержки при естественном остывании можно рекомендовать искусственное охлаждение стыков водой.

В результате рекристаллизованный материал будет обладать лучшими физико-механическими свойствами. Выдержка в 2–3 минуты необходима для того, чтобы расплав успел сформировать соответствующую структуру, находясь минимально необходимое время в интервале температур максимальной скорости кристаллообразования.

Сварка труб при температурах ниже минус 15 °С также нежелательна, т.к. возможно переохлаждение расплава в технологической паузе. Кроме того, слишком быстрое охлаждение вызывает в зоне сварки значительные внутренние напряжения, которые не успевают сглаживаться (за счет перехода части деформаций в высокоэластичные) до того, как к швам прикладываются дополнительные монтажные нагрузки (от выемки труб из зажимов сварочной машины, перемещения плетей вдоль траншеи и пр.).

Таким образом, установленный для сварки интервал температур окружающего воздуха (от минус 15 до +45 °С) является максимально допустимым с точки зрения обеспечения надежности сварных соединений.

Сварка при помощи соединительных деталей с закладными нагревателями заключается в расплавлении полиэтилена на соединяемых поверхностях деталей (муфт, угловых отводов, тройников, седловых отводов, переходов и т.д.) и труб за счет тепла, выделяемого при протекании электрического тока по заложенной в деталь электрической спирали из металлической проволоки, и последующем естественном охлаждении соединения. Перед сваркой трубы тщательно очищают и вставляют внутрь соединительной детали. Этот метод сварки, иногда называемый муфтовым или электрофузионным, применяют для соединения труб диаметром от 20 до 710 мм независимо от марки полиэтилена и показателя ПТР.

Конструктивно детали с закладным нагревателем состоят из корпуса, выполненного методом литья над давлением, с навитой изнутри металлической спиралью из медной или нихромовой проволоки. Концы закладного электронагревателя выведены на внешнюю поверхность корпуса и защищены полиэтиленовыми втулками от повреждения.

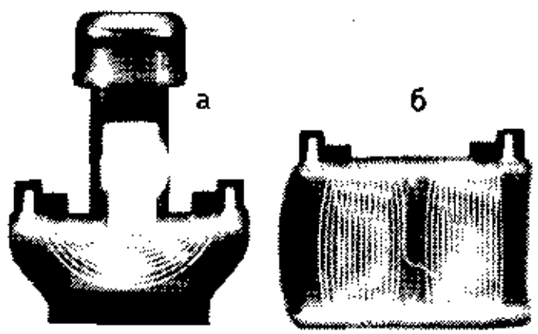


Рисунок 89. Расположение спирали закладного электронагревателя у седлового отвода (а) и муфты (б)

Внутренняя поверхность фитинга делится на отдельные зоны (рисунок 89):

– участки внутренней поверхности фитинга, где находится плотно навитая спираль нагревателя, называются зонами сварки. Именно в зонах сварки происходит взаимодействие расплавов полиэтилена фитинга и соединяемых труб;

– участки внутренней поверхности фитинга, свободные от закладного нагревателя, носят название холодных зон. Эти зоны подразделяются на внутреннюю, расположенную между витками закладного нагревателя, и наружные, находящиеся по краям детали.

Задачами зон сварки является расплавление материала фитинга и трубы на этих участках до температуры свыше 200 °С для обеспечения коалесценции двух расплавленных поверхностей и образования прочного сварного соединения. Так как проволока закладного нагревателя находится в полиэтилене, тепловая энергия во время сварки постепенно отводится в окружающий материал. Благодаря отводу тепла и небольшому электрическому напряжению температура проволоки не превышает максимального уровня необходимой температуры сварки в 205–220 °С. Размеры зон сварки оказывают непосредственное влияние на прочность сварного соединения. Упрощенно можно сказать, что чем больше длина зоны сварки, тем больше прочность и надежность сварного соединения.

В таблице 78 приведены для сравнения минимальные длины зон сварки согласно Европейских стандартов и реальная длина этих зон у большинства соединительных деталей.

Таблица 78. Сравнительные данные по длинам зон сварки

Диаметр труб по ГОСТ Р 50838-95	Минимальная длина зоны сварки согласно EN 12201-3 и EN 1553-3, мм	Длина зоны сварки для большинства фитингов, мм	Коэффициент увеличения
32	10	21	> 2,0
63	11	29	> 2,5
125	16	42	> 2,5
225	26	72	> 2,5
400	47	83	> 1,8
630	67	110	> 1,5

Конструктивные параметры зон сварки, а точнее расположение нагревательной спирали и толщина полиэтиленового слоя, закрывающая эту спираль, оказывают основное влияние на подвод тепловой энергии к трубе. Следовательно, от особенностей расположения закладного нагревателя, а также от его электротехнических характеристик зависят и технические параметры данного способа сварки.

Задачами холодных зон являются:

– удерживание расплава, возникающего в процессе сварки;

– компенсация небольших несоосностей и изгибов, обусловленных процессом монтажа;

– частичное выравнивание или компенсация отклонений формы трубы от идеального состояния, обусловленое условиями монтажа труб

на стройплощадке. К таким отклонениям относятся овальность и конусообразность концов труб, либо косой срез трубы, выполненный под углом, отличным от 90°.

Не подверженные температурному воздействию холодные зоны «тормозят» распространение расплава и не допускают его выход за пределы корпуса фитинга. Полиэтилен, расплавившийся в процессе сварки, охлаждается в холодных зонах, так что в месте соединения создается равномерное давление расплава. Недостаточное удерживание сварного давления может привести к выходу расплава из зоны сварки, ухудшить качество соединения «труба – фитинг» и потому недопустимо.

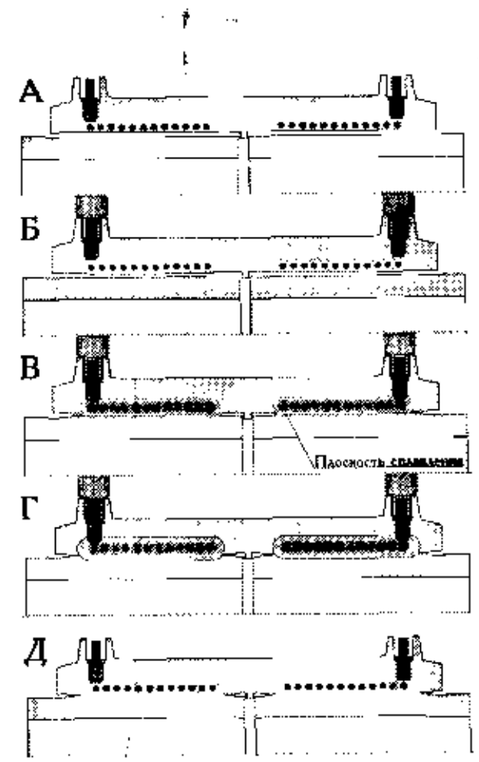
Чем длиннее холодные зоны, тем лучше будет происходить выравнивание осевой кривизны труб, которая возникает, например, при применении труб в бухте. В то же время чрезмерная длина холодных зон приводит к усложнению и удорожанию самой соединительной детали. Практически единственным представителем деталей с удлиненными холодными зонами является муфта Frialong компании «Friatec», которая применяется в первую очередь при сварке труб в бухтах.

Особого внимания заслуживает внутренняя холодная зона, в пределах коротой располагаются срезы торцов свариваемых труб. В случае, когда срез трубы на стройплощадке был выполнен не под прямым углом, нестыковка трубных срезов будет компенсирована благодаря наличию этой холодной зоны. Поэтому выхода расплава полиэтилена из зон сварки и его стекания внутрь свариваемых труб происходить не будет, и качество сварки не пострадает.

Процесс образования муфтового сварного соединения можно разделить на три этапа. На первом этапе происходит термическая активация свариваемых поверхностей за счет нагрева закладного нагревателя. Одновременно, в процессе нагрева свариваемых деталей, происходит увеличение диаметра трубы в зоне спирали и частичное вытеснение воздушной прослойки из зоны контакта, а также физический контакт по отдельным площадкам. На втором этапе, при переходе полиэтилена в вязкотекучее состояние, происходит образование физического контакта между свариваемыми поверхностями. Физическому контакту предшествует перемещение расплава и заполнение им имеющихся пустот с одновременным вытеснением оставшейся воздушной прослойки и имеющихся загрязнений из зоны соединения. На этом этапе происходит объемное развитие взаимодействия за счет течения и перемешивания расплава и диффузии молекулярных сегментов из одной поверхности в

другую через границу раздела. На третьем этапе (после отключения питания от спирали соединительной детали) происходит постепенное остывание расплава с формированием надмолекулярных структур. Продолжительность первого и второго этапов обычно называют «временем сварки». Последовательность этапов сварочного процесса показана на рисунке 90.

Таким образом, при при сварке труб деталями с ЗН технологическими параметрами являются: напряжение электрического тока, подаваемое на спираль детали; время оплавления (сварки), в течение которого происходит разогрев спирали и свариваемых поверхностей и образование сварного соединения; время охлаждения полученного соединения. Значения параметров обычно указываются на этикетке штрихового кода, сопровождающей каждую деталь, или отлиты на корпусе детали.



а – сборка соединения; б – начало нагрева спирали закладного нагревателя и теплового расширения детали; в – ликвидация зазоров и начало прогрева трубы; г – слияние расплавов детали и трубы; д – охлаждение сварного соединения

Рисунок 90. Последовательность этапов сварочного процесса при сварке труб деталями с ЗН

Напряжение электрического тока и время оплавления (сварки). Как показывают исследования, для того чтобы получить хорошее сварное соединение, необходимо получить температуру расплава в зоне сварки не менее 205 °С (до 230 °С). Повышение температуры расплава свыше 240 °С вызывает деструкцию полимера рядом с закладным нагревателем. Эта температура несколько выше той, которая необходима для стыковой сварки. Это объясняется тем, что при сварке деталями с закладными нагрева-

телями невозможно создать больших усилий сдавливания деталей, как это имеет место при стыковой сварке. Кроме того, наличие закладного нагревателя затрудняет протекание реологических процессов. В связи с этим для активизации процессов взаимодействия между макромолекулами полиэтилена стремятся максимально понизить вязкость расплава, повышая его температуру. Сдавливание контактирующих поверхностей для реализации сдвиговых деформаций обеспечивается за счет теплового расширения зон сварки фитинга и трубы.

По мере разогрева в процессе сварки проволоки закладного нагревателя (обладающей относительно малым температурным коэффициентом сопротивления) ее электрическое сопротивление возрастает в 1,5–2 раза, а ток плавно снижается. По тому, насколько плавно идет снижение тока, можно судить о стабильности разогрева зоны сварки и получения требуемой температуры расплава.

В момент начала процесса сварки автоматизированная система контроля аппарата начинает циклично измерять величину тока. Эти замеры проводятся до окончания времени подачи напряжения на спираль детали. Автоматика постоянно контролирует, чтобы каждое новое значение тока было меньше ранее замеренного. Если зарегистрирована большая, чем предыдущая величина тока, автоматика аппарата прерывает процесс сварки и через дисплей информирует оператора о возникшей проблеме. Возрастание тока может быть связано с межвитковым замыканием спирали или появлением газовоздушной полости.

Детали различного типа и различных изготовителей сильно отличаются сопротивлением электрической спирали. Соответственно, для того, чтобы получить необходимую температуру расплава, для деталей каждого типоразмера рассчитаны свои значения наряжения и времени оплавления. Как правило, напряжение питания составляет от 8 до 42 В. При несоответствии этих параметров требованиям, установленным для сварки детали, произойдет или термодеструкция материала (часто сопровождающаяся деформацией корпуса детали), или холодный непровар, в зависимости от того, большее или меньшее значение напряжения или времени использовалось при сварке.

Время при охлаждении. Время охлаждения соединения, выполненного деталями с закладными нагревателями, занимает несколько большее время, чем при сварке встык, поскольку зона сварки закрыта корпусом детали и теряет тепловую энергию значительно медленнее. Соответственно, медленнее набирается прочность соединения, для достижения максимального значения которой так же, как и при стыковой сварке, необходимо завершение процесса кристаллизации полиэтилена.

Поскольку зона сварки длительное время находится в расплаве, можно предположить, что в ее структуре заметное место будут занимать крупные сферолитные образования, а в сварном соединении в первые несколько часов после сварки будут наблюдаться повышенные напряжения от усадочных процессов. Вследствие этих причин, извлекать полученное сварное соединение из зажимов центрирующего приспособления (позиционера) следует только после его полного естественного охлаждения, т.е. когда температура на поверхности детали составит не более 50 °С.

В целом можно отметить, что соединения, выполненные деталями с закладными нагревателями, показывают очень хорошую эксплуатационную надежность. Такая надежность достигается не только в результате образования сварного соединения, но и за счет обжатия деталью муфтового типа тела трубы (механического соединения). Результаты испытаний сварных соединений труб из ПЭ80 и ПЭ100, выполненных муфтами с закладным нагревателем на сплющивание, показывают, что отрыв затрагивает, как правило, один-два витка спирали и крайне редко бывает больше.

Наиболее сложно, с точки зрения качества, выполнить сварку труб с седловыми отводами, поскольку они не имеют сплошного корпуса, охватывающего трубу по окружности, и надежность сварки обеспечивается только за счет образования собственно сварного соединения (без механического обжатия). Поэтому, с целью повышения надежности таких соединений, можно рекомендовать ограничить нижний предел ПТР труб значением 0,40 г/10 мин.

Оптимальное определение параметров напряжения и времени сварки позволяет гарантировать, что даже при некотором несоответствии реальных условий оптимальным (это касается, например, зазора между трубой и фитингом, температуры окружающей среды, материала фитинга) сварочный процесс пройдет нормально. Полиэтилен обладает относительно плохой теплопроводностью, в то же время необходимо избежать слишком агрессивного энергетического воздействия, поэтому слишком короткое время сварки, исходя из законов физики, оказывается неприемлемым: глубина проникновения тепловой энергии в трубу и фитинг оказывается недостаточной, расплава образуется меньше требуемого, что ведет к появлению непроваров.

Кроме рассмотренных технологических параметров на качество сварки существенное влияние оказывает *сварочное давление в зоне сварки*. Сам показатель «давление сварки» не является нормируемым технологическим параметром, хотя и оказывает непосредственное влияние на качество получаемого соединения. Под воздействием давления в зоне соединения протекают реологические процессы, т.е. растекание расплава полиэтилена, приводящее к реализации адгезионного взаимодействия контактирующих слоев. Для создания давления требуется сохранение жесткости фитинга в процессе сварки, что обеспечивается повышенной толщиной его стенки, внешним армированием или другими способами. Толщина стенки фитинга рассчитывается изготовителем таким образом, чтобы фитинг выдерживал давление расплава, образующегося в процессе сварки. Если толщина стенки недостаточна, прочность детали снизится, и она будет чрезмерно увеличиваться в диаметре из-за действующего внутреннего давления сварки. По сути дела, сварочное давление определяется зазором между зачищенной полиэтиленовой трубой и внутренним диаметром полиэтиленового фитинга. На сварочное давление может оказывать влияние конфигурация фитинга и его конструктивные данные. Часто имеющиеся в детали напряжения усадки, «замороженные» в процессе ее производства, могут оказывать дополнительное влияние на повышение сварочного давления.

Поскольку сдавливание контактирующих поверхностей трубы и детали обеспечивается в основном за счет теплового расширения зон сварки, подготавливая трубы к сварке важно не только обеспечить качественную зачистку конца трубы для удаления поверхностного окисленного и загрязненного слоя, но и обеспечить минимальный зазор между наружной поверхностью трубы и внутренней поверхностью детали. Иначе, из-за отсутствия сдавливания и необходимого течения расплава, получение качественного сварного соединения будет невозможным.

Чрезмерная зачистка поверхностей труб приводит к появлению зазоров и, как следствие, к снижению прочностных характеристик соединения. Этим можно объяснить тот факт, что при испытаниях соединений иногда можно обнаружить неисчезнувшую границу раздела, по которой и происходит отслаивание испытываемых образцов. На величину зазора влияет характер механической обработки (зачистки) труб, их овальность, изгиб образующей трубы и другие аналогичные факторы. Как показывают проведенные исследования, увеличение зазора в зоне сварки свыше 0,5 мм приводит к уменьшению глубины проплавления.

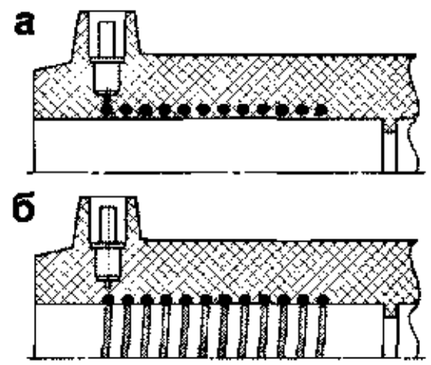
Отклонение механических показателей при испытании муфтовых соединений на сплющивание обнаруживается при увеличении зазора свыше 0,8 мм. В силу этих причин точности подгонки свариваемых изделий должно уделяться не меньше внимания, чем контролю за соблюдением параметров сварки.

В начале процесса сварки происходит разогрев нагревательной спирали, которая передает тепло слоям окружающего спираль полиэтилена. Существуют две принципиально разные конструкции закладного нагревателя:

– спираль, полностью утопленная внутрь корпуса фитинга и скрытая от глаз наблюдателя тонким слоем полиэтилена;

– спираль, частично утопленная внутрь корпуса фитинга, верхняя часть которой видна в просвете фитинга.

Фитинги с обеими конструкциями расположения спирали закладного нагревателя (рисунок 91) широко используется в строительстве, и имеют свои достоинства и недостатки. В случае закрытой нагревательной спирали вначале расплавляется слой окружающего спираль полиэтилена. Этот слой относительно тонок и не превышает 0,5 мм. По мере нагрева спирали и окружающего ее материала начинается тепловое расширение фитинга, проявляющееся в уменьшении его внутреннего диаметра. Внешний диаметр фитинга, поверхность которого остается холодной, на данном этапе сварки практически не претерпевает изменения. По мере расплавления материала фитинга и его расширения исчезает зазор, существовавший между трубой и фитингом в зоне сварки. После этого начинается разогрев внешней поверхности трубы.



а – закрытое; б – открытое

Рисунок 91. Варианты расположения закладного электронагревателя

Таким образом, при закрытом расположении закладного электронагревателя одновременный перенос тепла в зону контакта «труба – фитинг»

несколько затруднен из-за слоя полиэтилена, закрывающего спираль, и значительная доля энергии тратится на разогрев фитинга. Следствием этого является ассимметричная зона расплава относительно поверхности контакта фитинга с трубой (ассимметричный эллипс), большая часть которого находится в фитинге. Кроме этого, для сварки требуется большая тепловая мощность, необходимая для расплавления покрывающего спираль слоя полиэтилена.

В случае открытой нагревательной спирали обеспечивается более оптимальная передача тепла к трубе за счет теплового излучения и конвективных воздушных потоков. Хотя воздух, как и полиэтилен, является плохим проводником тепла, но при расстояниях между муфтой и трубой менее 0,1 мм перенос тепла происходит достаточно быстро.

Благодаря оплавлению поверхности трубы непосредственно в начале процесса сварки происходит термическое расширение материала трубы в области контакта с муфтой. Следствием этого является заполнение зазора между фитингом и трубой, т.к. муфта растет по направлению «внутрь», а труба – «наружу». В результате образуется симметричная зона проплавления относительно плоскости сварки «труба – фитинг» с одинаковой глубиной расплавленного материала. При открытом расположении спираль находится в полиэтилене таким образом, что извлечение витков, их повреждение или вытягивание при вставке трубы исключено.

В то же время конструкция фитингов с открытым расположением закладного нагревателя не лишена и определенного недостатка. Здесь необходимо помнить, что проволока закладного электронагревателя по сути является инородным включением в корпусе полиэтиленовой детали. Поэтому наиболее критичной плоскостью сварного соединения является та, в которой располагается нагреватель, ослабляющий это соединение. В деталях с открытой спиралью критическая плоскость совпадает с плоскостью сварки «труба – фитинг», в то время как в конструкциях с закрытой спиралью эти плоскости разнесены между собой. В целом можно утверждать, что при соблюдении технологии сварки особенности конструкции закладного нагревателя не оказывают заметного влияния на качество получаемого сварного соединения.

Особых условий требует сварка муфтами труб диаметром от 280 мм и выше. Для деталей таких диаметров вводят дополнительный технологический параметр – *время предварительного прогрева*, придающий дополнительную надежность процессу сварки. Необходимость данного

параметра связана с увеличенными зазорами между трубами больших диаметров и фитингом.

Кроме того, из-за длительного хранения труб с учетом их собственного веса и больших размеров, труба часто теряет круглую форму, становится овальной; местами встречаются даже плоские участки. Вследствие этого между фитингом и трубой образуется зазор, который может негативно сказаться на сварке. Решить эту проблему позволяет предварительный прогрев, благодаря которому происходит сокращение зазора между фитингом и трубой за счет расширения фитинга и уменьшения имеющихся зазоров. Во время предварительного нагрева в зоне контакта «труба – фитинг» создается температура ниже температуры плавления полиэтилена, что гарантирует отсутствие перегрева материала при последующей сварке. При уменьшении величины зазора существенно повышается качество стыка «труба – фитинг», поскольку сварочное давление возрастает.

Технологические параметры определяют сварочный процесс и вместе с операциями по подготовке свариваемых труб непосредственно влияют на прочность сварного соединения. Указания о технологическом режиме сварки предоставляет изготовитель детали с ЗН и именно он несет ответственность за правильность назначенных параметров. *Указания предприятия-изготовителя могут*

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Дайте правильное определение понятия «сварка» для полимерных материалов:
1. Сварка – изготовление неразъемного соединения за счет образования сварочной ванны;
2. Сварка – механическое соединение пришлифованных поверхностей;
3. Сварка – технологический процесс получения монолитного соединения материалов за счет введения и термодинамически необратимого преобразования энергии и вещества в месте соединения.
Правильный ответ: 3.

Какое воздействие необходимо оказать на свариваемые поверхности труб (деталей) из полиэтилена, соединяемые сваркой встык, враструб или деталями с закладным нагревателем, для образования сварного соединения?
1. Подвод тепловой энергии к поверхностям, подлежащим соединению;
2. Генерирование тепловой энергии в поверхностях, подлежащих соединению;
3. Введение в зону сварки инициирующих веществ.
Правильный ответ: 1.

По каким признакам способы сварки пластмасс делятся на классы?
1. По характеру энергии, используемой для сварки;
2. По давлению осадки;
3. По температуре нагревателя.
Правильный ответ: 1.

К какому классу сварки следует отнести сварку труб и соединительных деталей из полиэтилена?
1. К термическому;
2. К термомеханическому;
3. К электромагнитному.
Правильный ответ: 2.

Что необходимо достичь при сварке любых полимерных материалов для образования качественного сварного соединения?
1. Температурного поля в зоне сварки, при котором в условиях отсутствия присадочных материалов не будет наблюдаться каких-либо различий между структурой полимера основного материала и его структурой в зоне шва;
2. Сближения свариваемых поверхностей на такое расстояние, при котором между ними будет достигнут контакт на молекулярном уровне;
3. Образования пространственной структуры в зоне шва (идеальной полимерной сетки) за счет возникновения в переходном слое химических связей между молекулами полимера.
Правильный ответ: 2.

быть представлены в одной из или сочетания следующих форм: цифр с размерностью, которые наносят на наружную поверхность [детали] *в процессе изготовления литьем под давлением; штрих-кода, прикрепленного к наружной поверхности* [детали] *и считываемого световым карандашом сварочного блока*[21].

На практике сварочные параметры в обязательном порядке наносятся в виде штрихового кода, благодаря которому исключаются принципиальные ошибки, такие как неверный ввод времени и напряжения сварки в ручном режиме. Это правило утверждено в качестве мирового стандарта. Код фитинга нанесен на каждой детали в виде наклейки, что исключает возможность его утери. Схема штрих-кода стандартизирована согласно ISO CD 13950/08.94 и дает возможность сварочному аппарату не только определить параметры сварки, но и протоколировать такие данные, как тип фитинга и его диаметр, информация о производителе, данные об электрическом сопротивлении спирали нагревателя и т.д., если сварочный аппарат предусматривает возможность протоколирования.

Вторая дополнительная линейка штрихового кода, расположенная ниже, содержит данные, необходимые для отслеживания фитинга, которые могут быть отдельно записаны в качестве опции и использованы в электронном протоколе сварки. Это такие сведения о детали, как ее изготовитель, номинальный диаметр, марка материала, SDR и данные, касающиеся изготовления изделия.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

С какой целью при сварке полиэтиленовых труб нагретым инструментом встык необходимо прикладывать давление к торцам труб на этапе осадки (Рн = Рсп)?

1. Для обеспечения плотного контакта свариваемых поверхностей с нагревательным инструментом;
2. Для обеспечения течения расплава в зоне сварки и сближения макромолекул на расстояния, соизмеримые с радиусом действия сил межмолекулярного взаимодействия;
3. Для продвижения теплового потока вглубь свариваемых деталей и получения необходимой глубины расплавленного материала;
4. Для уменьшения упругих напряжений, возникающих в расплаве материала.

Правильный ответ: 2.

Благодаря международной системе штрихового кода полностью исключается возможность неверного распознавания параметров сварки. Штрих-код содержит также так называемую температурную компенсацию. Сварочный аппарат корректирует энергию, необходимую для данного процесса сварки, всегда индивидуально в зависимости от температуры окружающей среды. Температура окружающей среды измеряется с помощью датчика сварочного аппарата, находящегося в непосредственной близости от места сварки.

Записанное в штрих-коде время сварки для температуры окружающей среды 20 °С (базовый режим) автоматически увеличивается при низкой температуре и уменьшается при более высокой. Благодаря этому в закрытой, защищенной фитингом зоне контакта создаются при различной внешней температуре приблизительно одинаковые условия сварки. Почти все производители фитингов используют функцию температурной компенсации, чтобы исключить негативное воздействие разнообразных внешних условий.

С помощью технологии штрих-кода и разработки универсальных (поливалентных) сварочных автоматов стала возможной оптимизация параметров сварки. Действующие международные и национальные стандарты позволяют сегодня использовать диапазон малых напряжений от 8 до 48 В.

6.2. Порядок выполнения сварочных операций

К выполнению сварочных работ допускается только квалифицированный персонал, обученный и аттестованный для выполнения работ по сварке полиэтиленовых газопроводов. Сварщики кроме знания техники соединения труб обязаны также знать национальные и международные правила, регулирующие процессы строительства опасных производственных объектов. В случае применения новых, еще незнакомых изделий из полиэтилена, сварщик обязан изучить их с точки зрения специалиста и технического понимания условий их монтажа и обслуживания.

Сварочные работы могут производиться при температуре окружающего воздуха от минус 15 до плюс 45 °С[12]. На приведенные температурные интервалы рассчитаны стандартные, отработанные и прошедшие исследовательскую аттестацию технологические параметры сварки. *При выполнении сварочных работ при других температурах окружающего воздуха* [более высоких или более низких] *в технических условиях, стандартах или сертификатах на материалы определяется особый технологический режим сварки, который должен быть аттестован в соответствии с РД 03-615-03. Если особый режим сварки не установлен в этих документах, то при более широком интервале температур сварочные работы рекомендуется выполнять в помещениях (укрытиях), обеспечивающих соблюдение заданного температурного интервала* [12].

Сварку труб или деталей из различных марок материала (ПЭ80, ПЭ100) возможно выполнять двумя методами: встык нагретым инстру-

ментом и соединительными деталями с ЗН. Применение того или иного способа сварки зависит, в основном, от их номинального диаметра, что оговорено в нескольких нормативных документах, в частности, ГОСТ Р 50838-95. Хотя ПЭ80 и ПЭ100 и принадлежат к семейству полиэтиленовых материалов, их характеристики несколько отличаются друг от друга. Материал PE 100 по сравнению с PE 80 менее пластичен, его показатель текучести расплава в 1,5–2,5 раза ниже. К тому же PE 100 имеет более высокую твердость, чем PE 80. Различия в физико-механических характеристиках материала труб (ПЭ80, ПЭ100) должны учитываться сварочным персоналом при производстве работ.

Основным преимуществом стыковой сварки является отсутствие необходимости в специальных соединительных деталях. *Сваркой встык нагретым инструментом соединяются трубы и детали с толщиной стенки по торцам более 5,0 мм*[12]. Это трубы и детали с номинальными диаметрами De 63 мм SDR 11 и выше. При меньшей толщине стенки стыковая сварка газопроводных труб не применяется во избежание потери формы свариваемых поверхностей. *Не рекомендуется сварка встык труб с разной толщиной стенок (SDR), изготовленных из различных марок полиэтилена и длинномерных труб*[12]. Если стыковая сварка таких труб все же необходима, используют специальные технологические приемы, изложенные ниже. *Сборку и сварку труб и деталей рекомендуется производить на сварочных машинах с высокой и средней степенью автоматизации процесса сварки. Допускается также использовать машины с ручным управлением процессом сварки, но с обязательным автоматическим поддержанием заданной температуры нагретого инструмента*[12]. Необходимость обязательного использования в сварочных машинах нагревателей с автоматическим поддержанием заданной температуры регламентируется также РД 03-614-03 Ростехнадзора.

Сваркой деталями с закладными электронагревателями (ЗН) соединяются трубы диаметром от 20 до 225 мм и выше независимо от толщины стенки (максимальный размер муфт с ЗН позволяет сваривать трубы De 710 мм). Сварку труб по данному методу производят при соединении труб и соединительных деталей при толщине стенки менее 5 мм и при прокладке газопроводов в стесненных условиях. Рекомендуется использовать детали с ЗН при соединении труб и деталей с разной толщиной стенки, изготовленных из разных марок полиэтилена, длинномерных труб, при реконструкции изношенных газопроводов методом протяжки,

для врезки ответвлений в ранее построенные газопроводы, для вварки трубных вставок при ремонтно-восстановительных работах, стыковки длиномерных плетей, а также в других условиях, когда использование машин стыковой сварки затруднено или нецелесообразно. При этом способе сварки работы рекомендуется производить при температуре воздуха от минус 10 до плюс 40 °С.

Производство сварочных работ заключается в подготовительных операциях и собственно сварке труб и соединительных деталей.

Подготовительные операции для обоих способов сварки включают:

– подготовку и проверку работоспособности сварочного оборудования;

– подготовку места сварки и размещение сварочного оборудования;

– выбор необходимых параметров сварки;

– закрепление и центровку труб и деталей в зажимах центратора сварочной машины или позиционера;

– механическую обработку (протирка для деталей с ЗН) торцов свариваемых поверхностей труб и деталей.

При подготовке сварочного оборудования прежде всего проверяетя его комплектность согласно инструкции по эксплуатации. Если при выполнении сварки необходимы вспомогательные средства, не перечисленные в инструкции (ножи для снятия стружки, регулируемые опоры, средства контроля и т.п.), они должны быть предоставлены в распоряжение сварщика и использоваться в его работе. Помимо облегчения выполнения сварочных операций сами сварочные работы с использованием дополнительных технических средств выполняются быстрее и с лучшим качеством.

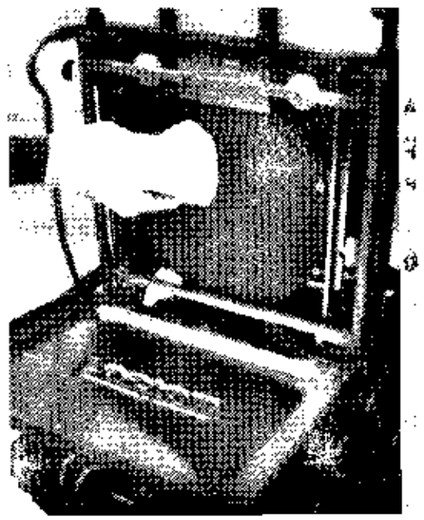


Рисунок 92. Протирка нагревателя сварочной машины BF-250 фирмы «Fusion»

Для крепления труб подбираются зажимы и вкладыши, соответствующие диаметру свариваемых труб. Вкладыши зажимных устройств должны быть чистыми, без

сколов и заусенцев, которые могли бы повредить поверхность труб. Трущиеся поверхности металлических деталей покрываются смазками следуя рекомендациям изготовителя. Рабочие поверхности нагревателя (рисунок 92) и инструмента для обработки полиэтиленовых труб (торцеватели, скребки, зачистные оправки) очищаются от пыли и остатков полиэтилена при помощи чистых и сухих хлопчатобумажных или льняных тканей (или деревянных лопаточек), а при необходимости протираются растворителями. Очистку нагревателя от остатков налипшего полиэтилена производят в горячем состоянии. Электрические кабели полностью разматывают и присоединяют к автономным источникам питания или электрической сети переменного тока. Чтобы не повредить гидравлические шланги и электропровода, необходимо следить, чтобы они не подвергались перегибам. При расстановке оборудования шланги не должны натягиваться (они прочны, но не настолько).

Работоспособность оборудования определяется при визуальной проверке комплектующих узлов сварочных машин, аппаратов, приспособлений и их контрольном включении. У сварочных машин стыковой сварки проверяют плавность перемещения подвижного зажима центратора и работу торцевателя. Особое внимание уделяется визуальной проверке изоляции электрических кабелей и заземлителей. Неисправное оборудование должно своевременно ремонтироваться или заменяться новым. Электроагрегаты автономного электропитания должны быть заправлены топливом и проверены на исправность контрольным запуском.

Рисунок 93. Сварка труб при дожде в защитной палатке (стендовый способ строительства)

Размещение сварочного оборудования должно производиться на заранее расчищенной и спланированной площадке или трассе газопровода после складирования на ней полиэтиленовых труб. Сварщик должен освободить вокруг места своей работы достаточную площадь

для того, чтобы он мог без приложения особых усилий производить необходимые рабочие операции по подготовке сварного шва. При необходимости место сварки защищают от атмосферных осадков, пыли и песка при помощи тентов или палаток (рисунок 93). *В летнее время установка тента над зоной сварки будет способствовать более быстрому охлаждению сварного соединения. В сырую и дождливую погоду можно рекомендовать устанавливать сварочное оборудование на деревянные щиты. При сварке свободный конец трубы или плети закрывают [инвентарными заглушками] для предотвращения сквозняков внутри свариваемых труб*[12].

Выбор необходимых параметров сварки производится в зависимости от используемого способа сварки. В зависимости от температуры окружающего воздуха производят необходимую корректировку параметров сварки: времени и температуры нагревателя.

Основными параметрами при сварке нагретым инструментом встык являются: температура нагретого инструмента ($T_н$), величины давления ($P_{оп}$, $P_н$ и $P_{ос}$) и времени ($t_{оп}$, $t_н$, $t_п$, $t_д$ и $t_{охл}$). Для машин с ручным управлением технологический параметр $t_д$ (время нарастания давления осадки) может не нормироваться из-за сложности его реализации. Значение параметров принимается в соответствии с действующими отечественными нормативами (см. главу 6.1). Для автоматизированных машин назначения параметров, как правило, занесены в блок памяти управляющего устройства или считываются при помощи фотооптического карандаша с пластиковой карточки. Как правило, в этом случае изменение параметров или невозможно, или может производиться только после считывания блоком автоматики кода со специальной управляющей карточки («мастеркарты»).

Настройка температуры нагревателя на машинах с ручным управлением производится с помощью поворотной кнопки на панели управления регулятора температуры. О температуре на поверхности зеркала нагревателя судят по индикаторным светодиодам, имеющим, как правило, красный и зеленый цвет. Постоянное свечение красного светодиода и мигание зеленого обозначает, что фактическая температура ниже установленной. Достижение необходимой температуры индицируется постоянным свечением зеленого светодиода. Отключение зеленого светодиода обозначает перегрев рабочих поверхностей. Значения температуры нагрева, указанные на панели управления регулятора температуры, имеют информационный характер. Поэтому перед началом сварочных

работ рекомендуется проконтролировать достигнутую температуру на поверхности зеркала нагревателя при помощи контактного цифрового термометра.

Таблица 79. Давление на манометре сварочной машины при различных размерах гидроцилиндров

№ п/п	Давление на манометре, бар		Размеры цилиндров, мм		Количество цилиндров
	Рмоп / Рмн	Рмос	Диаметр штока	Внутр. диаметр цилиндра	
1	3,3 / 7,0	0,3 / 0,7	20,0	40,0	2
2	3,2 / 6,8	0,3 / 0,7	25,0	40,0	2
3	5,7 / 12,1	0,5 / 1,2	30,0	40,0	2
4	2,6 / 5,5	0,3 / 0,5	30,0	46,0	2
5	2,5 / 5,3	0,3 / 0,5	30,0	50,0	2

В числителе приведено давление при сварке труб 110 SDR 11 (A1 = 31,4 см²), в знаменателе – 160 SDR 11 (A1 = 66,7 см²).

Значения величин давления, поддерживаемого на манометре сварочной машины ($P^м_{оп}$, $P^м_н$ и $P^м_{ос}$), должны соответствовать типоразмеру свариваемых труб. Это давление зависит как от диаметра и толщины стенки труб, так и от площади поршней гидроцилиндров сварочной машины, посредством которых производится перемещение подвижного зажима. Величины давлений обычно принимаются согласно данных, приведенных в инструкциях по эксплуатации, или рассчитываются самостоятельно по формулам: $P^м_{оп}$, $P^м_н$ или $P^м_{ос}$=($P_{оп}$, $P_н$ или $P_{ос}$, соответственно) · A_1/A_2, где A_1 – площадь сечения кольца трубы, см²; A_2 – площадь поршней гидроцилиндров центратора, см². В таблице 79 в качестве примера приведены значения этих давлений, рассчитанные для гидроцилиндров нескольких наиболее часто встречающихся размеров. Давление указано в барах (1 бар = 1 кгс/см²). При расчетах за исходную величину взяты параметры: $P_{оп} = P_{ос}$ = 0,20 МПа, $P_н$ = 0,02 МПа. Площади сечения торцов наиболее ходовых труб приведены в таблице 80. Поскольку гидроагрегаты сварочных машин имеют отличия в системе управления, для того чтобы узнать, как устанавливать и поддерживать требуемые уровни давления, следует изучить инструкцию по их применению.

Основными параметрами при сварке труб деталями с закладными электронагревателями являются: напряжение, подаваемое на спираль детали ($U_п$) и временные параметры ($t_{св}$ и $t_{охл}$). Значения технологических параметров зависят от вида, сортамента и изготовителя соединительной детали и внесены в паспорт, сопровождающий деталь, выбиты на корпусе детали или записаны на этикетке, приклеенной к ее наружной поверхности.

Таблица 80. Площади сечения торцов полиэтиленовых труб (см²)

De	SDR 11	SDR 17	SDR 17,6	De	SDR 11	SDR 17	SDR 17,6
63	10,4	-	-	160	66,7	45,0	43,1
90	21,1	14,3	13,6	225	131,7	89,0	85,3
110	31,4	21,4	20,5	250	162,7	109,3	105,2
125	40,7	27,3	26,3	280	203,9	137,3	131,9
140	51,2	34,3	33,2	315	258,1	174,0	167,1

Перед сборкой и сваркой концы труб и присоединительные части соединительных деталей, предназначенные для стыковой сварки, тщательно очищают и протирают внутри и снаружи от всех загрязнений на расстояние не менее 50 мм от торцов. Очистку производят сухими или увлажненными полотенцами (ветошью) с дальнейшей протиркой насухо. Если концы труб или деталей окажутся загрязнеными смазкой, маслом или какими-либо другими жирами, их обезжиривают с помощью растворителей на немасляной основе.

Детали с закладными электронагревателями извлекают из упаковки только непосредственно перед проведением сварки. При этом необходимо избегать прикосновения к свариваемым поверхностям и следить за тем, чтобы пыль и грязь с упаковки не попала внутрь детали. Концы труб, подготавливаемых под сварку деталями с ЗН, проверяют, чтобы они были обрезаны ровно. *Концы труб, сдеформированные, или имеющие глубокие (более 4–5 мм) забоины, обрезают*[12]. Полиэтиленовая труба отрезается под прямым углом ручными ножницами или труборезом. Сварка труб с чрезмерным скосом может обнажить зону расположения витков нагревательной спирали и привести к их смещению и замыканию, а также попаданию расплавленного материала между торцами труб. Если наступает такой экстремальный случай, то создание сварочного давления или затруднено, или невозможно, а это

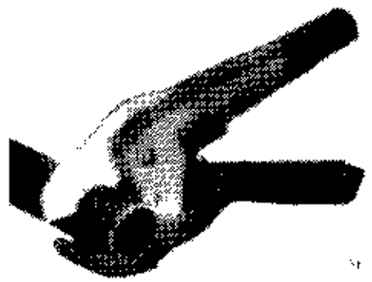


Рисунок 94. Обрезка труб при помощи ножниц

оказывает отрицательное влияние на качество сварного шва. Максимальный допуск косого реза, возможный при сварке труб деталями с ЗН, приведен в таблице 81.

Таблица 81. Максимальный допуск косого среза при сварке труб деталями с ЗН

	Наружный диаметр труб, мм							
	20–50	63–75	90	110	125–140	160–180	200–225	250–280
	а, мм							
	2	3	4	5	6	7	8	9

После очистки концов труб производится их механическая обработка (зачистка). Эта операция обусловлена прежде всего тем, что полиэтилен является неустойчивым к ультрафиолетовому излучению. Под его воздействием поверхности труб достаточно быстро окисляются. Окисление полиэтиленового материала является невидимым, и сварщик не может его распознать. Этот «оксидный слой», если его не удалить перед началом проведения сварки, оказывает отрицательное воздействие на качество сварного соединения. Он представляет собой жесткую поверхностную пленку, препятствующую соединению полиэтиленовой трубы с полиэтиленовым фитингом.

Для обеспечения хорошего качества сварного соединения необходима чистая поверхность, свободная от окисленых слоев. Поэтому «оксидный слой» должен быть удален перед началом сварки. Поскольку окисленный слой появляется быстро, его удаление должно осуществляться лишь непосредственно перед проведением сварочного процесса. Поскольку для сварщика, выполняющего свою работу, является неизвестным, сколько времени полиэтиленовая труба находилась под действием ультрафиолетового облучения и насколько толст невидимый «оксидный слой», он должен провести очень тщательную зачистку трубы.

При стыковой сварке зачистка осуществляется с помощью торцовочных устройств, при сварке деталями с ЗН – вращающихся оправок для зачистки, скребков или универсальных зачистных механизмов, которые позволяют обрабатывать трубы определенного размерного ряда: 20–90 мм, 63–225 мм, 90–500 мм и т. п. Для метода сварки деталями с ЗН наилучшая обработка достигается в случае применения вращающихся механизмов для зачистки. Применение вращающихся механизмов обеспечивает эффективное и быстрое выполнение работ и, прежде всего, воспроизводимость результатов. Обработка труб скребками (иногда называемых шиберами или циклями) во многом зависит от ответственности и опыта сварщика, что должно учитываться в работе.

При использовании деталей с ЗН удаление как минимум 0,1–0,2 мм поверхностного слоя полиэтиленовой трубы является необходимым, максимальные же значения зависят от наружного диаметра трубы. При использовании вращающихся зачистных устройств следует учитывать, что они снимают за одни проход стружку толщиной от 0,15–0,25 мм для труб De 63–110 мм, до 0,25–0,35 мм для труб De 110–225 мм. Если зачищаемая труба не имеет плюсовых допусков по диаметру, и существует опасность чрезмерной обработки, для зачистки целесообразно использовать ручной скребок, который позволяет снимать более тонкую стружку толщиной до 0,1 мм.

Вращающиеся приборы для зачистки через определенные промежутки времени необходимо проверять на безукоризненное функционирование и замерять толщину снимаемой стружки. В зависимости от частоты использования приборов и от принципа действия вращающихся приборов для зачистки эти проверки нужно проводить через промежутки времени примерно от 2 до 4 недель силами мастерских строительно-монтажных организаций или самим сварщиком.

При стыковой сварке нагретым инструментом механическая обработка торцов труб производится после их закрепления в зажимах центратора. При сварке труб деталями с ЗН механическую зачистку целесообразно проводить до закрепления труб. Труба обрабатывается снаружи на длину приблизительно 1,2 De от глубины посадки детали. Для седловых отводов зачищается место на трубе, где они будут установлены с припуском 5–10 мм с каждой стороны седла отвода. Толщина снимаемого слоя зависит от допуска по диаметру трубы и не должна приводить к появлению недопустимых зазоров между трубой и деталью. Сами детали с закладными нагревателями механической обработке не подвергаются из-за возможности повредить спираль.

Если труба имеет минимально предписанный номинальный наружный диаметр трубы, то уменьшение толщины стенки трубы не должно превышать величин: для труб De 32–63 мм – 0,25 мм; De 75–225 мм – 0,30 мм; De более 225 мм – 0,35 мм. Если, наоборот, наружный диаметр полиэтиленовой трубы имеет допустимый плюсовой допуск, то умень-

шение толщины стенки трубы может производиться на большую глубину. Здесь решающим фактором является средний наружный диаметр трубы, однако нельзя занижать минимально допустимый диаметр полиэтиленовой трубы в зачищенном состоянии (таблица 82).

Если при проведении зачистки с поверхности полиэтиленовой трубы удален слишком толстый слой полиэтиленового материала, это отрицательно сказывается на сварочном давлении и, как результат, на качестве сварного шва. *Кольцевой зазор между трубой и соединительной деталью не должен, как правило, превышать 0,3 мм и после сборки на трубе должны быть видны следы механической обработки поверхности*[12].

Сборку свариваемых труб и деталей, включающую установку, центровку и закрепление свариваемых концов, производят в зажимах центратора сварочной машины или позиционера. Рекомендуемый вылет концов труб из центратора при стыковой сварке нагретым инструментом составляет 15–30 мм (иногда до 50 мм), деталей с короткими хвостовиками – не менее 5 мм, с удлиненными – 10–15 мм. Вылет концов труб из позиционера при сварке деталями с ЗН должен составлять 5–15 см. Зажимы стягивают так, чтобы предотвратить проскальзывание труб при приложении к ним усилия сварки и устранить (насколько это возможно) овальность на торцах. Сильнее или слабее затягивая двусторонние крепления верхнего полукольца зажимов, можно добиться небольшой радиальной подгонки труб в пределах ± 1–2 мм. Под свободные концы труб устанавливают опоры, чтобы выровнять их в горизонтальной плоскости.

Концы труб и деталей при сварке нагретым инструментом встык центруют по наружной поверхности таким образом, чтобы максимальная величина смещения кромок не превышала 10 % номинальной толщины стенки свариваемых труб. Необходимость точной подгонки объясняется тем, что чрезмерное смещение кромок труб отрицательно сказывается на качестве стыков. Подгонку труб при центровке осуществляют поворотом одной или обеих труб вокруг их оси, перестановкой опор под трубами на различном расстоянии, использованием прокладок и другими способами. При разнице в толщине стенок свариваемых труб или деталей более 5 мм на трубе (детали), имеющей большую толщину, необходимо сделать скос под углом 15 ± 3° к оси трубы до толщины стенки тонкой трубы (детали). Скос выполняют острым ножом или резцом в специальном приспособлении.

Таблица 82. Параметры обработки труб при их сварке деталями с ЗН

Номинальный диаметр необработанной трубы с допустимым отклонением, мм	Минимальная толщина снимаемого слоя, мм	Минимально допустимый диаметр полиэтиленовой трубы после обработки, мм
20 + 0,3	0,2	19,6
25 + 0,3	0,2	24,6
32 + 0,3	0,2	31,5
40 + 0,4	0,2	39,5
50 + 0,4	0,2	49,5
63 + 0,4	0,2	62,5
75 + 0,5	0,2	74,4
90 + 0,6	0,2	89,4
110 + 0,7	0,2	109,4
125 + 0,8	0,2	124,4
140 + 0,9	0,2	139,4
160 + 1,0	0,2	159,4
180 + 1,1	0,2	179,4
200 + 1,2	0,2	99,4
225 + 1,4	0,2	224,4
250 + 1,5	0,2	249,3
280 + 1,7	0,2	279,3
315 + 1,9	0,2	314,3
355 + 2,2	0,2	354,3
400 + 2,4	0,2	399,3

Центрация труб при сварке деталями с ЗН производится до величины, позволяющей без усилия установить привариваемую деталь между торцами труб. Оси свариваемых труб и деталей должны быть параллельны, без перекосов во избежание непровара. *Концы труб, входящие в соединительные детали, не должны находиться под действием изгибающих напряжений и под действием усилий от собственного веса. Муфты после монтажа должны свободно вращаться от нормального усилия руки*[12]. Для того, чтобы на зону соединения не передавались внешние нагрузки, трубы закрепляют в зажимных приспособлениях – позиционерах. Закрепление труб в позиционере является обязательной операцией. Он позволяет сцентрировать и устранить эллипсность свариваемых труб, помешать любому движению соединения во время сварки и остывания, предотвратить провисание трубы, защитить соединение от случайных ударов, соблюсти необходимую соосность свариваемых труб и детали в процессе сварки. Трубы должны находиться в закрепленном положении до окончания фазы остывания сварного соединения.

На центрацию труб оказывает влияние их овальность, которая может появиться от длительного хранении труб в штабелях или при их поставке в бухтах или на катушках. Большая овальность, величина которой

может составлять до 15 % от диаметра трубы (особенно у труб SDR 17,6), требует калибровки (выправления) концов труб. Калибровка осуществляется сжатием труб в зажимах центратора или позиционера. Если используемые позиционеры не могут обеспечить выправление концов труб за счет их обжатия, используются специальные скругляющие (калибрующие) зажимы, устанавливаемые на расстоянии 15–30 мм от торцов деталей или меток на трубе. Устранение эллипсности труб может проводиться с использованием ручных или гидравлических струбцин. Для предварительного выправления труб особенно эффективны ручные электрогидравлические выравнивающие машины (типа французского «крокопласта»).

Рисунок 95. Протирка труб и деталей муфтового типа перед сборкой соединения

Закрепленные и сцентрированные концы труб и деталей перед сваркой подвергают обработке:

– при сварке встык – механической обработке торцов (торцеванию), с целью очистки и выравнивания свариваемых поверхностей непосредственно в сварочной машине;

– при сварке деталями с ЗН – протирке свариваемых наружных поверхностей труб и внутренней поверхности деталей специальной жидкостью для очистки полиэтилена или этиловым, или метиловым спиртом без добавок и примесей с целью удаления жировых пятен и поверхностных загрязнений, появившихся за период их хранения (рисунок 95). Для обезжиривания используют бесцветные одноразовые впитывающие и неворсистые бумажные салфетки. *Не рекомендуется производить очистку и обезжиривание цветными и синтетическими волокнистыми тканями*[12]. Недопустимо использование для чистовой протирки уайт-

спирита и ацетона или растворов, в которых они присутствуют. Протирке подвергается только зачищенная зона полиэтиленовой трубы. Если при протирке захватывать механически не обработанные зоны, то возникает опасность того, что имеющиеся на них загрязнения перенесутся на сварочную зону и загрязнят ее. Такие загрязнения могут привести к снижению качества сварного шва. Протирка концов труб и деталей с закладными нагревателями должна проводиться непосредственно перед сборкой соединения «труба – деталь», при этом обезжиривающая жидкость перед началом сварки должна полностью испариться со свариваемых поверхностей.

Обработка концов труб под стыковую сварку производится при помощи специального торцевателя из комплекта сварочной машины. При обработке рекомендуется снимать поверхностный слой глубиной не менее 1,0 мм, толщина снимаемой стружки должна составлять 0,1–0,3 мм. Может сниматься и больший поверхностный слой, если это диктуется производственной необходимостью – выравниванием труб, удалением забоин и т.п. После торцевания труб проверяется наличие зазоров между ними. *Между торцами, приведенными в соприкосновение, не должно быть зазоров, превышающих: – 0,3 мм – для труб диаметром до 110 мм; 0,5 мм – св. 110 до 225 мм; – 0,8 мм – от 250 до 315 мм включ.; – 1,0 мм – 355 мм и выше*[12]. Зазор измеряют лепестковым щупом (ГОСТ 882-75) с погрешностью 0,05 мм или оценивают визуально на наличие просвета.

После механической обработки загрязнение поверхности торцов не допускается. Удаление стружки из полости трубы или детали производят с помощью кисти, а снятие заусенцев с острых кромок торца – с помощью ножа[12].

Перед сваркой каждого стыка труб нагретым инструментом встык производят замер давления холостого хода (Рх), т.е. давления, затрачиваемого на преодоление сил трения движущихся частей сварочной машины с закрепленной в ней трубой или секцией труб. Замер Рх необходим для повышения точности поддержания расчетных величин $P^{м}_{оп}$, $P^{м}_{н}$ и $P^{м}_{ос}$. Замеренное давление при холостом ходе суммируют с усилием, необходимым для создания заданных давлений $P^{м}_{оп}$, $P^{м}_{н}$ и $P^{м}_{ос}$.

Сварка труб **нагретым инструментом встык** ведется в следующей последовательности:

– замеряют давление (или усилие), необходимое на перемещение подвижного зажима с установленной в нем трубой (давление холостого хода Рх);

– устанавливают между торцами труб нагретый инструмент (нагреватель), имеющий заданную температуру;

– проводят процесс оплавления, для чего прижимают торцы труб к нагревателю и создают требуемое давление $P^{м}_{оп}$ с учетом давления холостого хода ($P^{м}_{оп}$ + Px);

– выдерживают $P^{м}_{оп}$ в течение времени $t_{оп}$, необходимого для появления по всему периметру оплавляемых торцов первичного грата высотой от 1,0 до 3,0 мм;

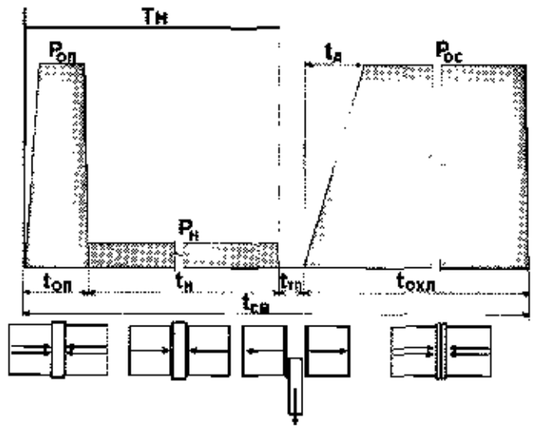


Рисунок 96. Циклограмма процесса стыковой сварки

– после появления первичного грата снижают давление до величины, соответствующей $P^{м}_{н}$ с учетом давления холостого хода ($P^{м}_{н}$ + Px) и выдерживают его в течение времени, необходимого для прогрева торцов труб ($t_{н}$);

– по окончании процесса прогрева отводят подвижный зажим центратора на 5–6 см назад и удаляют нагреватель из зоны сварки;

– сводят торцы труб до соприкосновения и создают требуемое давление при осадке $P^{м}_{ос}$ с учетом давления холостого хода ($P^{м}_{ос}$ + Px);

– выдерживают давление осадки в течение времени $t_{охл}$, необходимого для остывания стыка, и визуально контролируют полученное сварное соединение по размерам и конфигурации грата;

– извлекают трубы из зажимов центратора и проставляют на сварном соединении его порядковый номер краской или маркерным карандашом.

Изменение величины давления в процессе сварки производят по циклограмме (рисунок 96). Время нагрева и охлаждения, а в некоторых случаях и температуру нагревателя, корректируют в зависимости от температуры окружающего воздуха (см. главу 6.1). Пара*метры циклограммы процесса и режимы сварки труб различного сортамента соблюдаются сварочной машиной с высокой степенью автоматизации автоматически, со средней степенью автоматизации – часть параметров выполняется в ручном режиме, в ручных сварочных машинах автоматически поддерживается только температура нагревательного инструмента*[12]. При использовании в машинах с ручным управлением электрифицированных гидроприводов (гидростанций) величина сварочного давления также поддерживается автоматически на заданном вручную уровне. В автоматизированных машинах в задачи сварщика-оператора входит ввод необходимой информации о параметрах сварки, который производится при помощи фотооптического карандаша, карточки штрихового кода и другими способами. Выполнение технологических операций производится автоматически по командам системы управления сварочной машины.

Современные сварочные машины и аппараты, даже с ручным управлением, имеют возможность протоколировать параметры процесса сварки, необходимые для оценки качества сварного шва. Собранные данные распечатываются в виде протокола, а также могут сохраняться в электронной форме в персональном компьютере. Существуют версии протоколирующих устройств, позволяющих фиксировать место расположения стыка в GPS-координатах. При наличии протоколирующих устройств распечатка параметров сварки должна сопровождать каждый сваренный стык.

Сварщик на протяжении всего времени выполнения сварочного процесса должен наблюдать за циклом сварки независимо от степени автоматизации используемой машины. Контроль давления при сварке ведут при помощи манометра гидроприводов, контроль за временем – по секундомеру. Сварочный процесс заканчивается после окончания фазы остывания, после чего полученное соединение извлекают из зажимов центратора.

У каждого сварного соединения должно быть нанесено обозначение (цифровой или буквенный код) сварщика-оператора, выполнившего это соединение. Кроме этого, у каждого сварного соединения наносят его порядковый номер. Нанесение на трубу в зоне соединения кода оператора и порядкового номера стыка называют маркировкой. Способ маркировки должен обеспечивать ее сохранность в течение планируемого срока эксплуатации газопровода. *Маркировку сварных стыков производят несмываемым карандашом-маркером яркого цвета (например: белого или желтого – для черных труб, черного и голубого – для желтых труб). Маркировку (номер стыка и код оператора) наносят рядом со стыком со стороны, ближайшей заводской маркировки труб. Допуска-*

ется маркировку (код оператора) производить клеймом на горячем расплаве грата через 20–40 с после окончания операции осадки в процессе охлаждения стыка в зажимах центратора сварочной машины в двух диаметральных точках. Рекомендуется использовать клейма типа ПУ-6 или ПУ-8 ГОСТ 21930-62[12]. В случае остывшего сварочного грата возможна маркировка стыков горячим клеймом. Код с определенным цифровым или буквенным шифром присваивается каждому сварщику и регистрируется в журнале производства работ.

Учитывая, что температура нагревателя может часто корректироваться исходя из меняющейся в течение дня температуры окружающего воздуха, рекомендуется периодически, не реже одного раза в неделю, производить контроль температуры зеркала нагревателя, для чего используются специальные электронные термометры с поверхностными датчиками. Для машин с высокой и средней степенью автоматизации, проходящих ежегодное сервисное обслуживание, этот контроль может не выполняться.

Технологический процесс **сварки труб с помощью соединительных деталей с закладными нагревателями** ведется в следующей последовательности:

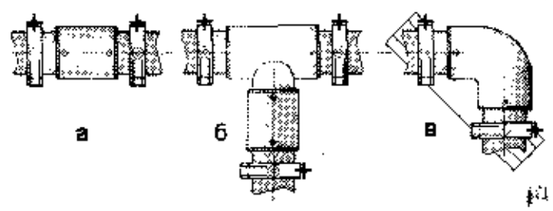


Рисунок 97. Закрепление свариваемых труб в зажимах позиционера при использовании муфт (а), тройника (б) и отвода (в)

– обработанные концы труб вводят внутрь соединительной детали до ограничительных упоров (для седловых отводов – надевают отвод на трубу);

– закрепляют трубы вместе с соединительной деталью в специальном центрирующем и фиксирующем приспособлении (позиционере) (рисунок 97);

– подсоединяют аппарат к электрической сети или автономному электрогенератору, обеспечивающему необходимое напряжение и мощность;

– присоединяют сварочный кабель к клеммам закладного нагревателя детали;

– вводят в память аппарата требуемый режим сварки и контролируют по его дисплею заданное напряжение и время сварки;

– запускают процесс сварки нажатием кнопки «пуск» (после запуска цикла сварки весь необходимый технологический процесс проходит в автоматическом режиме);

– контролируют визуально прохождение процесса сварки (по дисплею аппарата) и образование сварного соединения (по выдвижению индикаторов сварки);

– после окончания сварки и естественного остывания полученного соединения извлекают трубы из зажимов позиционера и проставляют на сварном соединении его порядковый номер краской или маркерным карандашом.

Во избежание повреждения закладных нагревателей (проволочных спиралей) надевание детали с ЗН на конец трубы или введение конца трубы в муфту производят без перекосов[12]. При отсутствии на соединительных муфтах центрирующего упора (например, при врезке ответвлений в действующие газопроводы) перед тем, как надвигать муфту на трубы, производят разметку глубины, на которую должна быть надвинута муфта. Разметку глубины целесообразно производить после механической зачистки и протирки. Если проводить разметку заранее, существует опасность того, что при протирке маркировочная краска перенесется вместе с чистящей тканью в сварочную зону.

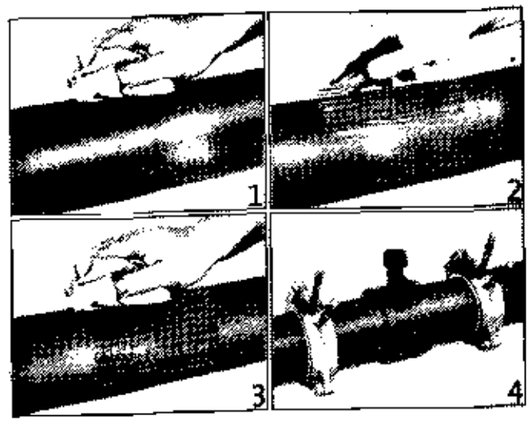


Рисунок 98. Порядок сборки соединения «труба – седловой отвод» (по материалам фирмы «Rehau»)

После сварки полученное соединение маркируют маркерными карандашами, аналогично ранее приведенным правилам, проставляя на нем код сварщика и порядковый номер соединения. Параметры режимов сварки вводят в память сварочного аппарата в соответствии с принятыми для используемого типа детали принципами и возможностями самого сварочного аппарата (штриховой код, система обратной связи или ручной ввод).

Основным способом ввода информации является штриховой код, информация с которого с помощью фотооптического карандаша или сканера вводится в систему управления сварочного аппарата. Считывание производят с главного штрихового кода, расположенного в верхней части этикетки-наклейки. После считывания штрих-кода данные соединительной детали должны соответствовать данным, появившимся на дисплее аппарата. Штриховой код, находящийся под главным штрих-кодом, содержит данные для обратного отслеживания изделий и при сварке изделий не используется.

Ввод параметров с использованием штрихового кода или обратной связи с фитингом позволяет сварщику не вспоминать о так называемой температурной компенсации. Сварочный аппарат измеряет температуру окружающей среды в непосредственной близости от фитинга и автоматически вносят коррекцию в требуемое время сварки. При низких температурах время сварки увеличивается, при высоких сварочная энергия соответственно снижается. Таким образом гарантируется, что в зоне сварки достигается оптимальная температура расплава независимо от климатических условий. В случае ввода параметров сварки вручную необходимо пользоваться прилагаемым к соединительным деталям информационным листом, содержащим информацию о величине необходимой корректировки времени сварки в зависимости от окружающей температуры.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

При какой толщине стенки полиэтиленовые трубы свариваются сваркой встык нагретым инструментом?
1. Более 3,0 мм;
2. Более 5,0 мм;
3. Более 5, но менее 15,0 мм.
Правильный ответ: 2.

Какие сварочные машины допускается применять при сварке встык полиэтиленовых труб?
1. Сварочные машины с высокой и средней степенью автоматизации;
2. Сварочные машины с ручным управлением процессом сварки, но с обязательным автоматическим поддержанием заданной температуры нагретого инструмента, с высокой и средней степенью автоматизации;
3. Только сварочные машины с высокой степенью автоматизации.
Правильный ответ: 2.

Что следует сделать при выполнении работ по сварке полиэтиленовых труб при температурах ниже минус 20 градусов Цельсия или выше плюс 45 градусов Цельсия?
1. Применить особый технологический режим сварки, который должен быть аттестован в соответствии с РД 03-615-03, либо произвести сварочные работы в помещениях, обеспечивающих соблюдение разрешенного температурного интервала;
2. Применить особый технологический режим сварки, изложенный в рекомендациях заводов-изготовителей труб и деталей, при этом работы проводить в присутствии мастера;
3. Использовать устройства для нагрева труб.
Правильный ответ: 3.

В каком случае производят обезжиривание концов полиэтиленовых труб перед сваркой нагретым инструментом встык?
1. Во всех случаях;
2. В случае загрязнения концов труб смазкой, маслом и другими жирами;
3. Обезжиривание концов труб перед сваркой не применяется.
Правильный ответ: 2.

Информация о процессе сварки регистрируется в памяти аппарата. Распечатка протокола сварки может производиться как по окончании сварки каждого стыка, так и через определенные промежутки времени, в зависимости от объема памяти аппарата. Нагружать сваренный газопровод внутреннем давлением можно через 10–30 мин после охлаждения соединения.

При сварке с трубами седловых отводов сначала рекомендуется приварить отвод к магистральной трубе газопровода, а затем к его патрубку подгоняется и приваривается отводная труба. В случае обнаружения брака при сварке отвода эта сварка бракуется и рядом на трубе приваривается новый отвод. Порядок сборки соединения «труба – седловой отвод» показана на рисунке 98.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Какую операцию следует произвести после появления первичного грата при сварке нагретым инструментом?
1. Снизить давление до 0,02 ÷ 0,01 МПа и торцы нагревать в течение времени $t_н$;
2. Удалить нагретый инструмент и соединить оплавленные торцы труб;
3. Повысить давление и произвести нагрев.
Правильный ответ: 1.

Поверхностный слой какой толщины снимается с поверхности концов свариваемых труб при их механической обработке в случае использования сварки деталями с ЗН?
1. Не менее 1,0–1,5 мм;
2. Не менее 0,5 мм;
3. Не менее 0,1–0,2 мм.
Правильный ответ: 3.

Для седловых отводов и других изделий аналогичного типа после сварки и охлаждения соединения производят сверловку (фрезерование) стенки трубы для соединения внутренних полостей отвода и магистральной трубы. Перед началом фрезерования рекомендуется выдержать седловой отвод еще в течение 15–20 мин (в дополнение ко времени его охлаждения при сварке).

6.3. Требования к сварочному оборудованию

Надежность эксплуатации таких высокотехнологичных систем, как системы газоснабжения, в значительной степени определяется использованием для них современных подходов к обеспечению безопасности как на этапе проектирования, так и на этапе строительства. Повышение уровня безопасности газораспределительных систем на этапе строительства достигается за счет целого ряда факторов: использования труб с более высокими физико-механическими и эксплуатационными характеристиками, внедрения неразрушающих методов контроля сварных соединений, использования совершенных сварочных машин и аппаратов, позволяющих механизировать и автоматизировать сам процесс сварки,

совершенствования технологий строительства, повышения уровня подготовки соответствующих специалистов и т.п. Применение современного сварочного оборудования, гарантирующего получение требуемых свойств сварных соединений, является одной из главных составляющих общего направления развития и совершенствования строительного комплекса, обеспечивающей надежность эксплуатации трубопроводов.

К техническим устройствам, применяемым на опасных производственных объектах, подконтрольных Ростехнадзору (Госгортехнадзору России), в том числе применяемых для сооружения газораспределительных сетей, разработаны и документированы особые требования, которым они должны удовлетворять. Эти требования изложены в целом ряде нормативно-правовых актов, основными из которых являются:

– Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов (№ 116-ФЗ);

– Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов (ПБ 03-517-02);

– Правила применения технических устройств на опасных производственных объектах*;

– Положение о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах (РД 03-484-02);

– Положение о порядке выдачи разрешений на применение технических устройств на опасных производственных объектах (РД 03-485-02);

– Инструкция о порядке выдачи Госгортехнадзором России разрешений на выпуск и применение оборудования для газового хозяйства Российской Федерации (РД 12-88-95);

– Инструкция по организации выдачи в центральном аппарате Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору разрешений на применение конкретных видов (типов) технических устройств на опасных производственных объектах (РД 03-10-2004).

Согласно требованиям этих документов любое техническое устройство, применяемое на опасном производственном объекте (или используемое для сооружения этого объекта), должно отвечать требованиям промышленной безопасности. Для подтверждения этих требований *технические устройства, в том числе иностранного производства... подлежат сертификации на соответствие требованиям промышленной безопасности в установленном законодательством Российской Федерации порядке*[22]. К категории технических устройств, используемых на опасных производственных объектах – объектах газоснабжения, к которым предъявляются особые требования, относится и сварочное оборудование (машины и аппараты) для полиэтиленовых труб.

* Примечание. Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации 25.12.1998 № 1540.

Под требованиями промышленной безопасности понимается выполнение условий, запретов, ограничений и других обязательных требований, содержащихся (в том числе) в нормативных технических документах, принятых в установленном порядке. Под нормативно-техническими документами в данном случае следует понимать государственные стандарты (ГОСТ) и технические условия (ТУ), устанавливающие технические требования к конструкции технических устройств. Сертификация не может проводиться на соответствие строительным нормам и правилам (СНиП), поскольку эти документы регулируют только вопросы монтажа трубопроводов и сооружений на них. Поэтому при сертификации сварочной техники в первую очередь оценивается ее соответствие российским государственным стандартам и технической документации изготовителя.

В вопросе сертификации сварочного оборудования для полиэтиленовых труб имеется ряд нерешенных проблем. Как известно, область деятельности любой системы сертификации определяется номенклатурой продукции, подлежащей обязательной сертификации, и нормативными документами, устанавливающими обязательные требования к ней. На территории Российской Федерации с 2002 г. установлена номенклатура продукции и услуг, в отношении которой законодательными актами РФ предусмотрена их обязательная сертификация (утверждена постановлением Госстандарта России № 64 от 30.07.2002 г.). Утвержденная номенклатура не предусматривает обязательной процедуры сертификации сварочной техники и, таким образом, по отношению к ней может проводиться только добровольная сертификация.

В то же время нужно помнить, что основной целью сертификации продукции является оценка ее качества и безопасности. Для проведения такой оценки в соответствующих нормативных документах должны содержаться определенные критерии, при соблюдении которых будут обеспечены качество выпускаемого оборудования и условия безопасности на опасном производственном объекте. Для сварочного оборудования главным критерием возможности его использования является качество получаемых сварных соединений.

Если проанализировать весь перечень различного сварочного оборудования, то можно увидеть, что практически для каждого его вида установлены нормативные требования, на основании которых можно проводить оценку: ГОСТ 12.2.007.8-75 «Устройства электросварочные и для плазменной обработки», ГОСТ 1077-79Е «Горелки однопламенные универсальные для ацетилено-кислородной сварки, пайки и подогрева» и др. Одним из немногих исключений является сварочное оборудование для полиэтиленовых газопроводов, на которое специальные отечественные стандарты не разработаны*. Таким образом, сварочное оборудование для сооружения полиэтиленовых газопроводных систем выходит из области, регулируемой нормативными документами по промышленной безопасности. Поэтому в настоящее время сертификация и другие оценки сварочного оборудования ведутся по стандартам, требования которых могут быть косвенно применимы для этих целей: ГОСТ 27570.27-91 «Безопасность бытовых и аналогичных электрических приборов» и т.п. Исходя из вышеизложенного, наличие сертификата соответствия в данном случае не будет являться реальным подтверждением качества изготовления и безопасности применения данного вида оборудования.

Вместо сертификата соответствия в органы Государственного надзора может представляться свидетельство об аттестации сварочного оборудования, выдаваемое согласно требованиям РД 03-614-03**. Требования к аттестации, изложенные в РД 03-614-03, согласуются с требованиями международного стандарта ISO 12176 «Пластмассовые трубы и фитинги – Оборудование для сварки полиэтиленовых систем» (часть 1: «Стыковая сварка», часть 2: «Сварка электрическими нагревателями»). В процессе аттестации оцениваются основные характеристики сварочных машин и аппаратов, которые в имеющихся отечественных нормативах пока не регламентированы. Таким образом, свидетельство об аттестации является документом, реально подтверждающим качество изготовления сварочного оборудования и соответствие сварочных характеристик требованиям безопасности.

Наличие сертификата соответствия и (или) свидетельства об аттестации является обязательным, но не единственным условием, необходимым для допуска сварочного оборудования к сооружению газораспределительных систем. В дополнение к ним сварочное оборудование должно получить **разрешение на применение** от Ростехнадзора. При осуществлении этой процедуры учитываются конкретные условия применения оборудования на опасном производственном объекте. Оборудование, не имеющее такого разрешения, не может применяться для сооружения ответственных трубопроводных систем.

* Примечание. Сварочное оборудование для соединения полиэтиленовых труб не заявлено и в общероссийском классификаторе продукции (ОКП). Наиболее подходящими для него кодами могут являться коды 344155 – оборудование для диффузионной сварки или 344159 – оборудование специальных способов сварки, а для вспомогательных приспособлений код 344190 – аппаратура управления, запасные части, комплектующие изделия и принадлежности к электросварочному оборудованию.

** Письмо Ростехнадзора № 11-14/699 от 16.03.2005 г.

Документами Ростехнадзора установлен общий *порядок и условия выдачи разрешений на применение конкретного вида (типа) технических устройств, в том чиле иностранного производства*[23]. Для получения разрешения Российской Разрешительной системы (РРС) разработчик или заявитель сварочного оборудования представляет в Ростехнадзор следующую документацию:

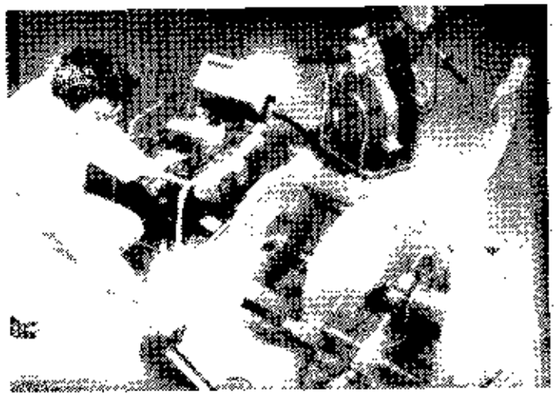


Рисунок 99. Тестирование сварочной машины для стыковой сварки

– акт и протокол приемочных испытаний (для отечественного оборудования);

– техническую документацию (паспорт, инструкцию по эксплуатации), включающую методику проведения контрольных испытаний (проверок) оборудования, ресурс и срок эксплуатации, порядок технического обслуживания, ремонта и диагностирования;

– технические условия;

– сертификат соответствия требованиям промышленной безопасности или свидетельство об аттестации;

– заключение экспертизы промышленной безопасности о возможности применения сварочного оборудования для сооружения опасных производственных объектов (согласно требований РД 12-88-95).

Выводы заключения экспертизы промышленной безопасности строятся на основании результатов, полученных при проведении приемочных испытаний, протоколов сертификационных испытаний, свиде-

тельства об аттестации оборудования. Заключение экспертизы является одним из основных документов, на основании которого Ростехнадзор выдает разрешение на применение сварочного оборудования для конкретной группы опасных технических устройств. Разрешение на применение может выдаваться на партию либо на тип (вид) или типоразмерный ряд сварочного оборудования. Срок действия разрешения составляет, как правило, 5 лет.

Сварочное оборудование, как любое сложное техническое устройство, в процессе эксплуатации должно подвергаться периодическому техническому обслуживанию. Обслуживание осуществляется квалифицированным персоналом как в организации, эксплуатирующей сварочное оборудование, так и в сервисных центрах изготовителя (поставщика). По сложившейся практике рекомендуется проводить *ежегодное сервисное обслуживание предприятием фирмы-производителя этого оборудования либо представителем фирмы, имеющем допуск к сервисному обслуживанию этого оборудования*[12]. При работе на автоматизированном оборудовании дата рекомендуемого сервисного обслуживания, как правило, впечатывается в сварочный протокол. При условии правильного использования и периодичечского прохождения технического обслуживания ваше оборудование надежно прослужит много лет.

Кроме этого, организация, эксплуатирующая сварочное оборудование, должна обеспечивать его периодическую аттестацию в установленные сроки и *регистрацию в органах Госгортехнадзора России*[24]. Правила аттестации сварочного оборудования более подробно рассмотрены в главе 6.5.

По достижению срока службы, установленного в нормативной, конструкторской и эксплуатационной документации или стандартах, дальнейшая эксплуатация сварочного оборудования *без проведения работ по продлению срока безопасной эксплуатации не допускается*[25]. При этом, если в сопроводительной документации на сварочное оборудование отсутствует назначенный срок эксплуатации, то принимается срок эксплуатации аналогичного оборудования. Работы по контролю технического состояния (обследование) оборудования с целью определения возможности продления срока его эксплуатации выполняют экспертные организации, имеющие лицензии на данный вид деятельности. Применительно к сварочному оборудованию по результатам обследования может приниматься одно из двух решений: о продолжении эксплуатации или выводе из эксплуатации и использованию на неответственных объектах. Результаты проведенного обследования фиксируются в паспорте.

Для организаций, приобретающих новую сварочную технику можно дать некоторые общие рекомендации, следование которым поможет избежать основных проблем. Выбирайте сварочную технику, которая отвечает шести основным требованиям:

– имеет разрешение Ростехнадзора на применение, действующее на момент приобретения оборудования;

– имеет подробную инструкцию по эксплуатации на русском языке с указанием особенностей выполнения сварочных операций на данном типе сварочного аппарата, перечня возможных неисправностей и порядка действий в этом случае, требования к обслуживанию, срок службы и т.п;

– поставщик (изготовитель) может обеспечить сервисное обслуживание оборудования, поставку запасных частей;

– стыковые сварочные машины имеют возможность приварки соединительных деталей основных типов;

– автоматизированные сварочные машины или аппараты имеют не только внешний выход для прямого подключения специализированного принтера (обеспечивающего распечатку протоколов сварки на объекте строительства), но и внешний порт для передачи информации в компьютерную базу данных или блок внешней памяти. Централизованное хранение информации в компьютерной базе данных позволяет вести статистику по сваренным стыкам, проводить обработку сварочных протоколов и их распечатку на любом принтере, подсоединенном к персональному компьютеру, что, в свою очередь, позволяет ускорить подготовку исполнительной документации;

– температурный режим при эксплуатации оборудования находится в диапазоне как минимум от минус 10 до + 45 °С.

При выборе сварочного аппарата дополнительно убедитесь, что ввод параметров сварки в аппарат возможен как минимум двумя способами:

– неавтоматическим, с установкой основных параметров сварки вручную;

– автоматическим, путем считывания необходимой информации со штрихового кода фитинга (возможны и дополнительные возможности с использованием функции обратной связи с фитингом или магнитной картой, поставляемой изготовителем с каждым изделием). Проверьте

согласованность характеристик аппарата (по выходному напряжению и способу ввода информации) с характеристиками применяемых соединительных деталей с закладными электронагревателями.

Другие характеристики сварочной техники – такие как цвет, дизайн – вопрос личного предпочтения.

При покупке сварочного оборудования сразу целесообразно подумать о приобретении вспомогательной оснастки: зачистных ножей, маркерных карандашей, обезжиривающих жидкостей, а также измерительного инструмента (штангенциркулей, секундомеров, контактных термометров).

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Как часто рекомендуется производить сервисное обслуживание сварочного оборудования?

1. В случае поломки или неисправности сварочного оборудования;
2. Не реже одного раза в три года;
3. Ежегодное сервисное обслуживание.

Правильный ответ: 3.

Кто имеет право производить сервисное обслуживание сварочного оборудования?

1. Сварщик, за которым закреплено сварочное оборудование;
2. Предприятие фирмы-изготовителя сварочного оборудования либо представитель фирмы-изготовителя;
3. Аттестационные центры сварочного оборудования.

Правильный ответ: 2.

6.4. Сварочные машины, аппараты и приспособления

Сварочное оборудование для полиэтиленовых трубопроводов, впервые появившееся в конце 1950-х годов, прошло долгий путь развития и совершенствования. За прошедшие десятилетия за рубежом сменились четыре поколения сварочных машин стыковой сварки, появление каждого из которых сопровождалось серьезными качественными изменениями конструкции. Машины последнего поколения оснащены автоматизированными системами управления, обеспечивающими четкое соблюдение заданного технологического режима сварки.

Другой вид оборудования – аппараты для сварки труб деталями с закладными нагревателями – имеют значительно меньшую историю развития, поскольку впервые появились только в 1970-х годах. По принципу ввода информации их можно условно разделить на два поколения. Примерно в первые 20 лет использования сварочные аппараты и фитинги к ним были специализированными (моновалентными), часто позволяющими вводить информацию при помощи только одного, используемого в данной стране способа: магнитная карта, обратная связь, саморегулирование.

Взаимозаменяемость (поливалентность) фитингов и аппаратов в то время не рассматривалась. Кроме того, эти аппараты не имели встроенной автоматической системы контроля и регистрации необходимых параметров. Второе поколение аппаратов, позволяющих автоматически протоколировать необходимые данные, появилось в конце 1980-х годов. Свое развитие аппараты второго поколения получили после того, как многие Европейские страны, участники международного подкомитета ISO – TC 138 SC4 «Трубы и фитинги из пластмасс» приняли решение оснащать свои соединительные детали идентификационными карточками в виде штрихового кода. После этого аппараты стали универсальными (поливалентными), позволяющими воспринимать информацию, вводимую несколькими способами, в том числе и путем считывания штрихового кода.

Оценивая в целом конструкции современной сварочной техники, можно сказать, что в настоящее время они весьма совершенны и позволяют с большой долей вероятности гарантировать получение надежных сварных соединений. В то же время на строительных площадках России еще можно встретить устаревшую технику, разработанную в период 70-х – 80-х годов прошлого века, в т.ч. сварочные машины с газовыми нагревателями или рычажными силоизмерителями (рисунок 100).

Рисунок 100. Сварочная машина УСПМ-110 с пружинно-рычажным силоизмерителем (снимок 2005 г.)

В настоящее время на территории Российской Федерации используются различные типы сварочных машин и аппаратов как отечественных, так и зарубежных фирм-изготовителей, отличающихся по конструктивному исполнению, комплектации, особенностям технологии изготовления.

Как уже упоминалось выше, используемое при строительстве трубопроводов сварочное оборудование подразделяется на три типа:

1 – машины для сварки труб нагретым инструментом встык;

2 – аппараты для сварки труб деталями с закладными нагревателями;

3 – приспособления для осуществления вспомогательных операций.

В свою очередь, сварочные машины и аппараты подразделяются на три категории: оборудование с высокой степенью автоматизации технологического процесса сварки, оборудование со средней степенью автоматизации и оборудование с ручным управлением.

Оборудование с высокой степенью автоматизации (СВА) – *сварочный аппарат (машина), имеющий компьютерную программу основных параметров сварки, компьютерный контроль за их соблюдением в ходе технологического процесса, компьютерное управление процессом сварки и последовательностью этапов технологического процесса в заданном программой режиме (в т.ч. автоматическое удаление нагревательного инструмента), регистрацию результатов сварки и последующую выдачу информации в виде распечатанного протокола на каждый стык по окончании процесса сварки*[3].

Оборудование со средней степенью автоматизации (ССА) – сварочная машина, *имеющая частично компьютеризированную программу основных параметров сварки, полный компьютеризированный контроль за соблюдением режима сварки по всему циклу, а также осуществляющая регистрацию результатов сварки и их последующую выдачу в виде распечатанного протокола*[3].

Оборудование с ручным управлением (СР) – *машина, на которой управление процессом сварки производится вручную при визуальном или автоматическом контроле за соблюдением режима сварки по всему циклу. Регистрация режимов сварки производится в журнале производства работ или в виде распечатанного протокола с регистрирующего устройства*[3].

При сооружении газораспределительных систем могут использоваться сварочные машины как со средней или высокой степенями автоматизации, так и с ручным управлением. Главное условие возможности применения любого сварочного оборудования, как уже было сказано выше, – наличие сертификата соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешения Ростехнадзора (Госгортехнадзора России) на применение.

Как видно из приведенных требований, системы машин и аппаратов с высокой и средней степенью автоматизации должны записывать

(регистрировать) параметры сварки. К записываемым (регистрируемым) параметрам сварки относят:

1 – технологические параметры сварки (для сварки нагретым инструментом встык – температура нагревателя и соответствующие величины давления и времени сварки, для сварки деталями с закладными нагревателями – напряжение или сила тока и время сварки);

2 – информационные показатели (температура окружающего воздуха, дата сварки и текущее время, номер соединения, тип детали (для сварки деталями с ЗН), усилие холостого хода (для сварки встык);

3 – другие показатели по желанию изготовителя (тип сварочной машины или аппарата, ее серийный номер, место сварки, марка полиэтилена, фамилия исполнителя и др.).

ROTHENBERGER DATALINE
ROWELD P 250 B

Фирма	: ОЛЬМАКС		
Распечатка	: 01.08.202		
Сварщик	: ИВАНОВ		
	: № 111		
Проект/Площадка	: СТРОЙКА2		
	: улица Правды, 1		
Шов №	: 1		
Дата	: 01.08.2002		
Материал	: PE100	160 x 9,1	
SDR	: 17,6	Длина : 12м	
Партия	: образец		
Соединения	: F/F		
Внешняя темпер.	: 32°C		
Погода	: солнце		
Меры защиты	: палатка		
Давл.сопротивл.	: 4,9 бар		
Наплыв	: 1,5мм		
	ГРЕБ	РЕАЛ	°C
Температура	: 220	221	
Давл. оплав.	: 10,3	10,2	бар
Давл. нагрева	: 1,4	1,2	бар
Время перест.	: 7	7	сек
Время роста	: 7	7	сек
Давл. сварки	: 10,3	10,2	бар
Время охлаж.	: 13:00	13:01	мин
Замечания	: НЕТ		
Процесс сварки без ошибки			

Рисунок 101. Протокол сварки, выполненный на автоматизированной машине «Roweld P 250B» фирмы «Rothenberger»

Распечатка протокола сварки может производиться или непосредственно по окончании процесса сварки, для чего автоматизированная система машины оснащается встроенным принтером, или накапливаться на магнитном носителе и распечатываться по мере необходимости после присоединения автоматизированной системы машины к отдельно носимому или стационарному принтеру. Пример распечатки протокола сварки приведен на рисунке 101.

Машины для сварки труб нагретым инструментом встык, предназначенные для полевых условий работы, по своему устройству независимо от фирмы (предприятия)-изготовителя в большинстве случаев приблизились (после длительных поисков и эксплуатационных испытаний) к единому оптимальному варианту. Они имеют центратор в виде стальной рамы с установленными на ней горизонтально или под углом 45° к горизонту зажимами из алюминиевых колец (рисунки 107–111).

Нагреватель и торцовочное устройство переносятся в специальном контейнере. Привод подвижного зажима центратора осуществляется от переносной гидравлической станции через пару гидроцилиндров, оси которых расположены в одной плоскости с осью самих зажимов.

Проблема, связанная с обеспечением возможности приварки к трубам соединительных деталей с короткими или удлиненными хвостовиками, решена на всех машинах, в общем, аналогично. Для этого один из хомутов подвижного зажима центратора или отстыковывается, или имеет возможность присоединения к хомутам подвижного зажима (рисунок 102). В последнем случае подвижный зажим оказывается состоящим из трех хомутов.

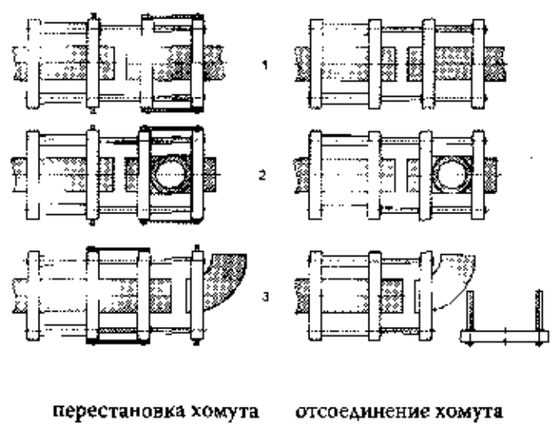


Рисунок 102. Схема крепления труб и деталей в зажимах центратора при сварке труб с трубами (1), тройника с удлиненными хвостовиками с трубой (2), отвода с трубой (3)

Современные сварочные машины зарубежных фирм, предназначенные для строительства газопроводов, по желанию потребителя, дополнительно могут оснащаться системами автоматического управления процессом сварки и устройствами, позволяющими отслеживать и регистрировать все параметры сварочного процесса.

Аппараты для сварки труб деталями с закладными нагревателями, предназначенные для сооружения газораспределительных систем, как правило, оснащены системой записи параметров сварки (встроенной памятью). Аппараты как зарубежных, так и отечественных производителей имеют встроенные системы автоматического контроля за прохождением процесса сварки и протоколирующие устройства. Аппарат сам контролирует сопротивление спирали, отсутствие межвиткового замыкания, постоянство сетевого и вторичного напряжения, потребляемую мощность и некоторые другие характеристики. Упрощенные модели аппаратов без системы контроля и запоминания процесса сварки

могут использоваться только для строительства неответственных трубопроводов.

Все зарубежные стыковые сварочные машины, предназначенные для полевых условий работы, оснащаются электрифицированными агрегатами и имеют варианты исполнения с блоками электронного управления процессом сварки (CNC или SPA) и устройствами протоколирования. Наиболее современное автоматизированное сварочное оборудование имеет возможность подключения к системе GPS (глабольного спутникового позиционирования). Качество изготовления зарубежных образцов оборудования и надежность как правило очень высокие, но стоимость в 1,5–2 раза выше аналогичных отечественных. Для большинства отечественных сварочных машин характерны более низкая эксплуатационная надежность, больший вес конструкции, отсутствие автоматизированных систем управления, недостаточно развитая сервисная поддержка, что мешает им потеснить на российском рынке зарубежные аналоги.

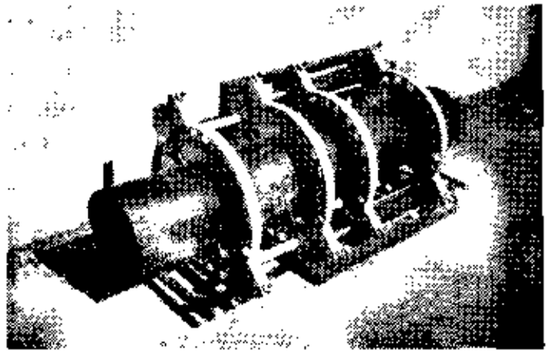


Рисунок 103. Центратор сварочной машины ITON D 315

Сварочные машины выпускаются нескольких типоразмеров, оптимизированых для сварки определенных диаметров труб. Как правило, один тип машины может сваривать трубы из ряда: 40–160 мм, 90 (или 63)–250 мм, 90–315 мм, 200–500 мм, 315–630 мм и т.д. При выборе стыковых сварочных машин следует учитывать, что фигурируемое в названии машин обозначение максимального диаметра свариваемых труб может относиться к трубам типа SDR 17,6. Таким образом, для обеспечения сварки труб De 225 мм типа SDR 11 может возникнуть необходимость приобретения машины следующего типоразмера, в названии которой стоит обозначение трубы De 250, 280 или 315 мм (например, «Roweld» P 315).

Дифференциация сварочных аппаратов ведется по их мощности, от которой и зависит диаметр свариваемых труб. Мощности 2,0–2,2 кВт хватает, как правило, для сварки труб De ≤ 160 мм; мощность в 2,5–4,5 кВт

обеспечивает сварку труб диаметром до 630 мм и более. Ввод параметров сварки осуществляется в режимах считывания штрихового кода (ЗНШ), с помощью автоматической обратной связи с фитингом (ЗНА) или ручного ввода информации (ЗНР).

В настоящее время десятки фирм в мире выпускают сварочную технику и вспомогательный инструмент для работы с пластмассовыми трубами.

В России по имеющимся на начало 2006 г. данным, производством сварочной техники занимаются следующие организации:

– сварочных машин стыковой сварки: ООО «Сириус – Итон» (г. С.-Петербург), ООО «Сварочные термопласты Сибири» (г. Тюмень), ФГУП «НИИКИМТ» (г. Москва), ООО «ТЭП» (г. Казань), завод «Газаппарат» (г. Саратов), ОАО «Дорис» (г. Чебоксары), ООО «Форматех» (г. Набережные Челны), ООО «Экогазавтоматика» (г. Тула);

– сварочных аппаратов сварки труб деталями с закладными электронагревателями: институт физики высоких энергий (ИФВЭ, г. Протвино, Московская обл.), фирма «Комплексные технологии» (г. С.-Петербург), ООО «Чебоксарский трубный завод» (г. Чебоксары).

ООО «Сириус – Итон» выпускает машины стыковой сварки серии ITON: ITON D 315, ITON D 630 и ITON D 1200, предназначенные для сварки труб 90–315, 355–630 и 710–1200 мм соответственно. Центратор имеет классическую схему с расположенными под углом четырьмя кольцевыми зажимами и сменными стальными вкладышами. При сварке соединительных деталей крайний зажим центратора демонтируется. В комплект поставки входит электрогидравлическая станция, торцеватель и нагреватель, блок управления и коммутации. Возможно подключение аппаратуры протоколирования параметров сварки «ASC», имеющей энергонезависимую память на 4000 циклов сварки.

ООО «Сварочные термопласты Сибири» (бывшее ООО «СибгазСорон») выпускает сварочные машины пяти типов: С-160, С-225, С-225А, С-315, С-400. Конструкция машины хорошо отработана (за 2005 год выпущено порядка 35 шт.). Центратор с четырьмя зажимными хомутами из алюминиевого сплава расположен на прямоугольной стальной раме. Верхняя часть зажимов съемная. В состав сварочных машин входит гидростанция зарубежной поставки, электронагреватель и электроторцеватель отечественного изготовления с контейнером для переноски.

Омский завод подъемных машин осуществляет с 1999 г. единичный выпуск стыковых машин ПСУ-225 (для труб диаметром от 75 до 225 мм) и ПСУ 400М (от 225 до 400мм). Все основные узлы выполнены с использованием отечественных комплектующих. Привод подвижного зажима центратора электрогидравлический, торцевателя – электрический с питанием от сети напряжением 220 В для ПСУ-225 и 380 В для ПСУ-400М или передвижного генератора мощностью 4 и 8 кВт соответственно. Нагреватель кольцевого типа с антиадгезионным покрытием и аппаратурой поддержания заданной температуры. В связи с отсутствием протоколирующего устройства машины ПСУ в основном используются для сооружения полиэтиленовых водопроводных сетей.

ОАО «Дорис» с 1984 г. выпускает небольшими партиями стыковые сварочные машины УСПТ 110, УСПТ 225, УСПТ 400 и УСПТ 630. Модернизированные модели машин серии УСПТ (2004 г.) представляют собой плиту со смонтированными на ней двумя парами кольцевых зажимов соединенных направляющими и гидроцилиндром. Управление работой гидроцилиндра осуществляется насосом-распределителем с ручным приводом. Торцовочное устройство работает от рычага с храповым механизмом. Для оплавления торцов труб используется электрический бесспиральный электронагреватель, терморегулятор которого расположен в отдельно носимом источнике питания. Основное назначение УСПТ – сварка полиэтиленовых сетей водоснабжения и канализации.

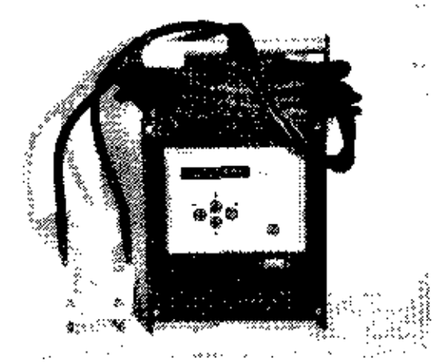


Рисунок 104. Аппарат «Трасса» ООО «Чебоксарский трубный завод»

Фирмой «ТЭП» выпускаются два типоразмерных ряда сварочных машин: УСПТ ЭП (центратор выполнен из стальных сварных элементов) и УСПТ Р2 (центратор выполнен с использованием литых алюминиевых деталей). Типоразмерный ряд машин охватывает трубы диаметром от 110 до 630 мм. Имеются различные варианты комплектации: с ручным, электрофицированным или гидравлическим приводом торцевателя, с ручным масляным насосом или гидравлической станцией. Некоторые варианты машин могут оснащаться протоколирующим устройством КПТЭП. Сварочные машины УСПТ ЭП и УСПТ Р2 используются при

сооружении трубопроводов, не отнесенных к категории опасных производственных объектов.

ОАО «Газаппарат» с 1986 г. выпускает сварочные машины УСПТ-09, предназначенные для стыковой сварки труб диаметром 63, 110, 160 и 225 мм. Для удобства работы центратор оснащен двумя пневматическими колесами и опорной стойкой. Гидравлический привод низкого давления работает от ручного насоса. Нагреватель цельнометаллический, нагреваемый на газовой горелке. Торцовочное устройство с ручным приводом. Конструкция УСПТ-09 в основном выполнена из стальных элементов за исключением дюралюминиевых литых вкладышей. Верхняя часть зажимов при открывании откидывается на петлях. В настоящее время УСПТ-09 является безнадежно устаревшей и применима для сварки неответственных трубопроводов.

Таблица 83. Характеристики отечественных машин стыковой сварки

Тип сварочной машины и изготовитель	Характеристики сварочной машины				
	Способ управления сваркой	Диаметр свариваемых труб, мм	Возможность сварки деталей	Способ удаления нагревателя	Тип привода
«ITON D 315 ASC», «Сириус-Итон»	Ручной с записью параметров	90–315	Есть	Вручную	Гидравлический
С-225 ООО «СТС»	Ручной	63–225	Есть	Вручную	Гидравлический
ПСУ-225 «Омский завод подъемных машин»	Ручной	75–225	Есть	Вручную	Гидравлический
СБ 382, «НИИКИМТ»	Ручной	110–315	Есть	Вручную	Гидравлический

Продолжение таблицы 83

Тип сварочной машины и изготовитель	Характеристики сварочной машины				
	Габаритные размеры центратора, мм	Масса переносимого комплекта, кг	Мощность гидростанции	Потребляемая мощность при работе, Вт/ч	Напряжение питания, В
«ITON D 315 ASC», ООО «Сириус-Итон»	950x470x450	175	16,0	5500	220
С-225 ООО «СТС»	850x460x450	120	10,0	3160	220
ПСУ-225 «Омский завод подъемных машин»	820x490x445	145	–	3000	220
СБ 382, «НИИКИМТ»	685x497x528	165	–	4600	220

ФГУП «НИИКИМТ» продолжает единичный выпуск машин СБ 380 и СБ 382 для сварки труб диаметром 20–110 и 110–315 мм соответственно. Центратор классической схемы СБ 382 состоит из двух пар алюминиевых зажимов, объединенных в диаметральной плоскости двумя направляющими, совмещенными с гидроцилиндрами. Нагреватель электрический. Машина комплектуется электрофицированной гидростанцией и электрическим нагревателем. Модель СБ 380 является небольшой переносной машиной с пружинным механизмом создания сварочного усилия.

Предприятие «Экогазавтоматика» наладило производство стыковых машин УСП-90/315. Машина оснащена электрофицированной гидростанцией (масса 48 кг), торцевателем с электроприводом и нагревателем с электронным регулятором температуры и ПТФЭ-покрытием. Напряжение питания гидростанции 380 В, другого оборудования – 220 В.

ООО «Форматех» освоило с 2000 г. выпуск сварочных машин серии «МС» четырех основных модификаций: МС6-16 (De 63–160 мм), МС6-20 (De 63–225 мм), МС20-40 (De 160–400 мм) и МС40-60 (De 315–630 мм). Все машины оснащены ручным гидравлическим насосом и электрическим нагревателем с износоустойчивым фторопластовым покрытием. Для машин МС6-20 и МС20-40 дополнительно предусмотрена возможность комплектации торцовочным устройством с электрическим приводом (в базовой комплектации торцовочное устройство имеет ручной привод). Приварка к трубам соединительных деталей предусмотрена за счет обратного хода подвижного зажима, для чего в гидронасосе предусмотрена рукоятка реверса хода.

Первый отечественный аппарат для сварки труб деталями с закладными нагревателями «Протва-2» был разработан в 1996 г. институтом физики высоких энергий (ИФВЭ, г. Протвино Московской обл.). Пройдя несколько модернизаций этот достаточно удачный аппарат выпускается и в настоящее время. На российский рынок аппарат «Протва» поставляет предприятие «АОСТ» (ООО «Автоматизированное оборудование для сварки трубопроводов»). Аппарат предназначен для сварки деталей диаметром от 20 до 315 мм. Для считывания информации используется фотооптический карандаш. Блок памяти рассчитан на 780 циклов сварки, температура эксплуатации от минус 20 до +40 °С.

Фирмой «Комплексные технологии» (г. С.-Петербург), созданной в 2002 г., выпускается аппарат электромуфтовой сварки ААМС-КТ «Лотос». Аппарат позволяет сваривать детали диаметром от 20 до 630 мм. Для обеспечения надежности работы силовой блок снабжен процессором,

контролирующим основные параметры его работы – питающее напряжение и температуру силового трансформатора. Считывание информации со штрихового кода осуществляется дистанционно с использованием сканера. Блок протоколирования способен сохранять до 10 000 сварочных протоколов. Температурный режим при эксплуатации от минус 10 до +45 °С.

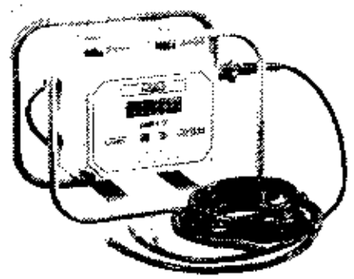
Таблица 84. Аппараты для электромуфтовой сварки труб отечественных изготовителей

Основные типы сварочных аппаратов и их изготовитель	Характеристики сварочного аппарата				
	Напряжение на выходе, В	Потребляемая мощность, кВт	Основной способ ввода параметров сварки	Габаритные размеры, мм	Масса переносимого комплекта, кг
«Протва» «Институт физики высоких энергий»	8–48	4,5	Штрих-код и ручной	270x350x270	16,0
«Трасса М» ООО «Чебоксарский трубный завод»	8–48	3,5	Штрих-код и ручной	450x280x190	16,5
«Лотос» ООО «Комплексные технологии», Россия	8–48	2,46	Штрих-код и ручной	270x230x280	17,0

ООО «Чебоксарский трубный завод» с 2006 г. осваивает выпуск аппарата «Трасса». Данный аппарат заменил ранее выпускавшийся заводом «АНД-Газтрубпласт» аппарат ФП-2000. Для силового модуля аппарата применена инверторная технология, позволившая уменьшить вес аппарата и увеличить его мощностные характеристики, позволяющие сваривать трубы диаметром до 315 мм. Ударопрочный алюминиевый корпус оснащен активной системой охлаждения, препятствующей перегреву силовой части при длительной работе. Аппарат оснащен цифровым регулятором выходного напряжения. Энергонезависимая память рассчитана на 1024 сварочных протокола. Ввод параметров сварки предусмотрен вручную. Находящаяся в разработке модель «Трасса М» дополнительно оснащается системой считывания штрихового кода и фотооптическим карандашом.

Поставками в Россию сварочной техники сейчас занимаются несколько зарубежных фирм-изготовителей, имеющих свои представительства, расположенные в основном в городах Москва и С.-Петербург: «Fusion Group», «Friatec AG», «Widos», «Rothenberger», «J.Sauron S.A.», «KWH Tech ltd», «Georg Fisher» и некоторые другие.

Фирма «**Fusion Group**» (Великобритания). Выпускает автоматизированные стыковые сварочные машины серии «Gator» для труб диаметром до 250, 315, 400 и 500 мм и «BF630» для труб от 400 до 630 мм и аппараты муфтовой сварки серии «Fusamatic». Отдельная серия машин предназначена для стыковой сварки труб в ручном режиме управления: Welda 250/315/400. В нашей стране широко используются машины «BF250 AF» (поставлялись до 2001 г.) и последняя модификация данных машин «Gator 250» (с 2001 г.). Машины отличаются компактным центратором со стальными зажимами и расположенными на раме рукоятками для переноса. Сварка деталей обеспечивается отстыковкой крайнего хомута. Нагреватель в машинах серий «Gator» и «BF» удаляется автоматически, причем в целях экономии электроэнергии на время работы торцовочного устройства нагреватель отключается. Модель «Gator» по сравнению с прежней «BF250 AF» имеет несколько меньший вес, увеличенный объем базы данных и расширенный диапазон рабочих температур, адаптированный к условиям строительства на территории России (от минус 15 до +40 °С). Аппараты серии «Fusamatic» поставляются в двух основных модификациях: AM 65CE, рассчитанный на выходное напряжение 39,5 В с ручным или автоматическим (по обратной связи со встроенным в деталь резистором) вводом времени сварки, и AM 85CE, имеющий дополнительную возможность ввода параметров сварки по штриховому коду детали и соответственно меняющий напряжение на выходе. Вся техника имеет русифицированное меню. Представительство фирмы расположено в г. Москве.



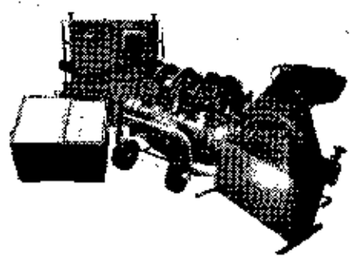


Рисунок 105. Аппарат «AM 85CE» (вверху) и машина «Gator 400» (внизу) фирмы «Fusion Group»

Фирма «**Friatec AG**» (Германия). Выпускает аппараты серии «Friamat» для сварки труб диаметром до 800 мм деталями с закладными нагревателями. В линейку аппаратов «Friamat» последнего поколения входят модели с протоколирующим устройством и возможностью пере-

вода информации на блок внешней памяти «Friamat Memo» и «Friamat Prime» мощностью 3,6 кВт и упрощенный вариант «Friamat Basic» без функции протоколирования (для использования на неответственных трубопроводах). «Friamat Prime» оснащен дополнительными разъемами для подключения персональных компьютеров и карты памяти для накопления параметров сварки (до 30 000 сварок). Модель «Friamat BAT» работает от аккумуляторной батареи. Передача информации на компьютер возможна путем прямого подключения или через блок внешней памяти «Меморибокс». Для облегчения ввода данных в сварочные аппараты может использоваться пульт дистанционного управления. Представительство фирмы расположено в г. Москве.

Рисунок 106. Сварочный аппарат «Friamat Memo»

Фирма «**Widos**» (Германия). Выпускает несколько типов стыковых сварочных машин в мобильном (модели Widos 4400, Widos 4600, Widos 4800, Widos 5100, Widos 5500 и Widos 6100) и стационарном вариантах (модели Widos 900, Widos 2500, Widos 3500 и др.) для сварки труб диаметром до 1600 мм. Для сварки труб с фитингами имеются узкоспециализированные машины HRG 8/10/12/14/16/18. Все машины для полевых условий работы могут поставляться в упрощенном варианте с ручным управлением процессом сварки или оснащаться блочным протоколирующим устройством типа «SPA 600» для записи параметров сварки или системами автоматического управления процессом сварки «CNC 3.0» и «CNC 3.5». Блок «CNC 3.0» включает гидроагрегат с электронной системой управления, встроенный принтер и интегрированное устройство ввода параметров с магнитной карты. Удаление нагревателя производится вручную или автоматически в зависимости от предпочтений потребителя. Сварка соединительных деталей типа тройника или отвода обеспечивается отстыковкой крайнего зажимного хомута. К отличительным особенностям стыковых машин можно отнести меньшую, по отношению к другим моделям, массу конструкции. Для сварки труб деталями с закладными нагревателями выпускаются аппараты ESI-4000 с функцией протоколирования сварочного цикла и вводом параметров сварки считыванием штрихового кода или вручную. Температурный режим при эксплуатации – от минус 10 до +50 °С. Представительства фирмы расположены в г. Москве и в г. Екатеринбурге.

Рисунок 107. Центратор сварочной машины «4600» фирмы «WIDOS»

Фирма «**KWH Tech ltd**» (Финляндия). Выпускает сварочные машины для стыковой сварки труб диаметром до 1600 мм серий «PT» (PT 125 – PT 1600 с гидроприводом для полевых условий работы), «PL» (PL 315 – PL 1600 с гидроприводом для изготовления фасонных деталей в стационарных условиях) и «Euro» (упрощенные стационарные машины с ручным приводом). Сварочные машины серии «PT» могут оснащаться системой автоматики «CNC». Сварка труб с соединительными деталями обеспечивается перестановкой одного из хомутов. Для изготовления сварных трубных деталей диаметром от 315 до 1600 мм фирмой «KWH» выпускаются также сварочные столы моделей WHB 630, WHB 1000 и WHB 1600. Представительство расположено в г. С.-Петербурге.

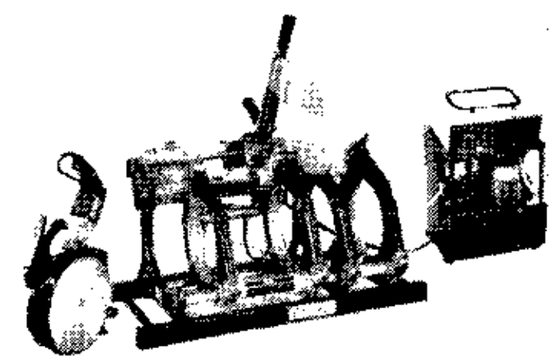


Рисунок 108. Сварочная машина «PT 250 CNC» фирмы «KWH»

Фирма «**Rothenberger**» (Германия) является одним из старейших изготовителей и поставщиков сварочной техники. Выпускает машины типа «Roweld» для сварки встык труб диаметром до 1200 мм в вариантах использования в трассовых и стационарных условиях. Привод подвижного зажима обеспечивается переносной гидравлической станци-

ей, поддерживающей постоянное давление до 12 МПа. К машинам возможно подключение прибора Dataline, который фиксирует и сохраняет все параметры сварки в виде протоколов на каждый сварной шов. В свой памяти прибор сохраняет до 350 протоколов, которые в любой момент могут быть распечатаны или сохранены в виде файла в персональном компьютере. Roweld Dataline является универсальным прибором, используемым в сварочных машинах с числовым программным управлением CNC, в которых полностью осуществляет управление процессом сварки. Все базовые модели сварочных машин Roweld с ручным управлением могут быть оснащены системой «CNC-Control», превращающей их в автоматизированные варианты с возможностью удаления нагревателя вручную (модель SA, средняя степень автоматизации) и автоматически (модель VA, высокая степень автоматизации).

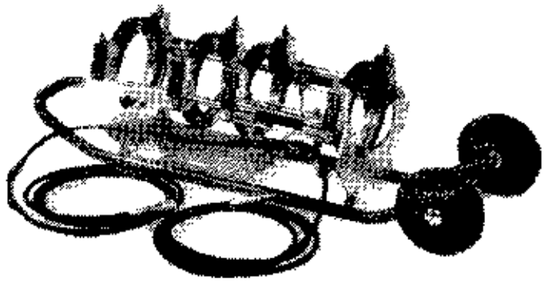


Рисунок 109. Цетратор сварочной машины «Roweld- 250 Varioline» фирмы «Rothenberger» с поворотными зажимами

Модели «Roweld Varioline» отличаются возможностью располагать хомуты центратора под любым, удобным для сварщика, углом наклона (рисунок 109). С 1998 г. выпускаются аппараты для сварки труб деталями с закладными нагревателями. Последняя разработка (2005 г.) – семейство аппаратов «Roweld Rofuse»: упрощенная модель «Rofuse», модель с ручным вводом информации «Rofuse print» и модель с протоколирующим прибором «Rofuse print Plus». Представительство фирмы расположено в г. Москве.

Фирма «**J. Sauron S.A.**» (Франция) является признанным Европейским лидером в разработке аппаратов для сварки труб деталями с закладными нагревателями. Специализируется на выпуске аппаратов серии «Thermoplast» – «Julie», «Emilie», «Barbara», «Ondine» и «Ondine – Компакт» и их модификаций. Последняя разработка фирмы – аппарат «Barbara-compakt-USB» с дополнительным универсальным интерфейсом, позволившим упростить и усовершенствовать управление аппаратом. Отличительной особенностью аппаратов являются два варианта их конструкции: а) – моноблочные аппараты с напряжением питания 220 В; б) – аппараты с вынесенным блоком управления, рассчитанные на безопасное напряжение питания 48 В и использующиеся вместе с электростанциями типа «Plutonarg» (длина кабеля 50 м) или отдельно носимым понижающим трансформатором. Все аппараты имеют возможность сварки труб диаметром до 630 мм и оснащены протоколирующими устройствами. Температурный режим при эксплуатации – от минус 25 до +55 °С.

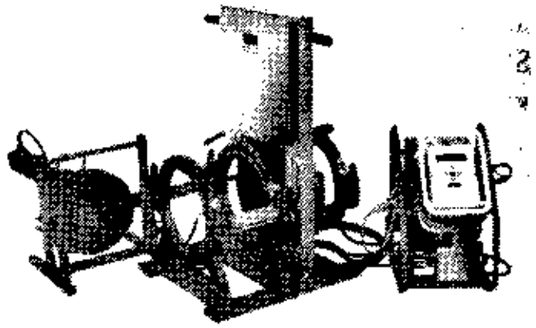


Рисунок 110. Сварочная машина«Plastifuse 2» фирмы «J. Sauron S.A.»

Для стыковой сварки труб выпускаются машины нескольких серий для труб диаметром до 1600 мм: серия «Pipefuse 2» – вариант с ручным управлением, серия «Protofuse 2» – со средней степенью автоматизации, серии «Pilotfuse 2» и «Plastifuse 2» – с высокой степенью автоматизации. В автоматизированных машинах серий «Protofuse 2», «Pilotfuse 2» и «Plastifuse 2» используется многорежимный аппарат «Barbara», в одном случае в качестве блока протоколирования, в другом – для управления и протоколирования сварочного процесса. Представительство фирмы расположено в г. Москве.

Фирма «**Georg Fisher**» (Швейцария). Выпускает машины стыковой сварки и аппараты для сварки труб деталями с закладными нагревателями серии «MSA». Имеются варианты для полевых и стационарных условий работы. Машины стыковой сварки выпускаются двух серий: KL и GF, и предназначены для стыковой сварки труб диаметром от 50 до 315 мм (KL) и от 50 до 1200 мм (GF). Машины серии GF оснащены гидравлической станцией с возможностью подключения устройства протоколирования сварочных данных. Для сварки труб с соединительными деталями один из зажимных хомутов неподвижного зажима может временно стыковаться с хомутами подвижного зажима (KL) или отстыковываться (GF). Машины серии GF могут додооснащаться системой «SUVI-400 CNC» для сварки

труб в автоматическом режиме с регистрацией и записью параметров сварки (модели «GF 160/250/315 SUVI – 400 CNC», для труб диаметром до 315 мм), системой «SUVI-100» или портативным регистратором «WR100» для контроля и протоколирования процесса сварки (модели «GF 160/250/315 SUVI-100»). Машины серии GF имеют компактный центратор, электрический нагреватель с двумя рукоятками, торцовочное устройство с радиально расположенным электроприводом и гидравлическую станцию в защитном боксе. Машины серии KL отличаются упрощенным блоком гидравлики с несъемными шлангами*.

Аппараты электромуфтовой сварки «**MSA**» выпускаются пяти типов: MSA 200, MSA 250, MSA 300, MSA 350 и MSA 400. Аппараты имеют современный дизайн, герметичный, ударопрочный литой корпус, небольшой вес и русифицированное меню. Аппараты MSA 350 и MSA 400 – это полностью автоматизированные варианты, оснащенные функцией автоматического и ручного ввода сварочных параметров с последующей распечаткой протоколов сварки. В стандартной комплектации в аппарате может храниться до 400 протоколов сварки. MSA 300 – упрощенная модель с вводом информации вручную, но с возможностью протоколирования процесса сварки. Сварочный аппарат MSA-250 отличается отсутствием функции протоколирования сварочных стыков и упрощенным интерфейсом. Аппараты MSA 300, MSA-350 и MSA 400 обеспечивают сварку полиэтиленовых труб диаметром от 20 до 630 мм. По специальному заказу аппараты могут оснащаться встроенным блоком ввода параметров сварки с помощью магнитной карты. Представительство фирмы расположено в г. Москве.

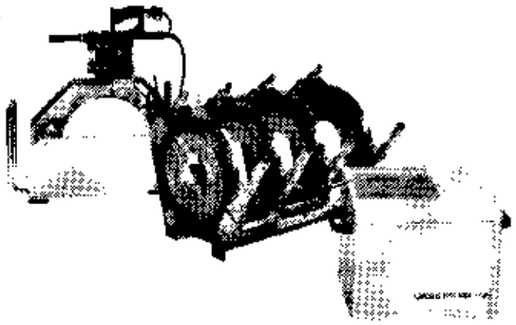


Рисунок 111. Сварочная машина «GF SUVI – 400 CNC» фирмы «Georg Fisher»

Фирма «**Hurner Schweisstechnik**» (Германия) выпускает машины стыковой сварки серии HST 160/250/315/500/630/800/1200 в вариантах

* Примечание. Машины KL являются, по сути, сварочными машинами серии PSO 719/820 фирмы «Omicron» (Италия-Германия), которая с 2002 года вошла в состав корпорации «Georg Fisher».

с ручным и автоматическим управлением. Машины с ручным управлением могут оснащаться контрольно-печатающими приставками «SPG». Для сварки труб деталями с закладными нагревателями выпускаются аппараты серии HST 300: HST 300 Junior Plus – упрощенная модель без функции протоколирования, HST 300 Print и HST 300 Print Plus с функцией протоколирования сварочного цикла. Запись параметров сварки осуществляется с помощью переносного блока памяти «MobiData». Представительство фирмы расположено в г. С.-Петербурге.

Фирма «**Ritmo**» (Италия) образована в 1979 г. В России впервые продемонстрировала свою сварочную технику в 1999 г., а с 2005 г. открыла официальное представительство и сервисный центр в России. Выпускает машины стыковой сварки для полевых условий серии «Delta» (для труб De от 40 до 1200 мм) и для стационарного использования серий «Supra» и «Alfa», в т.ч. для изготовления сварных тройников и крестовин. Сварка труб деталями с закладными нагревателями осуществляется аппаратами «Polyweld», позволяющими работать с фитингами диаметром от 16 до 630 мм. Машины стыковой сварки могут дополнительно оснащаться блоками протоколирования («Inspector») или программного управления параметрами и этапами сварки («ECP Easy Life»). Отличительной особенностью машин стыковой сварки, предназначенных для полевых условий работы, является возможность их оснащения транспортной четырехколесной тележкой для центратора и двухколесной – для комплекта: гидравлическая станция + торцеватель + нагреватель. Сварка деталей обеспечивается отстыковкой крайнего хомута. Представительство фирмы находится в г. Москве.

Фирма «**Plasson**» (Израиль), основной профиль деятельности которой – выпуск пластмассовых соединительных деталей, выпускает сварочные аппараты «Digimatic» и «Polymatic» (с 2003 г.) и автоматические стыковые сварочные машины (с 2006 г.). Аппараты «Digimatic» позволяют вводить параметры сварки вручную и в системе «Fusamatic» (обратная связь), аппараты «Polymatic» дополнительно оснащены системой считывания информации со штрихового кода. Выходное напряжение: 8–48 В, база данных рассчитана на 1200 протоколов сварки. Официальные представители находятся в городах Москве и Смоленске.

Фирма «**Ditron**» (Чехия). Выпускает машины и аппараты стыковой и муфтовой сварки. Ряд машин стыковой сварки серии STH представлен шестью типами: STH-160, STH-250, STH-315, STH-500, STH-630 и STH-800. Аппарат SVEL-1a (известен также под обозначением TOP-1)

предназначен для сварки муфт из полипропилена диаметром до 63 мм при производстве ремонтных работ на водопроводах. С 2001 г. представительство фирмы («Ditron-пласт») открыто в г. Москве.

Таблица 85. Характеристики зарубежных машин стыковой сварки

Тип сварочной машины и изготовитель	Характеристики сварочной машины				
	Способ управления сваркой	Диаметр свариваемых труб, мм	Возможность сварки деталей	Способ удаление нагревателя	Тип привода
PT 250 / PT 250 CNC фирма «KWH», Финляндия	Ручной или автоматический	63–250	Есть	Вручную	Гидравлический
«GF 250», фирма «Georg Fisher», Швейцария	Ручной	75–250	Есть	Вручную	Гидравлический
Тип 4600 / 4600 CNC, фирма «Widos», Германия	Ручной или автоматический	75–225	Есть	Вручную	Гидравлический
P250 B / P250B CNC, фирма «Rothenberger», Германия.	Ручной или автоматический	90–225	Есть	Вручную или автоматически	Гидравлический
«Pilotfuse - 2» (250 мм), фирма «J.Sauron», Франция.	Автоматический	63–250	Есть	Автоматически	Гидравлический
«Delta 250», фирма «Ritmo», Италия.	Ручной	75–250	Есть	Вручную	Гидравлический
«Gator 250», фирма «Fusion», Англия	Автоматический	90–250	Есть	Автоматически	Гидравлический
PT 250 / PT 250 CNC фирма «KWH», Финляндия	860x500x550	126 / 150	3,7	3470 / –	230
«GF 250», фирма «Georg Fisher», Швейцария	840x500x450	126	–	2480	230
Тип 4600 / 4600 CNC, фирма «Widos», Германия	820x420x480	109 / 130	10,0	2800/2900	230
«Delta 250», фирма «Ritmo», Италия	960x470x470	130	–	3410	230
P250 B / P250B CNC, фирма «Rothenberger», Германия.	825x500x420	133 / 157	12,0	2700/2800	230
«Pilotfuse-2» (250 мм), фирма «J.Sauron», Франция.	830x500x450	145	10,0	3140	230
«Gator 250», фирма «Fusion», Англия	750x650x400	145	–	2600*	220

* - Указана мощность при автоматически отключенном торцевателе.

Фирма «**REMS**» (Германия). Специализируется на выпуске машин и инструментов для обработки труб, в т.ч. для стыковой и муфтовой сварки труб из полиэтилена. Серия машин стыковой сварки, предназначенных для трассовых условий строительства, включает модели CCM-110, CCM-160R, CCM-250K и CCM-315RF. Аппараты муфтовой сварки представлены моделью EMSG-160 мощностью 1,15 кВт. Представительство фирмы находится в г. Москве.

Фирма «**McElroy Fusion Mashines**» (США). Выпускает машины для контактной стыковой сварки труб диаметром от 25 до 2550 мм. Отличительной особенностью машин для труб диаметром более 110 мм является наличие четырехколесного шасси. В Россию машины данной фирмы не поставлялись, что, скорее всего, связано с проблемами по их транспортировке. Представительство фирмы находится в г. Москве.

В таблице 87 справочно приведены способы ввода информации, предусмотренные в деталях с закладными электронагревателями основных европейских изготовителей.

Таблица 86. Аппараты для сварки труб зарубежных изготовителей

Основные типы сварочных аппаратов и их изготовитель	Характеристики сварочного аппарата *				
	Напряжение на выходе, В	Потребляемая мощность, кВт	Основной способ ввода параметров сварки	Габаритные размеры, мм	Масса переносимого комплекта, кг
AM 85 CE «Fusion Group», Великобритания	10–50	2,5	Штрих-код и обратная связь	475x375x265	22
AM 65CE «Fusion Group», Великобритания	39,5	2,8	Обратная связь и ручной	475x375x265	25
ESI-4000 «Widos», Германия	8–48	3,2	Штрих-код или ручной	370x370x260	12,5
Friamat Memo «Friatec», Германия	8–44	3,5	Штрих-код и ручной	290x440x430	11
Barbara/Ondine «J.Sauron SA», Франция	8–48	4,2	Штрих-код и ручной	350x230x160 310x200x240	24*/19
MSA 350/MSA 400 «Georg Fischer», Швейцария	8–42	3,8	Штрих-код или ручной	284x364x195	12
Rofuse print + «Rothenberger», Германия.	8–48	–	Штрих-код или ручной	230x295x330	16,5

* Приведен вес с трансформатором.

Таблица 87. Способ ввода информации, предусмотренный в деталях с закладными электронагревателями основных европейских изготовителей

Изготовитель деталей с ЗН	Способ ввода информации о параметрах сварки				
	Ручной	Ручной	Ручной	Ручной	Ручной
«Georg Fischer», Швейцария	Дополн.	Дополн.	Дополн.	Дополн.	Дополн.
«Fusion», Великобритания	Дополн.	Дополн.	Дополн.	Дополн.	Дополн.
«Friatec», Германия	Дополн.	Дополн.	Дополн.	Дополн.	Дополн.
«Innogas»,Франция – Монако	Дополн.	Дополн.	Дополн.	Дополн.	Дополн.
«Uponor», Финляндия	Дополн.	Дополн.	Дополн.	Дополн.	Дополн.
«Durapipe», Великобритания	Дополн.	Дополн.	Дополн.	Дополн.	Дополн.
«Plasson», Израиль	Дополн.	Дополн.	Дополн.	Дополн.	Дополн.

Основной – основной способ ввода информации; Дополн. – дополнительная возможность ввода информации; х – возможность отсутствует.

Все зарубежные сварочные машины оснащены электронагревателями с износоустойчивым тефлоновым покрытием, электроторцевателем и переносной гидравлической станцией. Краткие характеристики стыковых сварочных машин приведены в таблице 85, сварочных аппаратов – в таблице 86. По тексту книги и в таблицах приведен перечень используемых в России или предлагаемых к использованию машин и аппаратов, независимо от того, имеют они разрешение Ростехнадзора на применение для систем газоснабжения или нет.

Кроме сварочных машин для полевых условий работы выпускаются конструктивно отличные от них машины, предназначенные для специальных целей (специальная сварочная техника). Такие машины позволяют изготавливать сварные фитинги различных диаметров и конфигураций: сварные сегментные отводы, сварные Y- и Т-образные тройники, крестовины, обеспечивают приварку к трубам фасонных изделий и т.п. Другой тип машин, используемых для сварки враструб, оснащается специальными нагревателями со сменными вставками.

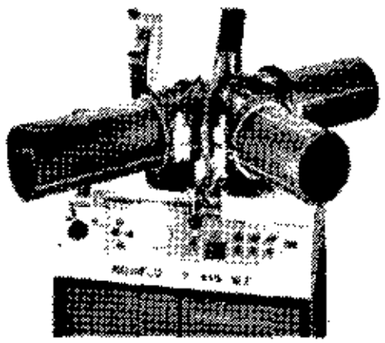


Рисунок 112. Специальная сварочная машина «Roweld P315 W2»

Специальные сварочные машины чаще всего состоят из станины с расположенными на ней двумя парами поворотных зажимов. Торцовочное устройство и нагреватель часто выполняются откидными (рисунок 112). Специальная сварочная техника, как правило, не используется для сооружения газораспределительных систем и поэтому подробно не рассматривается.

Сварочные приспособления поставляются практически всеми изготовителями машин и аппаратов для сварки полиэтиленовых труб. Номенклатура приспособлений, которые необходимы для подготовки труб к сварке, самая разнообразная. Это роликовые опоры для поддержания труб в горизонтальном положении, «позиционеры», предназначенные для закрепления и центровки свариваемых труб, зачистные оправки и скребки, служащие для обработки наружных поверхностей труб, ножницы (ручные и гильотинные), предназначенные для ровной резки труб, ручные телескопические труборезы с режущими дисками, позволяющие резать толстостенную пластмассовую трубу до диаметра 160 мм с наименьшими усилиями. Для труб диаметром 63 мм и более предлагаются механизированные зачистные механизмы, кольцевые зажимы для выправления эллипсности, ручные и гидравлические пережимные устройства для трубопроводов до 160 мм и SDR 17,6 и т.д.

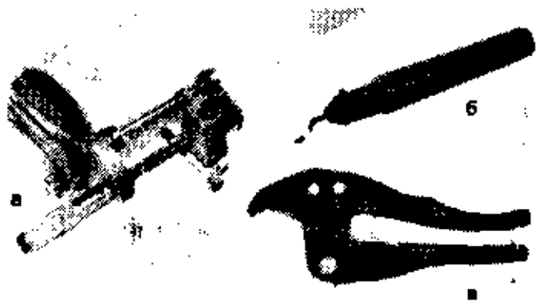


Рисунок 113. Сварочные приспособления: а – зачистной механизм; б – нож для снятия заусенцев; в – ножницы

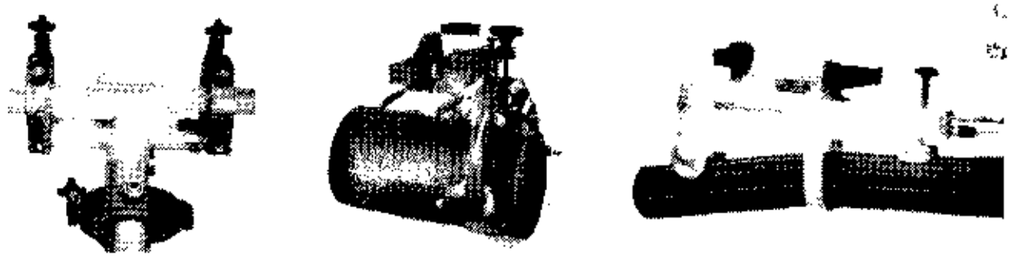


Рисунок 114. Сварочные приспособления: позиционер, отрезная фреза и гидравлический выравниватель «Crocoplast».

В ручных ножницах установлен механизм быстрого возврата лезвия ножа в первоначальное положение, что увеличивает скорость монтажа. Все ножницы имеют возможность замены режущего ножа, что позволяет восстанавливать их после длительной эксплуатации. Для резки труб больших диаметров предназначены отрезные дисковые фрезы, работающие от электропривода. Интересны гидравлические выравниватели «Crocoplast» фирмы «J. Saurron», предназначенные для выправления труб диаметром более 110 мм, имеющих искривления и деформацию после транспортировки их смотанными на барабан. Без наличия таких приспособлений проводить процесс сварки труб деталями с закладными нагревателями очень проблематично.

Для работы в сложных погодных условиях предлагаются защитные палатки, рассчитанные на размещение одной сварочной машины и обслуживающего ее персонала.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

В каких режимах осуществляется ввод в сварочный аппарат параметров сварки труб деталями с ЗН?

1. В режимах ручного ввода, средней степени автоматизации или высокой степени автоматизации;
2. В режиме диалога с оператором или в бездиалоговом режиме;
3. В режимах считывания штрихового кода (ЗНП), с помощью автоматической обратной связи с фитингом (ЗНА) или ручного ввода информации (ЗНР).

Правильный ответ: 3.

Как сокращенно обозначается степень автоматизации сварочных машин, предназначенных для сварки труб нагретым инструментом?

1. СР, ССА, СВА;
2. РСВ, АСВ, ПСВ;
3. ПЭ-Р, ПЭ-С, ПЭ-А.

Правильный ответ: 1.

Выпускаются ли модели сварочных машин стыковой сварки, позволяющие производить сварку труб всего типоразмерного ряда (от 63 до 1600 мм)?

1. Да, такие модели существуют;
2. Нет. Машины выпускаются нескольких типоразмеров, оптимизированых для сварки ограниченного ряда диаметров труб.

Правильный ответ: 2.

К сварочным приспособлениям не относятся электронные блоки внешней памяти («меморибоксы»), переносные распечатывающие принтеры, сканеры или фотооптические карандаши для считывания штрихового кода, которые должны поставляться вместе со сварочными машинами и аппаратами и без которых провести процесс сварки или получить распечатку протокола сварки невозможно.

Кроме приспособлений при работе со сварочными аппаратами используют одноразовые бумажные салфетки и обезжиривающую жидкость, служащие для чистовой обработки концов труб и соединительных деталей перед сваркой, жидкости для очистки рук сварщика.

6.5. Аттестация сварочных материалов, сварочного оборудования и сварочных технологий

Вопросы, связанные с обеспечением надежности при эксплуатации газопроводов из неметаллических материалов, как и многих других систем, относящихся к опасным производственным объектам (ОПО), до последнего времени решались, прежде всего, за счет сертификации выпускаемых труб и подготовки персонала, обеспечивающего их использование при строительстве. К сожалению, квалификация сварочного персонала и высокое качество выпускаемых труб не являются 100%-ной гарантией обеспечения надежности сооружаемых трубопроводных сетей. И, несмотря на прекрасные эксплуатационные качества неметаллических труб, будет неправильно говорить об абсолютной надежности сооружаемых из них трубопроводов. К примеру, подобные представления привели к тому, что первый опыт применения полимеров в газопроводном транспорте был неудачным из-за многочисленных разрушений монтажных стыков.

Безопасность эксплуатации ОПО возможно обеспечить только при комплексном подходе к каждому отдельному ее элементу, оказывающему влияние на качество системы в целом. К важным составляющим сварочного производства, обеспечивающим стабильность качества изготовления конструкций, относятся сварочные материалы, оборудование и технологии. Нормативный пробел по данному направлению был ликвидирован после введения в середине 2003 г. комплекса новых нормативных документов Ростехнадзора: РД 03-613-03, РД 03-614-03, РД 03-615-03, которые установили единые, гармонизированные с международной практикой, правила аттестации (сертификации) сварочных процессов. Введение этих документов направлено на достижение нескольких взаимосвязанных целей: обеспечение применения при сооружении ОПО аттестованных сварочных материалов, оборудования и технологий. В 2004 году в соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании», созданная НАКС Система сертификации сварочных технологических процессов, оборудования и материалов зарегестрирована в Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии (регистрационный номер РОСС RU. И106.04ССОО).

Первый руководящий документ (РД 03-613-03) «Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов» устанавливает порядок применения сварочных материалов, а

также требования и условия проведения испытаний, освидетельствования (аттестации) и оформления их результатов. Целью аттестации сварочных материалов является: во-первых, установление соответствия их свойств и характеристик нормативным требованиям и, во-вторых, определение возможности применения этих сварочных материалов для сварки ответственных конструкций. Аттестация сварочных материалов подразделяется на первичную, дополнительную, периодическую и внеочередную.

Второй документ (РД 03-614-03) «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов» устанавливает рекомендуемый порядок применения сварочного оборудования, а также требования и условия испытаний, освидетельствования и оформления результатов. Целью аттестации сварочного оборудования является проверка его возможностей обеспечить заданные технические характеристики для различных способов сварки. Аттестация сварочного оборудования подразделяется на первичную, периодическую, дополнительную и внеочередную. При этом различают сварочное оборудование производителя – новое сварочное оборудование, изготавливаемое или поставляемое продавцом, и сварочное оборудование потребителя – сварочное оборудование, используемое при изготовлении ответственных конструкций.

Третий документ (РД 03-615-03) «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов», устанавливает порядок применения технологий сварки (наплавки), и требования к условиям проведения их испытаний, освидетельствования и оформления результатов. Аттестация технологий сварки подразделяется на исследовательскую и производственную. В свою очередь, производственную аттестацию делят на первичную, периодическую и внеочередную. Использование не аттестованных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектов не допускается.

Ко всем трем руководящим документам Национальной ассоциацией контроля и сварки (НАКС) выпущены рекомендации и комментарии, в которых систематизирован накопленный опыт применения этих документов и содержатся разъяснения по трактовке отдельных положений.

Ниже рассмотрены некоторые особенности применения РД 03-613-03, РД 03-614-03, РД 03-615-03 при аттестации сварочных процессов, использующих полимерные и, прежде всего, полиэтиленовые материалы.

С чисто практической точки зрения в сфере полимерных технологий в наибольшей степени будут востребованы РД 03-614-03 и РД 03-615-03. Принятый «Порядок применения сварочных материалов» (РД 03-613-03) делает больший акцент на аттестацию материалов, используемых при сварке металлов. К таким сварочным материалам технологическим регламентом к РД 613-03 отнесены плавящиеся и неплавящиеся электроды, сварочная и порошковая проволока, газы сварочные и защитные и сварочные флюсы. Для них в технологическом регламенте приведен порядок проведения испытаний и критерии оценки качества. Однако возможность аттестации полимерных сварочных материалов (СМ) все же существует, поскольку в рассматриваемом документе есть запись о том, что «*аттестация СМ, не включенных в настоящий Технологический Регламент, должна выполняться по отдельным программам испытаний, разработанным АЦ, согласованным с Госгортехнадзором России и утвержденным Национальным аттестационным комитетом по сварочному производству*»[26].

К сварочным материалам для пластмасс относятся различные присадки (прутки, гранулы, ленты, порошки, растворы), предназначенные для введения в зазор между свариваемыми поверхностями в дополнение к основному полимерному материалу. Наиболее распространены присадочные материалы в виде прутков и гранул, используемые при сварке нагретым газом (виды сварки НГР и НГМ) и экструзионной сварке (ЭР и ЭМ). Эти виды сварки близки к сварке металлов плавящимся электродом. Указанные присадочные материалы выпускают в виде одинарных или сдвоенных прутков диаметром 2–6 мм или гранул. Растворы с различными присадочными реагентами используют при химической сварке полимеров – виде сварки, не предусмотренном для использования при сооружении ОПО.

Таким образом, при возникновении необходимости проведения аттестации полимерных присадочных материалов должна быть разработана программа, определяющая оснащение испытательной лаборатории. Лаборатория «*...должна быть оснащена метрологически поверенным оборудованием, необходимым для проведения всего комплекса испытаний сварочных материалов в соответствии с областью деятельности, указанной в «Аттестате соответствия»...*»[26] Кроме

этого, в программе разрабатываются требования к проведению общих, практических и специальных испытаний применительно к испытываемому материалу. Сами программы следует разрабатывать с учетом требований ГОСТ Р 8.563-96 «Методика выполнения измерений».

Возможные требования к показателям качества и методы испытания присадочных прутков и гранул (как наиболее распространенных сварочных материалов используемых при сварке) приведены в таблице 88.

Таблица 88. Показатели качества и методы испытания присадочных материалов

Наименование показателей	Метод испытания	Используемое оборудование
1.Геометрические размеры	ГОСТ 29325-95	Штангенциркуль
1. Плотность при 23 °С	ГОСТ 15139-69	Градиентная колонка
2. Показатель текучести расплава при нагрузке 5,0 кгс	ГОСТ 11645-73	Экструзионный пластомер
3. Термостабильность при температуре 210 °С	ГОСТ Р 50838-95	Дифференциальный термический анализатор, весы лабораторные
4. Разрушающее напряжение (прочность) при разрыве*	ГОСТ 11262-80	Разрывная испытательная машина
5. Коэффициент кратковременной прочности сварного соединения*	Определяется соотношением Кс=σр/σт где σр – прочность при разрыве сварного соединения; σт – предел текучести материала труб.	

* Испытания проводят после получения контрольных сварных соединений труб.

Аттестация сварочного оборудования (РД 03-614-03), используемого при сооружении опасных производственных объектов проводится «...*в целях проверки его возможности обеспечивать заданные технологические характеристики для различных способов сварки, определяющие требуемое качество сварных соединений*...»[27] При положительных результатах аттестации НАКС выдает свидетельство об аттестации сварочного оборудования. В свидетельстве указывают шифр оборудования, его марку, заводские номера, способы сварки и группы опасных технических устройств. Выдаваемое свидетельство не заменяет собой разрешения на применение сварочного оборудования (машины или аппарата), которое является главным документом, определяющим возможность использования сварочного оборудования для сооружения опасных производственных объектов. Разрешение выдается Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзором) на основании требований ряда нормативных документов: ПБ 12-529-03, РД 12-88-95 и др., и свидетельсво об аттестации

является при этом одним из документов, требующихся для получения данного разрешения. Оборудование для сварки полимерных материалов условно отнесено к виду «D» по РД 03-614-03.

Различают аттестацию **оборудования производителя** (поставщика) и **оборудования потребителя** (пользователя). Аттестация может быть первичной или периодической.

Первичную аттестацию у производителя проходит каждая партия выпущенного (поставляемого) оборудования. Если оборудование не было продано в течение трех лет, оно подлежит периодической аттестации. Аттестация осуществляется на образцах, выбираемых из выпущенной или поставленной партии однотипного сварочного оборудования. При этом под партией однотипного оборудования понимается оборудование, выпущенное по одним техническим условиям, одним изготовителем и для одинаковых способов сварки. К примеру, сварочные машины фирмы «Gator-250» и «Gator-450» могут быть объединены в одну партию при проведении аттестации, поскольку изготовлены одной фирмой («FUSION», Великобритания) и предназначены для сварки труб нагретым инструментом встык. Аттестация у производителя относится, в основном, к первичной аттестации, но проводится с периодичностью раз в три года. При покупке у производителя аттестованного сварочного оборудования потребитель может эксплуатировать его до окончания действия свидетельства об аттестации, после чего обязан самостоятельно проводить его дальнейшую аттестацию.

Аттестация оборудования у потребителя проводится по другому принципу: аттестации подлежит каждая единица оборудования, а если оно не выработало свой срок службы и проходило ежегодную диагностику и плановые регламентные проверки – на 2-х или более образцах сварочного оборудования (5 % от числа единиц в партии). При этом партия однотипного оборудования группируется с учетом года выпуска и срока службы (до окончания срока службы – одна партия, которая проходит аттестацию каждые три года, после окончания срока службы – другая партия, которая проходит аттестацию каждые полтора года). Аттестация у потребителя относится, в основном, к периодической аттестации, проводимой раз в три года до выработки сварочным оборудованием срока эксплуатации. При вводе оборудования в эксплуатацию организация-потребитель составляет акт ввода данного оборудования в эксплуатацию. Исходя из даты ввода в эксплуатацию и назначаются сроки периодической аттестации сварочного оборудования. Срок эксплуатации

оборудования определяется согласно сопроводительной документации, а если он не оговорен – принимается равным 6 годам. При определении срока эксплуатации следует также учитывать требование РД 03-484-02, согласно которому *«если в документации отсутствует назначенный срок эксплуатации..., то принимается срок эксплуатации аналогичного технического устройства»*[25].

Методики испытаний сварочного оборудования для полимерных материалов (в т.ч. сварочных машин стыковой сварки и аппаратов для сварки труб деталями с закладными нагревателями) достаточно подробно изложены в технологическом регламенте проведения аттестации сварочного оборудования к РД 03-614-03. На основании требований технологического регламента НАКС разработаны типовые программы для каждого вида оборудования. Процедура аттестационных испытаний включает в себя три этапа специальных испытаний и практические испытания. Программы испытаний различны для производителя и потребителя оборудования. Оборудование, входящее в состав сварочных машин стыковой сварки (центратор, насосная станция, нагревательный инструмент и т.д.), не может функционировать автономно и поэтому не должно подлежать самостоятельной аттестации, а испытывается в едином комплексе.

В основу испытательных тестов специальных испытаний были положены требования международного стандарта ISO 12176 (части 1 и 2), устанавливающего технические характеристики оборудования для сварки полиэтиленовых систем.

Данный стандарт предусматривает в общей сложности 21 требование для машин стыковой сварки и порядка 25 основных требований к аппаратам для сварки труб деталями с закладными электронагревателями. В РД 03-614-03 приведены наиболее значимые из них:

1. Для машин стыковой сварки:

– степень автоматизации с контролем режимов сварки, протоколирование процесса сварки, время сварки, усилие сопротивления (холостого хода), усилие сжатия и равномерность его распределения, точность торцовки труб, температура в зоне сварки;

2. Для аппаратов сварки труб деталями с закладными электронагревателями:

– напряжение на выходе сварочного аппарата, степень автоматизации с контролем режимов сварки, протоколирование процесса сварки, время сварки.

Дополнительно для обоих случаев контролируется напряжение питания и потребляемая мощность, а также проверяется комплектность оборудования и его соответствие требованиям безопасной эксплуатации и охраны труда, изложенных в паспорте или инструкции по эксплуатации. Что касается массы и габаритных размеров, то их допускается не контролировать при аттестации оборудования у потребителя, а в случае отсутствия модернизации – и у изготовителя (поставщика).

Практические испытания основаны на изготовлении и оценке сварочных свойств оборудования при выполнении контрольных сварных соединений (КСС). Оценку качества контрольных сварных соединений предусматривается осуществлять методом неразрушающего контроля. Для полиэтиленовых сварных соединений это, в первую очередь, визуально-измерительный контроль, проводимый согласно требованиям СП 42-103-2003 (см. главы 7.3 и 7.4), а также ультразвуковой метод контроля, обеспечивающий объективность оценки КСС.

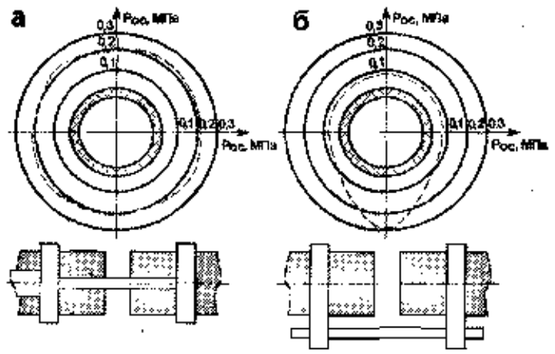
Этих тестов, как правило, достаточно для того, чтобы определить работоспособность представленного на аттестацию оборудования и его пригодность для дальнейшего использования при строительстве ОПО на срок до 3 лет. В то же время при проведении диагностирования сварочной техники будет необходимо использовать дополнительные методики проверки.

При проведении аттестации следует обратить внимание, что нагреватели машин стыковой сварки должны нагреваться электричеством. Это обусловлено тем, что большинство имеющихся разрушений сварных стыковых соединений полиэтиленовых труб происходит из-за того, что сварщик не выдержал или не проконтролировал правильность требуемой температуры на поверхности нагревательного инструмента.

Данное требование присутствует опосредованно в п. 12 приложения к РД 03-614-03, где сказано, что *«...система контроля температуры нагревателя проверяется сопоставлением заданной температуры с температурой, замеренной калиброванными термопарами или поверхностными термометрами. Разница установленной и замеренной температур должна находиться в пределах не более ± 5 °С в любой точке зеркала нагревателя в пределах диаметра свариваемых труб наибольшего диаметра. <...> Антиадгезионное покрытие должно присутствовать на всей поверхности зеркала в пределах диаметра свариваемых труб наибольшего диаметра»*[27]. Вполне понятно, что и антиадгезионное покрытие и столь высокую точность в поддержании температуры

могут иметь только нагреватели с электронагревом. Контроль за температурой при аттестации должен вестись при помощи тарированных термопар класса ХК, наклеенных на поверхность зеркала нагревателя при его строго вертикальном положении.

Еще один из важных тестов направлен на контроль за распределением сварочного давления по периметру свариваемых труб с максимальным (для аттестуемой машины) диаметром. Реализацию сварочного давления обеспечивает центратор, являющийся базовой частью любой сварочной машины. Распределение давления, величина которого согласно СП 42-103-2003 должна соответствовать 0,20 ± 0,02 МПа, зависит как от конструкции направляющих элементов и зажимных приспособлений центратора, так и от степени их износа. Исследования, проведенные в 1980-х годах специалистами института электросварки им. Е.О. Патона, показали, что при смещенном относительно продольной оси приводе подвижного зажима центратора или при большом износе трущихся частей возникает неравномерное распределение давления по периметру свариваемых труб. Причем по мере увеличения срока эксплуатации эта неравномерность постепенно возрастает (рисунок 115).



а – центральное расположение привода;
б – смещенное расположение привода

Рисунок 115. Возможные варианты распределения сварочного давления по периметру сварного шва

Произвести необходимую проверку позволяет тест со сдавливанием труб с зажатой между ними металлической пластиной (рисунок 116). Металлическая пластина зажимается по горизонтальной оси труб, а необходимые замеры проводят по вертикальной оси. Совпадение измеренных расстояний X в верхней и нижней точках труб будет свидетельствовать о равномерном распределении давления сдавливания.

В целом, новые правила аттестации будут являться дополнительным фактором, который должен активно способствовать скорейшему обновлению парка сварочной техники, поскольку в очень многих организациях эксплуатируются сварочные машины с газовыми нагревателями или выпущенные более 20 лет назад.

Аттестацию сварочных технологий (РД 03-615-03) проводят при подготовке к применению новых, ранее не аттестованных, технологий сварки (исследовательская аттестация) и при подтверждении наличия в организациях условий и возможностей для выполнения сварочных работ по аттестованной технологии (производственная аттестация).

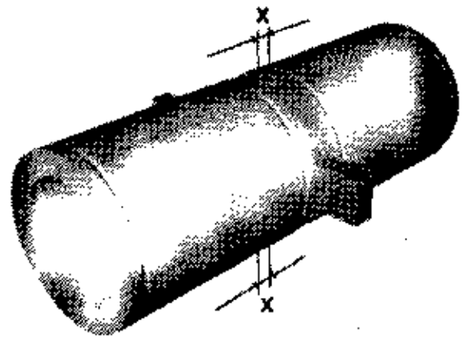


Рисунок 116. Схема выполнения теста на равномерность распределения сварочного давления

Технологии сварки и наплавки, регламентированные действующей нормативной документацией, согласованной с Госгортехнадзором России, считаются аттестованными технологиями[28]. Для полиэтиленовых технологий аттестованными считаются технологии стыковой сварки (предусматривающей быстрое оплавление кромок труб, более длительный их нагрев и еще более длительное охлаждение под давлением соответственно оплавления, нагрева и осадки) и сварки деталями с закладными нагревателями (при которой в качестве источника теплоты используется металлическая спираль, нагреваемая в результате протекания по ней электрического тока). Технологический процесс сварки для двух перечисленных способов приведен в СП 42-103-2003, согласованном с Госгортехнадзором России (Ростехнадзором). В СП, кроме описания самого процесса и требований к нему для стыковой сварки, приведены конкретные значения технологических параметров, выбор которых должен производить сварщик или мастер в зависимости от типоразмера свариваемых труб. За выбор параметров сварки деталями с ЗН ответственность несет их изготовитель.

Другие технологии *...с применением новых способов сварки или способов, не предусмотренных действующей нормативной документацией...*[28], или *...технологии сварки изделий из материалов новых марок...*[28] должны проходить исследовательскую аттестацию. Для полимерных материалов к таким технологиям можно отнести технологии с другими (отличными от приведенных в СП 42-103-2003) пара-

метрами по температуре, давлению и времени, рассчитанные на расширенный температурный диапазон сварки*, с иными конструкциями закладных нагревателей (сетчатые каркасы, фольга, металлические порошки), иными способами разогрева закладных нагревателей (например, индукционным нагревом), технологии сварки труб из «сшитого» полиэтилена и т.п.

Таблица 89. Методы испытания сварных соединений

№ п/п	Технология сварки	Наименование показателя	Метод испытания
1	Сварка нагретым инструментом встык (НИ)	Разрушающее напряжение (прочность) при разрыве и тип разрушения	ГОСТ 11262-80 СП 42-103-2003
		Стойкость к длительному растяжению при постоянной нагрузке в поверхностно-активной среде	СП 42-103-2003
		Стойкость к постоянному внутреннему давлению при +20 °С	СП 42-103-2003 ГОСТ 24157-80 ГОСТ Р 50838-95
		Стойкость к постоянному внутреннему давлению при +80 °С	СП 42-103-2003 ГОСТ 24157-80 ГОСТ Р 50838-95
2	Сварка деталями с закладным электронагревателем (ЗН)	Процент отрыва	СП 42-103-2003
		Стойкость к осевой растягивающей нагрузке	ТУ 2291-033-00203536-96
		Стойкость к постоянному внутреннему давлению при +20 °С	СП 42-103-2003 ГОСТ 24157-80 ГОСТ Р 50838-95
		Стойкость к постоянному внутреннему давлению при +80 °С	СП 42-103-2003 ГОСТ 24157-80 ГОСТ Р 50838-95
3	Сварка нагретым газом и экструзионная сварка (НГ и Э)	Разрушающее напряжение (прочность) при разрыве и тип разрушения	ГОСТ 11262-80 СП 42-103-2003
		Стойкость к длительному растяжению при постоянной нагрузке в поверхностно-активной среде	СП 42-103-2003

Исследовательская аттестация проводится на основании программ, разработанных специализированными организациями и согласованных с Ростехнадзором (Госгортехнадзором России). Суть исследовательской аттестации заключается в допуске к использованию только тех технологий, которые по критерию длительной прочности обеспечивают качество сварных соединений, максимально приближенное к качеству исходного материала труб. Соответственно, при составлении программ

* Примечание. Данное требование регламентировано СП 42-103-2003.

следует ориентироваться на те методики оценки, которые в наибольшей степени могут охарактеризовать данный критерий.

При определении концептуального подхода к оценке результатов испытаний наиболее обоснованно использовать требования международного стандарта ISO/TR 11647:1996(E) «Сварочная совместимость полиэтиленовых труб и фитингов», который определяет методики тестов для определения свариваемости. Согласно данного ISO *два полиэтиленовых материала X и Y совместимы при условии, что время разрушения для образцов X/Y по крайней мере равно времени до разрушения образцов X/ X или Y /Y, как бы низко не было последнее*[29]. Исходя из этого, можно определить требование и к аттестуемой технологии сварки: «технология сварки X может быть аттестована при условии, что время разрушения для образцов труб, сваренных по данной технологии (X) по крайней мере равно времени до разрушения образцов, сваренных по базовой (ранее применявшейся и аттестованной) технологии Y, как бы низко не было последнее».

В таблице 89 приведены предпочтительные методы испытания сварных соединений, которые можно рекомендовать для включения в исследовательские программы. Кроме данных методов должен применяться визуально-измерительный контроль получаемых сварных соединений.

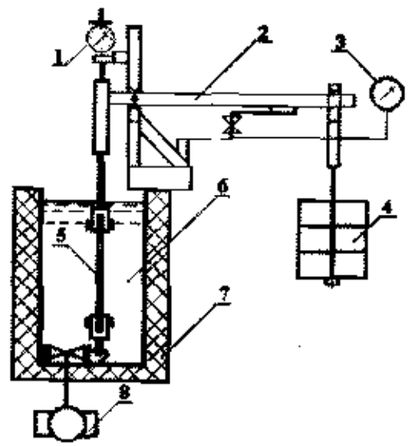
Как видно из перечисленных методов, для их реализации требуется солидный научно-технический потенциал специализированных исследовательских организаций. Но без этого мы не добьемся достоверных результатов, и сама суть исследовательской аттестации будет потеряна. Для технологий сварки НИ, а также НГ и Э наиболее информативным методом испытаний является длительное испытание на растяжение при постоянной нагрузке, проводимое по методике, изложенной в СП 42-103-2003. О важности данного метода говорит тот факт, что он предусмотрен также международным стандартом ISO 13952 и инструкцией DVS 2203-4 немецкого союза сварщиков. Это обусловлено тем, что другие методы ускоренных испытаний не всегда являются полноценными.

Известно, что кратковременная прочность сварных соединений из полиолефинов, как правило, превышает прочность основного материала труб, а их длительная прочность меньше длительной прочности материала при одних и тех же условиях работы. Таким образом, длительная прочность (или долговечность) сварного соединения является главной характеристикой, определяющей работоспособность всей экс-

плуатируемой газопроводной системы. По максимальному приближению значения длительной прочности исследуемых сварных соединений к длительной прочности самого материала труб или стыков, изготовленных по аттестованной (базовой) технологии сварки, можно оценить возможность использования аттестуемых технологий сварки.

При сварке нагретым инструментом встык из-за остаточных напряжений в подгратовой зоне швов появляются микротрещины, невидимые невооруженным глазом. Протяженность этих микротрещин во многом и определяет характеристику долговечности. Чем меньше протяженность микротрещин, тем больше долговечность и наоборот. На развитие микротрещин влияют как нагрузки при эксплуатации, так и окружающая среда, в контакте с которой находятся сварные соединения. Например, срок работы находящихся под напряжением сварных соединений резко снижается при воздействии поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые быстро выявляют микротрещины.

На этом эффекте основан метод испытания на длительное растяжение при постоянной нагрузке, называемый иногда также испытанием на стойкость к растрескиванию под напряжением. Данный метод является наиболее чувствительным к дефектам шва. Для проведения испытаний требуется специальное нагружающее устройство, которое позволяет создать и поддерживать в образцах постоянное статическое растягивающее усилие в течение всего времени испытаний. Схематическое изображение испытательного устройства с нагружающим приспособлением показано на рисунке 117.



1 – стрелочный индикатор; 2 – рычаг; 3 – прибор учета времени; 4 – контрольный груз; 5 – испытываемый образец; 6 – испытательная среда; 7 – теплоизолированная ванна; 8 – циркуляционный насос

Рисунок 117. Схема испытательного устройства для определения стойкости к растрескиванию

Другие приведенные в таблице 88 методы испытаний должны рассматриваться как дополнительные, подтверждающие результаты более жесткого теста на растяжение при постоянной нагрузке. При испытании на стойкость к постоянному внутреннему давлению напряжения в стенке труб выбирают по ГОСТ Р 50838-95 в зависимости от типа используемых труб (ПЭ80 или ПЭ100). Все испытания должны проводиться до разрушения образцов или до того момента, когда в образцах появляются видимые на глаз трещины.

Тест на растяжение при постоянной нагрузке широко применялся ОАО «Гипрониигаз» при отработке технологий стыковой сварки полиэтиленовых труб и при определении возможности соединения между собой труб, изготовленных из полиэтилена различных марок (ПЭ63, ПЭ80, ПЭ100). В частности было доказано, что при сварке труб из ПЭ63 повышение температуры нагревателя с 220 до 240 °С ведет к увеличению стойкости к растрескиванию в среднем на 40 %, что косвенно свидетельствует в пользу теории о диффузионных процессах, протекающих при формировании сварного шва. Другие исследования доказали, что сварка труб из различных марок полиэтилена, имеющих показатель текучести расплава (ПТР) от 0,3 до 0,9 г/10 мин (нагрузка 5,0 кгс), может быть выполнена удовлетворительно. Внешний вид сварных стыковых соединений труб ПЭ63 – ПЭ80 и ПЭ63 – ПЭ100 после испытания на растяжение при постоянной нагрузке показан на рисунке 118. Полученные данные были использованы при разработке свода правил по полимерным технологиям СП 42-101-96 и альбомов технологических карт.

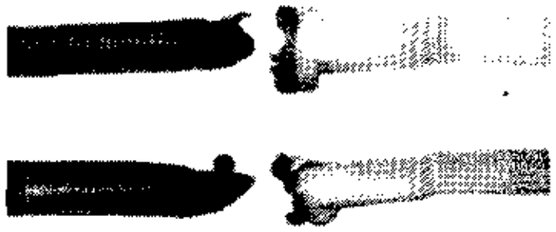


Рисунок 118. Внешний вид сварных стыковых соединений после испытания на растяжение при постоянной нагрузке

Для сварки труб деталями с закладными электронагревателями наиболее информативными будут результаты испытаний на стойкость к осевой растягивающей нагрузке. Методы испытаний, предусмотренные для сварки ЗН, могут быть дополнены испытаниями на стойкость

к постоянному внешнему давлению, проводимые по оригинальной методике.

При проведении производственной аттестации под аттестуемой технологией сварки понимают комплекс работ по сварке при монтаже, ремонте и реконструкции конкретных технических устройсв (в т.ч. газопроводов), предусмотренных соответствующей производственной технологической документацией и выполняемых одним способом сварки. В случае производственной аттестации достаточно будет ограничиться проведением пооперационного контроля за проводимым циклом сварки, выполнением визуально-измерительного контроля полученных сварных соединений и механическими испытаниями. Для стыковых соединений возможно дополнительно проведение ультразвукового контроля.

Реестры аттестованного оборудования, материалов и технологий публикуются на сайте НАКС (www.nakc.ru). По данным на середину 2006 года аттестовано более 30 000 единиц сварочного оборудования, 800 марок сварочных материалов и около 6 000 технологий.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Наличием какого документа определяется возможность использования сварочного оборудования при сооружении ОПО?

1. Наличием Разрешения Ростехнадзора на применение;
2. Наличием технических условий, в которых предусмотрено использование сварочного оборудования при сооружении ОПО;
3. Наличием паспорта на сварочное оборудование, имеющего запись о его согласовании с органами Ростехнадзора.

Правильный ответ: 1.

Для каких целей должна проводиться аттестация сварочного оборудования, применяемого при сооружении ОПО?

1. С целью установления срока службы поступившего на аттестацию сварочного оборудования;
2. С целью проверки возможности сварочного оборудования обеспечивать заданные технологические характеристики, определяющие требуемое качество сварных соединений;
3. С целью проверки соответствия конструкции сварочного оборудования выданному сертификату соответствия требованиям промышленной безопасности.

Правильный ответ: 2.

Какие технологии сварки считаются аттестованными (не требующими проведения исследовательской аттестации для их применения при сооружении ОПО)?

1. Технологии, приведенные в паспорте (инструкции по эксплуатации) сварочного оборудования;
2. Технологии, применявшиеся при сооружении трубопроводного транспорта не менее 10 лет;
3. Технологии, регламентированные действующей нормативной документацией, согласованной с надзорными органами.

Правильный ответ: 3.

Раздел седьмой. Контроль качества сварных соединений

7.1. Лаборатории контроля качества строительных организаций

Материал, приведенный в данной главе, дает представление об основных задачах, требованиях к разрешительным документам и оснащенности лабораторий строительно-монтажных организаций, занимающихся оценкой соответствия сооружаемых полиэтиленовых газораспределительных сетей. Требования к строительству опасных производственных объектов предусматривают *контроль качества строительных и монтажных работ*[24]. *Строительство наружных (в том числе межпоселковых) газопроводов в праве осуществлять организации, специализирующиеся в области строительства инженерных систем (коммуникаций) и трубопроводного транспорта, имеющие... аттестованную лабораторию контроля качества сварочно-монтажных и изоляционных работ. Допускается привлечение* [сторонней] *лаборатории контроля качества сварочно-монтажных и изоляционных работ, аттестованной и аккредитованной в порядке, установленном Госгортехнадзором России*[10]. Лаборатории, как правило, являются структурными подразделениями предприятий, задачей которых является выполнение различных видов неразрушающего и разрушающего контроля, в т.ч. контроля качества сварочных работ, выполняемых при сооружении газопроводов. Контроль качества сварочных работ является

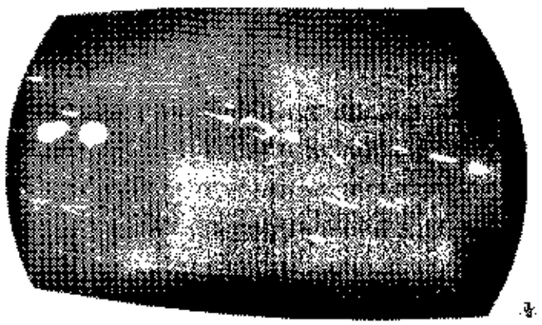


Рисунок 119. Срез торца трубы с вкраплениями неокрашенного полиэтилена

к постоянному внешнему давлению, проводимые по оригинальной методике.

При проведении производственной аттестации под аттестуемой технологией сварки понимают комплекс работ по сварке при монтаже, ремонте и реконструкции конкретных технических устройсв (в т.ч. газопроводов), предусмотренных соответствующей производственной технологической документацией и выполняемых одним способом сварки. В случае производственной аттестации достаточно будет ограничиться проведением пооперационного контроля за проводимым циклом сварки, выполнением визуально-измерительного контроля полученных сварных соединений и механическими испытаниями. Для стыковых соединений возможно дополнительно проведение ультразвукового контроля.

Реестры аттестованного оборудования, материалов и технологий публикуются на сайте НАКС (www.nakc.ru). По данным на середину 2006 года аттестовано более 30 000 единиц сварочного оборудования, 800 марок сварочных материалов и около 6 000 технологий.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Наличием какого документа определяется возможность использования сварочного оборудования при сооружении ОПО?
1. Наличием Разрешения Ростехнадзора на применение;
2. Наличием технических условий, в которых предусмотрено использование сварочного оборудования при сооружении ОПО;
3. Наличием паспорта на сварочное оборудование, имеющего запись о его согласовании с органами Ростехнадзора.
Правильный ответ: 1.

Для каких целей должна проводиться аттестация сварочного оборудования, применяемого при сооружении ОПО?
1. С целью установления срока службы поступившего на аттестацию сварочного оборудования;
2. С целью проверки возможности сварочного оборудования обеспечивать заданные технологические характеристики, определяющие требуемое качество сварных соединений;
3. С целью проверки соответствия конструкции сварочного оборудования выданному сертификату соответствия требованиям промышленной безопасности.
Правильный ответ: 2.

Какие технологии сварки считаются аттестованными (не требующими проведения исследовательской аттестации для их применения при сооружении ОПО)?
1. Технологии, приведенные в паспорте (инструкции по эксплуатации) сварочного оборудования;
2. Технологии, применявшиеся при сооружении трубопроводного транспорта не менее 10 лет;
3. Технологии, регламентированные действующей нормативной документацией, согласованной с надзорными органами.
Правильный ответ: 3.

Раздел седьмой. Контроль качества сварных соединений

7.1. Лаборатории контроля качества строительных организаций

Материал, приведенный в данной главе, дает представление об основных задачах, требованиях к разрешительным документам и оснащенности лабораторий строительно-монтажных организаций, занимающихся оценкой соответствия сооружаемых полиэтиленовых газораспределительных сетей. Требования к строительству опасных производственных объектов предусматривают *контроль качества строительных и монтажных работ*[24]. *Строительство наружных (в том числе межпоселковых) газопроводов в праве осуществлять организации, специализирующиеся в области строительства инженерных систем (коммуникаций) и трубопроводного транспорта, имеющие... аттестованную лабораторию контроля качества сварочно-монтажных и изоляционных работ. Допускается привлечение* [сторонней] *лаборатории контроля качества сварочно-монтажных и изоляционных работ, аттестованной и аккредитованной в порядке, установленном Госгортехнадзором России*[10]. Лаборатории, как правило, являются структурными подразделениями предприятий, задачей которых является выполнение различных видов неразрушающего и разрушающего контроля, в т.ч. контроля качества сварочных работ, выполняемых при сооружении газопроводов. Контроль качества сварочных работ является

Рисунок 119. Срез торца трубы с вкраплениями неокрашенного полиэтилена

одной из основных частей внутреннего производственного контроля над деятельностью, проводимой строительно-монтажной организацией. За лабораторией закрепляется *организация работ по анализу причин брака сварных стыков и реализация мер, принимаемых по их предупреждению*[30]. То есть персонал лаборатории должен не только фиксировать, но и анализировать причины брака, и предупреждать его возникновение, своевременно отстраняя от работы сварщиков, допустивших нарушение технологии сварки, или тех, у которых отмечено повторяющееся неудовлетворительное качество сварных соединений.

Кроме того, персонал лабораторий проводит входной контроль поступающих материалов, в т.ч. труб, соединительных деталей и запорной арматуры. Это требование закреплено «Правилами безопасности систем газораспределения и газопотребления». Входной контроль направлен не только на оценку соответствия внешнего вида продукции и ее геометрических размеров стандарту (рисунок 119), но и на ее идентификацию с целью недопустить использования контрафактных (фальсифицированных) изделий, имеющих товарные знаки известных производителей, но крайне низких по качеству. По некоторым оценкам, торговля контрафактной продукцией составляет около 7 % мирового товарооборота и эта проблема особенно актуальна для России. Чтобы отличить подлинную продукцию от подделки иногда достаточно сравнить формы и оформление паспортов на трубу или деталь с теми, что уже имелись в организации, оценить четкость и правильность нанесенной маркировки и т.п.

Деятельность лаборатории осуществляется в рамках общего *распорядительного документа строительной организации о создании системы контроля качества сварочных и изоляционных работ*[30]. Деятельность сотрудников лаборатории осуществляется в рамках *должностных и производственных инструкций, обеспечивающих безопасное проведение работ*[30].

Применительно к полиэтиленовым газопроводам контроль качества сварочных работ проводится внешним осмотром и измерениями, ультразвуковым контролем и механическими испытаниями на осевое растяжение (для допускных стыков). Эти требования оговорены СНиП 42-01-2002. В связи с этим в лабораториях целесообразно иметь два сектора (или группы): одну – по проведению разрушающих испытаний, вторую – по неразрушающим. Примерный штат лаборатории при строительно-монтажной организации должен включать: начальника лаборатории, инженеров или техников по проведению механических

испытаний (1–2 чел.), инженеров-дефектоскопистов (1–2 чел.), шофера передвижной лаборатории.

Проводимый лабораториями внешний осмотр и измерения сварных соединений являются одним из видов неразрушающего контроля (НК), поскольку в настоящее время под этим термином понимается *деятельность с применением радиационного, акустического (ультразвукового), акусто-эмиссионного, магнитного, вихретокового, электрического, оптического,* ***визуально-измерительного****, проникающими веществами, вибродиагностического, теплового видов (методов) НК*[31].

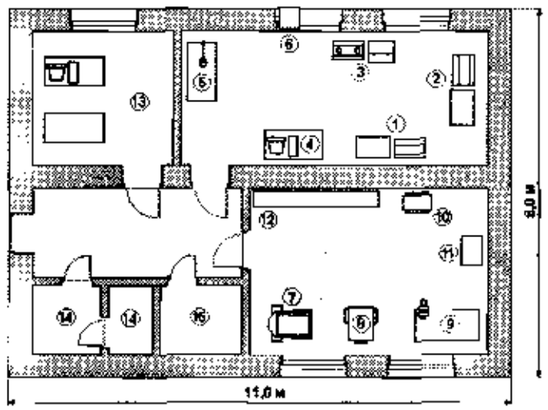
К лабораториям, осуществляющим (в т.ч.) неразрушающий контроль, предъявляются достаточно жесткие требования. Прежде всего, лаборатория НК это *организация, одним из видов деятельности которой является осуществление НК, или подразделение организации, осуществляющее НК сооружений* [газопроводов] *для собственных нужд*[31]. Лаборатории НК проходят обязательную аттестацию в уполномоченных структурах Ростехнадзора. *Аттестация лабораторий НК проводится в целях установления и подтверждения их компетенции при оценке готовности организаций к выполнению видов деятельности, связанных с применением НК*[31]. При аттестации оценивается наличие в лаборатории средств неразрушающего контроля, включая стандартные образцы, аттестованного персонала, организационно-методических и нормативных документов, определяемых областью аттестации лаборатории. При положительных результатах аттестации выдается соответствующее свидетельство, являющееся основанием для проведения работ.

Для целей ультразвукового контроля сварных стыковых соединений лаборатории оснащают дефектоскопами, использующими принцип импульсной эхолокации. Дефектоскопы, как средства неразрушающего контроля, могут применяться для контроля газопроводов и других элементов конструкций, применяемых на опасных производственных объектах, при их аттестации в рамках Системы неразрушающего контроля. Аттестацию проводят независимые органы, имеющие соответствующую аккредитацию. В свидетельстве об аттестации дефектоскопа должны быть приведены сведения об области применения данного средства неразрушающего контроля.

Наличие у организации аттестованной лаборатории является достаточным условием для контроля сварных соединений неразрушающими методами, результаты которого оформляются протоколом. Причем такой контроль может выполняться как для объектов, сооружаемых

собственными силами, так и сторонними организациями по договорам с ними. Если по результатам неразрушающего контроля требуется оформление заключения экспертизы (к примеру, при диагностировании технического состояния газопроводов), то такой вид деятельности будет относиться к проведению экспертизы промышленной безопасности, и на ее осуществление помимо аттестации необходимо получить специальную лицензию, выдаваемую Ростехнадзором РФ.

Для официального удостоверения наличия в лаборатории условий, необходимых для выполнения измерений, может быть проведена оценка состояния измерений в испытательной лаборатории. *Решение о проведении работ по оценке состояния измерений принимает руководитель метрологической службы федерального органа исполнительной власти или руководитель предприятия, в структуру которого входит лаборатория. По результатам работы составляется акт и выдается свидетельство об оценке состояния измерений в лаборатории с приложением перечня объектов и контролируемых в них показателей* [32].



1, 2 – испытательные машины до 5000 и 50000 Н; 3 – гидравлический пресс; 4 – компьютер; 5 – стол с лабораторной лампой; 6 – кондиционер; 7 – горизонтально-фрезерный станок; 8 – копировально-фрезерный станок; 9 – слесарный верстак; 10 – заточной станок; 11 – шкаф инструментальный; 12 – стеллаж для образцов; 13, 14, 15 – административные, бытовые и складские помещения

Рисунок 120. Схема лаборатории контроля качества

Поскольку руководитель и специалисты лаборатории выполняют работы по ведению производственного контроля качества сварочных работ, правильность выполнения которых оказывает непосредственное влияние на безопасную эксплуатацию сооружаемых газопроводов, они *...должны пройти аттестацию (проверку знаний требований промышленной безопасности, настоящих правил и нормативно-технических документов, отнесенных к компетенции аттестуемых) в объеме, соответствующем должностным обязанностям и установленной*

компетенции[10]. Порядок проверки, включающей в себя комплексную оценку знаний специалистов, подробно изложен в РД 03-444-02 «Положение о порядке подготовки и аттестации работников организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России».

Специалисты неразрушающего контроля должны быть аттестованы в соответствии с требованиями «Правил аттестации специалистов неразрушающего контроля»[10]. Аттестация специалистов (персонала по НК) проводится в соответствии с Правилами аттестации персонала в области неразрушающего контроля ПБ 03-440-02. По результатам аттестации специалистам присваивается определенный уровень квалификации и выдаются аттестационные документы установленной формы. Специалисты по неразрушающему контролю, выполняющие оценку сварных соединений полиэтиленовых газопроводов, должны сдать *специальный экзамен по применению НК по соответствующему объекту контроля (наружным полиэтиленовым газопроводам), включая используемые стандарты, нормативные и методические документы и технические условия*[33]. До прохождения аттестации специалисты обязательно проходят дополнительную специальную подготовку по ультразвуковому контролю стыков полиэтиленовых газопроводов, занимающую обычно от 32 до 80 часов. Лабораториям контроля качества необходимо располагать специалистами второго или третьего уровня квалификации, учитывая, что только они *имеют право самостоятельно осуществлять НК и выдавать заключение о качестве проверенных объектов по результатам контроля*[33].

Основные принципы системы аттестации специалистов неразрушающего контроля, принятые в России, идентичны и соответствуют требованиям Европейского стандарта EN 473 «Определение уровня квалификации и сертификации персонала в области неразрушающего контроля. Основные принципы» и учитывают требования международного стандарта ISO 9712 по квалификации и сертификации персонала.

Специалисты, осуществляющие контроль сварочных работ (сварных соединений) разрушающими методами... на *газопроводах должны быть обучены и аттестованы в установленном порядке по программам, согласованным с территориальными органами Госгортехнадзора России*[10]. В программах обучения желательно предусматривать освещение не только специфики неразрушающего контроля полимерных мате-

риалов, но и общих вопросов по визуально-измерительному контролю сварных соединений.

Для проведения разрушающих и неразрушающих способов испытаний лаборатории контроля качества оснащаются собственными приборами, испытательными машинами и контрольно-измерительным инструментом. Собственные средства НК должны обеспечивать возможность выполнения работ по неразрушающему контролю в рамках области аттестации лаборатории. *Для проведения отдельных видов работ допускается использовать дефектоскопическое оборудование, дефектоскопические материалы, принадлежности и приспособления, принадлежащие другим предприятиям, организациям или физическим лицам*[31]. Такое использование возможно, например, если лаборатория в основном выполняет работы по контролю стыков стальных газораспределительных сетей, а аналогичные работы для полиэтиленовых труб осуществляются эпизодически, или наоборот.

Все средства неразрушающего контроля, относящиеся к средствам измерения (дефектоскопы, преобразователи, стандартные образцы и т.п.) должны быть поверены, калиброваны или аттестованы в установленном порядке[31]. Поверке также подлежат разрывные испытательные машины, относящиеся к средствам измерения (внесены в Государственный реестр средств измерения), и используемый контрольно-измерительный инструмент (штангенциркули, микрометры и т.п.). *Средства измерения подвергаются поверке органами Государственной метрологической службы. Положительные результаты поверки удостоверяются поверительным клеймом или свидетельством о поверке*[34]. Средства измерений, не соответствующие техническим требованиям и не прошедшие своевременной поверки, должны быть изъяты из пользования лицом, назначенным ответственным в организации за метрологическое обеспечение и единство средств измерения.

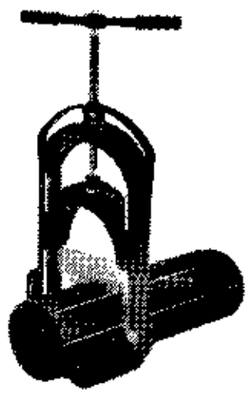


Рисунок 121.
Гильотинные ножницы

Для выезда на объект строительства лаборатория должна иметь автотранспорт для доставки людей и приборной техники.

Процесс выполнения испытаний включает в себя следующие этапы.

При проведении механических испытаний:

– складирование поступивших на испытание образцов сварных соединений (патрубков);

– визуальный и измерительный контроль стыков;

– разметка и резка патрубков;

– изготовление образцов для испытаний;

– проведение механических испытаний образцов стыковых соединений;

– проведение механических испытаний образцов муфтовых соединений;

– проведение механических испытаний образцов соединений седловых отводов;

– обработка полученных результатов;

– оформление заключений по результатам испытаний.

При проведении неразрушающего контроля:

– обработка результатов, полученных с использованием приборов НК;

– оформление заключений по результатам испытаний.

Подробнее о методиках проведения испытаний сварных соединений рассказано в следующей главе.

Поступающие в лабораторию сварные соединения перед их укладкой на стеллажи должны маркироваться и заноситься в регистрационный журнал. Оптимальная длина патрубков вырезаемых стыковых соединений составляет 200 мм, муфтовых соединений – от 3De до 13De в зависимости от наружного диаметра (De) труб. Сварной шов или муфта должны располагаться посередине. Визуальный и измерительный контроль проводится после очистки соединений от поверхностных загрязнений. Для проведения измерительного контроля используют стандартные измерительные инструменты (например, штангенциркуль ГОСТ 166-80 с цифровым отсчетным устройством), обеспечивающие требуемую точность измерения.

Разметка патрубков производится маркерным карандашом типа «стеклограф» с использованием металлической линейки. Для резки труб наиболее целесообразно применение ножниц гильотинного типа.

Испытания на осевое растяжение выполняются на разрывных машинах, обеспечивающих усилие растяжения до 5000 Н (500 кг) – при испытаниях труб до De 160 мм SDR 11 и до 10000 Н (1000 кг) – до De 315 мм SDR 11. *Испытание проводят на машине, которая при растя-*

жении образца должна обеспечить измерение нагрузки с погрешностью не более 1,0 % от измеряемой величины и постоянную скорость движения зажимов[35]. Поскольку в зависимости от толщины стенки испытываемых труб нормами установлены совершенно определенные скорости раздвижки захватов (25 и 100 мм/мин), испытательная машина должна удовлетворять этим требованиям. Кроме того, желательно, чтобы перемещение подвижной траверсы было не меньше 500 мм. В этом случае можно будет фиксировать относительное удлинение образцов до 350 % и более и получать количественный показатель качества используемых труб. Такие разрывные машины типа ИР-5040-5 (до 5000 Н) и ИР-5047-50 (до 50000 Н) выпускаются, к примеру, Ивановским заводом «Точприбор». Поддержание требуемой температуры воздуха в помещении, где проводятся испытания, обеспечивается кондиционером типа «тепло/холод».

Изготовление образцов – лопаток, для испытания сварных швов на осевое растяжение, производится или штампом-просечкой, или фрезерованием. Для изготовления образцов любым из указанных способов необходимо наличие приспособления, позволяющего осуществлять продольную резку патрубков со сварным швом на продольные полосы. Это может быть специально изготовленный распиловочный станок с дисковой фрезой, небольшой горизонтальный фрезерный станок, или гильотинные ножницы. Для изготовления образцов фрезерованием в лаборатории необходимо иметь копировально-фрезерный станок.

Изготовление образцов штампом-просечкой производится на прессе, развивающем усилие не менее 30000 Н (3000 кг). Лучше всего использовать для этих целей гидравлический пресс с перемещением плит в 200–300 мм. В этом случае пресс может использоваться для проведения испытаний образцов муфтовых соединений на сплющивание. Для испытания седловых отводов на отрыв необходим пресс

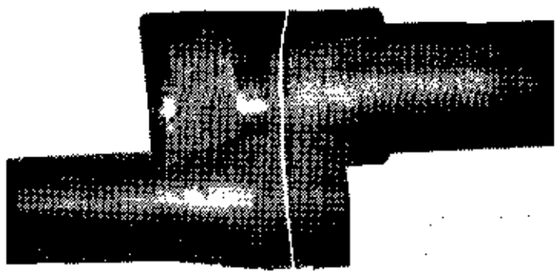


Рисунок 122. Образец муфтового сварного соединения, разрушившийся после испытания на сплющивание (C_c = 0 %)

(или разрывная машина) с усилием до 50000–100000 Н (5–10 т) и перемещением плит не менее 400 мм.

Опыт испытаний муфт на сплющивание показывает, что для предотвращения скручивания сдавливаемых сегментов труб плиты пресса должны дооснащаться центрирующими пластинами с профильными канавками, соответствующими толщине стенки труб. При испытании муфт обе плиты испытательного пресса не должны поворачиваться или вращаться. Для более точного определения размеров отслоений в зоне сварного шва (декогезии) возможно использование лабораторной настольной лампы с увеличительным стеклом. *Результаты проверки сварных соединений полиэтиленовых газопроводов методом ультразвукового контроля и механическими испытаниями оформляются распечатками с приборов УЗК и протоколом*[10].

Рекомендуемая СП 42-101-2003 форма протокола механических испытаний сварных стыков приведена ниже. Протокол испытаний следует составлять на каждого сварщика отдельно и представлять в составе исполнительной документации при сдаче объектов в эксплуатацию. Оформленные заключения по результатам разрушающего и неразрушающего контроля подписывает (утверждает) руководитель лаборатории. Результаты проведенного контроля регистрируются в журнале и сдаются в архив организации. *Порядок регистрации и хранения результатов контроля должен соответствовать действующей в лаборатории системе качества*[31].

Форма протокола механических испытаний

Лаборатория _____

(наименование строительно-монтажной организации)

ПРОТОКОЛ
МЕХАНИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ СВАРНЫХ СТЫКОВ
ПОЛИЭТИЛЕНОВОГО ГАЗОПРОВОДА

№ _____ от «____» _____ 20___г.

Произведены испытания сварных соединений полиэтиленового газопровода, выполненных _____
из труб _____

(маркировка по ГОСТ или ТУ)

Сварщик _____

(фамилия, имя, отчество)

Тип сварочной машины (аппарата) _____

Метод испытаний _____

Тип испытательной машины _____

Газопровод построен (строится) по адресу _____

Период строительства: с «___»_____ 20___ г. по «___»_____20 __ г.

Результаты механических испытаний сварных соединений приведены в таблице.

Форма таблицы при испытании на осевое растяжение по ГОСТ 11262-80.

Номер стыка	Номер образца, вырезанного из стыка	Скорость движения зажимов, мм/мин	Предел текучести при растяжении, МПа	Относительное удлинение при разрыве, %	Характер и тип разрушения	Оценка стыка (годен, не годен)

Форма таблицы при испытании деталей с закладными нагревателями на сплющивание или отрыв.

Номер стыка	Номер образца, вырезанного из стыка	Скорость движения зажимов, мм/мин	Зафиксированный процент отрыва или разрушающая нагрузка (для деталей седлового типа)	Характер и тип разрушения	Оценка стыка (годен, не годен)

Заключение: _____

Начальник лаборатории _____

(подпись, фамилия, инициалы)

Испытания проводил _____

(подпись, фамилия, инициалы)

При поступлении партий труб и соединительных деталей в строительную организацию проводят входной контроль их качества путем внешнего осмотра и измерения основных геометрических параметров изделий на соответствие нормативной документации[12]. Входной контроль материалов и изделий является частью производственного контроля качества и его целью является определение пригодности поступившей продукции для строительства газопроводов. В состав работ при проведении входного контроля поступающих труб и соединительных деталей кроме внешнего осмотра и измерений входит также проверка наличия и содержания сопроводительных документов.

Заводские сертификаты (паспорта) должны содержать показатели проведенных приемо-сдаточных испытаний по всем регламентированным тестам, что является свидетельством о функционировании системы контроля качества на предприятии-изготовителе. *При необходимости могут выполняться контрольные... испытания указанных выше показателей*[36]. Кроме этого при входном контроле проверяется наличие маркировки (должна быть четкой и легко распознаваемой), а для соединительных деталей с закладным нагревателем – этикетки штрихового кода и целостность индивидуальной полиэтиленовой упаковки.

Входной контроль необходим прежде всего потому, что наличие сертификата соответствия не всегда является 100%-ной гарантией качества продукции. Используемые для изготовления труб и деталей червячные экструдеры и термопластавтоматы, даже самых лучших фирм, требуют профессиональной настройки и обслуживания. Несвоевременное выявление отклонений от технологического регламента в процессе производства приводит к изменению характеристик продукции. Входной контроль позволяет с определенной долей вероятности выявить производственный брак и не допустить его использования. Внешнему осмотру и измерениям подлежит определенный процент труб или соединительных деталей, который зависит от их диаметра: 2 % при De 180–225 мм, 1 % при De 90–160 мм, 0,5 % при De 40–63 мм и 0,25 % при De 20–32 мм. Количество отбираемых образцов в любом случае не должно быть менее 5 шт. Входной контроль проводят на образцах длиной не менее 2 м, отрезанных с концов труб. Так же, как и при заводском контроле, отобранные образцы кондиционируют в течение не менее 2 ч при температуре (23 ± 5) °С.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Кем должен проводиться входной контроль труб и соединительных деталей, поступающих в строительно-монтажную организацию?

1. Лабораториями строительно-монтажных организаций;
2. Органами оценки соответствия, проводящими сертификацию продукции;
3. Сварочным персоналом, работающим с трубами и соединительными деталями.

Правильный ответ: 1.

Что включает в себя входной контроль труб и соединительных деталей, поступающих в строительно-монтажную организацию?

1. Выборочные механические испытания образцов поступивших труб и деталей;
2. Внешний осмотр и измерительный контроль, проверка сопроводительной документации;
3. Правильны все вышеперечисленные ответы.

Правильный ответ: 2.

Какие средства неразрушающего контроля допускаются к использованию при сооружении газопроводов?

1. Принадлежащие лаборатории строительно-монтажной организации;
2. Принадлежащие другим организациям и аттестованные в установленном порядке;
3. Принадлежащие физическим лицам и аттестованные в установленном порядке.
4. Правильны все вышеперечисленные ответы.

Правильный ответ: 4.

Критерии визуального и измерительного контроля труб и соединительных деталей приведены в главе 1.4. *Результаты входного контроля должны быть документированы*[36].

При получении неудовлетворительных результатов входного контроля проводится повторный контроль на удвоенной выборке. В случае повторного получения неудовлетворительных результатов партия труб или деталей отбраковывается. Поставщику (изготовителю) в соответствии с положениями Гражданского кодекса РФ направляется рекламация и оговариваются условия замены бракованной продукции. Заключения, распечатки диаграмм ультразвукового контроля хранятся в архиве лабораторий строительно-монтажной организации в течение года после сдачи газопровода в эксплуатацию.

Руководители лабораторий контроля качества должны своевременно актуализировать имеющуюся у них нормативную базу. После введения в действие новых требований к контролю качества продукции или изделий, правил аттестации производственных лабораторий и пр., испытательные лаборатории должны соответствующим образом скорректировать свою деятельность.

7.2. Контроль за выполнением сварочных работ

Как уже было отмечено выше, одним из основных преимуществ полиэтиленовых труб перед металлическими является их длительный срок службы. Однако, этот срок службы может быть достигнут только при надежном и долговечном соединении труб в трубопроводной системе. Соединение полиэтиленовых труб между собой осуществляется в основном сваркой. Таким образом, к качеству сварных соединений газораспределительных сетей предъявляются особые требования, целью которых является получение эксплуатационной надежности соединений сопоставимой с надежностью самих полиэтиленовых труб.

Контроль качества сварных соединений призван выявлять их возможные дефекты, т.е. недопустимые отклонения в параметрах шва от требований нормативной документации, и предотвращать причины их появления. Применительно к сварным соединениям под термином «дефект» понимают также структурные микро- и макронеоднородности, возникающие в сварном шве вследствие нарушений технологии подготовки свариваемых конструкций, их сборки и сварки. По своему расположению дефекты подразделяются на внешние и внутренние.

Существует целый ряд нормативных документов, устанавливающих общие технические требования к контролю качества, правилам приемки и методам испытания соединений труб между собой и с соединительными деталями. Основным нормативным документом, регламентирующим условия обеспечения требуемого уровня качества сварочных работ, является СП 42-103-2003.

Технические требования к контролю качества и методы испытаний различаются в зависимости от способа получения сварных соединений: одни – для сварки нагретым инструментом встык, другие – для сварки при помощи деталей (муфт, переходов, тройников, седловых отводов) с закладными электронагревателями. Также различен количественный показатель выборки соединений для того или иного метода контроля (% соединений, подвергаемый контролю). Этот показатель регламентируется требованиями СНиП 42-01-2002, СП 42-103-2003 и может изменяться в зависимости от способа сварки и ответственности трубопровода.

Используемые для оценки качества сварных соединений методы контроля, в зависимости от своего воздействия на материал сварного соединения, подразделяются на разрушающие и неразрушающие. Кроме этого, методы контроля подразделяются в СП 42-105-99 на *обязательные (или экспресс) методы, проводимые при строительстве лабораториями строительно-монтажных организаций, и специальные, которые рекомендуются к использованию отраслевыми испытательными центрами в случае необходимости подтверждения результатов экспресс-методов, проведения углубленных исследований и других целей*[12].

Перечень обязательных и специальных методов контроля для различных способов сварки приведен в таблицах 90 и 91.

Таблица 90. Перечень обязательных методов испытаний по СП 42-103-2003

Методы испытаний	Способ сварки
1. Визуальный контроль	Нагретым инструментом встык. Деталями с ЗН
2. Испытание на осевое растяжение	Нагретым инструментом встык
3. Ультразвуковой контроль	Нагретым инструментом встык
4. Пневматические испытания	Нагретым инструментом встык. Деталями с ЗН
5. Испытание на сплющивание	Деталями с ЗН
6. Испытание на отрыв	Деталями с ЗН (только для седловых отводов)

Таблица 91. Перечень специальных методов испытаний по СП 42-103-2003

Методы испытаний	Способ сварки
1. Испытание на статический изгиб	Нагретым инструментом встык
2. Испытание при постоянном внутреннем давлении	Нагретым инструментом встык Деталями с ЗН
3. Испытание на длительное растяжение	Нагретым инструментом встык
4. Испытание на стойкость к удару	Деталями с ЗН (только для седловых отводов)

В условиях строительного производства используются только экспресс-методы, которые могут быть технически легко реализованы с использованием широко распространенного и относительно дешевого испытательного оборудования (воздушных компрессоров, разрывных машин, приборов УЗК и пр.). Для оценки швов экспресс-методами необходимы относительно небольшие промежутки времени (от нескольких минут до нескольких часов), в отличие от специальных методов, которые направлены, в основном, на определение длительной прочности образцов сварных соединений и на проведение которых требуются десятки, а иногда и сотни часов. Соответственно специальные методы требуют наличия достаточно сложной техники, особой оснастки и высококвалифицированного обслуживания.

Далее по тексту изложены требования и особенности применения только экспресс-методов контроля сварных соединений, применение которых обязательно для оценки качества сварных соединений полиэтиленовых газопроводов. В соответствии с требованиями СНиП 42-01-2002 и СП 42-103-2003 используют шесть методов контроля, для каждого из которых установлены свои критерии, которым сварные соединения должны удовлетворять.

Эти шесть методов контроля включают:

– **внешний осмотр** (включающий визуальный и измерительный контроль), которому подвергаются соединения, выполненные любым способом сварки, и проводимый путем поиска внешних признаков дефектов;

– **испытание на осевое растяжение**, используемое для соединений, выполненных сваркой нагретым инструментом встык, и характеризующее качество шва по типам разрушения;

– **ультразвуковой контроль** стыковых соединений, позволяющий выявлять внутренние скрытые дефекты типа газовых пор, несплавлений (несплошностей) и посторонних включений;

– **пневматические испытания**, проводимые при сдаче газопровода в эксплуатацию, которым подвергаются сварные соединения, выполненные как сваркой нагретым инструментом встык, так и сваркой деталями с закладными нагревателями;

– **испытание на сплющивание**, применяемое для соединений, полученных при помощи деталей муфтового типа (муфт, переходов, отводов, тройников, заглушек и т.п.) с закладными нагревателями, при котором определяется процент декогезии (отрыва) сварного шва;

– **испытание на отрыв**, которому подвергают сварные соединения труб и седловых отводов с закладными нагревателями, и при котором определяется характер разрушения;

Результаты контроля внешним осмотром, измерениями, испытаниями на герметичность... отражаются в строительном паспорте и подписываются ответственными исполнителями выполненных работ и должностным лицом организации-исполнителя (при осуществлении производственного контроля) или (и) представителя заказчика (газового хозяйства) в соответствии с условиями договора подряда[3]. По результатам других испытаний оформляются протоколы установленной формы, подписанные начальником испытательной лаборатории.

Для предупреждения и выявления дефектов при сооружении трубопроводов реализуется системный подход к обеспечению качества сварных соединений, основанный на проведении контроля на всех стадиях строительства: от получения труб, до приемки объекта в эксплуатацию. *В процессе строительства объектов систем газораспределения осуществляют входной, операционный и приемочный производственный контроль, а также контроль и приемку выполненных работ и законченных строительством объектов заказчиком*[3].

Входной контроль, являющийся частью производственного контроля качества строительства, включает входной контроль проектной документации и входной контроль материалов и изделий. Входной контроль материалов и изделий заключается в оценке соответствия поступающих на объект строительства труб, соединительных деталей и запорной арматуры требованиям стандартов или технических условий на них. *При этом проверяется наличие и содержание сопроводительных документов поставщика (производителя), подтверждающих качество указанных материалов, изделий и оборудования*[36]. Соответствие физико-механических характеристик материала труб требованиям ГОСТ Р 50838-95 является одним из необходимых условий обеспечения

качества сварных соединений. Подробно о входном контроле было рассказано в предыдущей главе.

Операционный контроль качества проводится при выполнении земляных, сварочных, изоляционных и монтажных работ. Операционный контроль должен осуществляться в ходе выполнения производственных операций и обеспечивать своевременное выявление дефектов и принятие мер по их устранению и предупреждению. *Операционным контролем исполнитель работ проверяет соответствие последовательности и состава выполняемых технологических операций технологической и нормативной документации, распространяющейся на данные технологические операции*[36].

При сварке труб под операционным понимается контроль, осуществляемый на этапе строительства газопроводов непосредственными исполнителями работ (прорабом, мастером) в процессе выполнения всей цепочки операций, предусмотренной технологией получения сварного соединения. При операционном контроле, в частности, проводят проверку качества подготовки труб под сборку и сварку, контроль за технологическим режимом сварки. Соответствие показателей качества сварных соединений при операционном контроле определяется внешним осмотром и измерениями как непосредственным производителем работ (мастером), так и службой качества строительной организации.

При операционном контроле проводится также изготовление и испытания допускных (пробных) сварных соединений, относящиеся к одной из мер по предупреждению появления дефектов. Эти испытания (иногда называемые предупредительным контролем) проводятся на стадии подготовки к строительству. Качество допускных соединений оценивается внешним осмотром. Соединения, выполненные нагретым инструментом встык, дополнительно подвергают механическим испытаниям и ультразвуковому контролю, а выполненные деталями с закладными нагревателями – испытаниям на сплющивание или отрыв.

Сварка допускных соединений предусмотрена требованиями СП 42-103-2003 при квалификационных испытаниях сварщиков. Квалификационные испытания рекомендуется проводить в случаях, *если сварщик впервые приступает к сварке газопровода, при перерыве в производстве сварочных работ стыковым способом более двух месяцев, при изменении типа сварочного оборудования, при изменении материала (ПЭ80, ПЭ100), диаметров (и толщин стенок) свариваемых нагретым инструментом встык труб, если работы выполняются впервые*[12].

Допускные соединения позволяют не только подтвердить квалификацию сварщика, но и проверить работоспособность сварочной техники, а для стыковой сварки и откорректировать технологические параметры (в основном время нагрева) в пределах регламентированного допуска. Сварка допускных соединений не подменяет собой переодическую аттестацию сварщиков на право производства сварочных работ.

По требованиям РД 03-495-02 Ростехнадзора сварку допускных соединений в обязательном порядке выполняют, если сварщик имел перерыв в работе свыше 6 месяцев, но не более 8 месяцев. При перерыве в работе более 8 месяцев, или если до истечения этого срока сварщик не выполнил сварку допускных соединений, его аттестационное удостоверение считается недействительным. Кроме того, контроль пробных стыков проводится для оценки *качества сварочных работ, выполняемых сварщиками, занятыми изготовлением элементов газопровода в мастерских, ЦЗМ*[30].

Сварку допускных соединений рекомендуется осуществлять в условиях, приближенным к условиям строительной площадки. Соединения подвергают механическим испытаниям и УЗК-контролю, если они удовлетворяют нормативным требованиям по внешнему осмотру. При неудовлетворительных результатах оценки хотя бы одного допускного соединения механическими испытаниями или ультразвуковым контролем сварщик выполняет сварку их удвоенного количества. Перед повторной сваркой необходимо убедиться в исправности сварочного оборудования и качестве применяемых труб. *Если при повторном контроле получены неудовлетворительные результаты хотя бы по одному из дополнительно сваренных соединений, то сварщик признается не выдержавшим испытания и должен пройти переаттестацию в установленном порядке*[12]. Сварщик должен быть временно отстранен от работы и до прохождения внеочередной аттестации направлен на дополнительную подготовку. По результатам механических испытаний и ультразвукового контроля допускных соединений оформляются протоколы об их качестве, на основании которых сварщик допускается (или не допускается) к проведению сварочных работ на объекте. Протоколы по результатам испытаний включают в состав исполнительной

документации, предъявляемой приемочной комиссии при сдаче газопровода в эксплуатацию. Рекомендуемые формы заключений приведены в главе 7.1.

Допускные соединения изготавливаются из отрезков полиэтиленовых труб длиной не менее 300 мм, сваренных между собой при помощи муфт с закладными нагревателями или нагретым инструментом встык. Для соединений, сваренных между собой муфтами с закладными нагревателями, можно рекомендовать использование труб и деталей из одной группы типовых представителей по ГОСТ Р 50838-95, соответствующей диаметру строящегося газопровода. Это обусловлено, в основном, тем, что муфты с закладным нагревателем больших диаметров достаточно дороги, поэтому для проверки работоспособности оборудования можно использовать детали меньшего диаметра, но входящие в одну группу.

К одним группам типовых представителей ГОСТ Р 50838-95 относит трубы с номинальным наружным диаметром: 20–75 мм; 90–200 мм и 225 мм и более. Количество допускных соединений рекомендуется принимать не менее одного при использовании деталей с ЗН, а при сварке нагретым инструментом встык не менее:

– одного – при использовании сварочной техники с высокой степенью автоматизации;

– двух – при использовании сварочной техники со средней степенью автоматизации;

– трех – при использовании сварочной техники с ручным управлением.

Приемочный производственный контроль (понятие которого введено СНиП 42-01-2002, и являющийся, по сути, частью операционного контроля в процессе и по завершении технологических операций) – заключительный этап комплекса мероприятий по обеспечению качества сооружаемых трубопроводов. Он заключается в проверке качества выполненных строительно-монтажных работ и наиболее ответственных участков смонтированного газопровода. Для полиэтиленовых газопроводов приемочный производственный контроль, в соответствии с требованиями СНиП 42-01-2002, кроме проверки соответствия газопровода требованиям проекта, предусматривает проведение неразрушающего контроля сварных соединений внешним осмотром и физическими методами, а также пневматических испытаний построенного газопровода на герметичность. Неразрушающий контроль проводится персоналом

аттестованных лабораторий контроля качества строительно-монтажных работ. Испытания на герметичность проводятся ...в *присутствии представителей технического надзора заказчика и газораспределительной организации*[10].

Контроль выполненных работ заказчиком осуществляется в форме периодического технического надзора за строительством объекта. *При этом заказчик может доверить третьему лицу – профессионалу или специализированной организации, имеющим соответствующую лицензию, от имени и в интересах заказчика и за его счет осуществлять контроль и надзор за строительством объекта*[37]. При необходимости заказчик вправе сформировать службу технического надзора, оснащенную проектной и нормативной документацией, необходимыми контрольно-измерительными приборами и инструментами. В процессе технического надзора выполняется проверка своевременности и объема проводимого контроля, наличие протоколов входного контроля и испытаний сварных соединений, правильности оформления исполнительной документации, оценка соответствия выполняемых работ (в т.ч. сварочных) требованиям нормативной документации.

Приемка выполненных работ заказчиком заключается в проверке соответствия смонтированной газо-

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Как подразделяются методы контроля качества сварных соединений полиэтиленовых газопроводов?
1. На обязательные и специальные;
2. На основные и дополнительные;
3. На внешние и внутренние.
Правильный ответ: 1.

В какой последовательности производят оценку качества допускных сварных соединений?
1. Механические испытания, ультразвуковой контроль (для стыковых соединений) и внешний осмотр;
2. Ультразвуковой контроль (для стыковых соединений), внешний осмотр и механические испытания;
3. Внешний осмотр, ультразвуковой контроль (для стыковых соединений) и механические испытания.
Правильный ответ: 3.

Что следует сделать при получении неудовлетворительных результатах повторной проверки качества допускных сварных соединений?
1. Произвести сварку дополнительного количества допускных соединений;
2. Отстранить сварщика от работы и направить на переаттестацию, если брак допущен по его вине;
3. Провести со сварщиком дополнительный курс пратического обучения с последующей оценкой допускных соединений.
Правильный ответ: 2.

Для каких видов работ, выполняемых при сооружении газопроводов, должен проводиться операционный контроль качества?
1. Сварочных работ;
2. Земляных и изоляционных работ;
3. Монтажных работ и работ по испытанию газопровода на герметичность;
4. Правильны все вышеперечисленные ответы.
Правильный ответ: 4.

На кого в строительной организации возлагается ответственность за операционный контроль качества выполняемых сварочных работ?
1. На специалиста, осуществляющего технический надзор со стороны заказчика или эксплуатационной организации;
2. На производителя работ (мастера, прораба);
3. На лабораторию строительно-монтажной организации.
Правильный ответ: 2.

распределительной сети проекту и представленной исполнительной документации, требованиям строительных норм и правил. Как правило, приемка выполненных работ заказчиком *организационно совмещается с завершающей оценкой соответствия законченного строительством объекта в форме приемки и ввода его в эксплуатацию*[36]. Для проведения приемки заказчик создает приемочную комиссию, которая и оценивает предъявленную генеральным подрядчиком исполнительную документацию. Обычно на этом этапе никаких дополнительных испытаний не проводится, хотя комиссии и предоставляется такое право. Подробнее о приемке объекта в эксплуатацию рассказано в главе 9.2.

При проведении всех видов контроля, оформляются акты по выявленным дефектам и производятся соответствующие записи в журналах производства работ. Персоналом службы качества строительной организации выполняется контроль за исправлениями дефектов.

7.3. Экспресс-методы контроля сварных стыковых соединений

Для соединений полиэтиленовых труб, выполненных сваркой нагретым инструментом встык, к экспресс-методам контроля относятся:

– **внешний осмотр и пневматические испытания**, которым подвергаются все сварные соединения;

– **испытание на осевое растяжение и ультразвуковой контроль**, используемые выборочно.

Внешний осмотр (под которым понимается визуальный контроль сварочного грата и проведение его геометрических измерений) проводится с целью выявления поверхностных дефектов и дефектов формирования сварного шва, установление их размеров. Визуальный контроль считается достаточно полноценным. Во-первых, он охватывает 100 % швов и, во-вторых, по замеченным изменениям в размерах грата, его конфигурации, цвета или равномерности распределения можно определить, какие из параметров сварки имели отклонения от установленных норм, или установить нарушение других условий сварки. Часто внешний вид грата является достаточным признаком для отбраковки сварного шва.

В то же время визуальная оценка внешнего вида шва в большой степени субъективна, т.к. на формирование грата оказывает влияние температура окружающей среды и физико-механические свойства самого материала. В результате этого сварной шов, выполненный при одних и тех же параметрах сварки, может иметь некоторые различия по конфигурации.

К недостаткам можно отнести то, что визуальный контроль способен выявить только крупные дефекты, сопровождаемые изменением размеров и формы сварочного грата. Вероятность обнаружения внутренних дефектов, не сопровождаемых внешними признаками, при визуальном контроле практически равна нулю.

Механические (разрушающие) испытания на осевое растяжение и пневматические испытания выявляют в основном только скрытые дефекты типа протяженных или сквозных непроваров, вызванных грубыми нарушениями технологических параметров сварки или небрежной подготовкой труб. Данные способы испытаний, как правило, не «видят» мелкие дефекты (рисунок 123). Кроме того, механическим испытаниям подвергают в подавляющем большинстве случаев только допускные стыки.

Используемые при сдаче газопровода в эксплуатацию пневматические испытания способны выявить только большие непровары, т.к. при этих испытаниях в стенке трубы создается напряжение не более 3,75–4,0 МПа, в то время как кратковременно полиэтиленовые трубы выдерживают напряжение до 15,0 МПа.

Рисунок 123. Образец сварного соединения, сваренного при грубом нарушении параметров сварки ($P_{оп} = P_{н} = 2{,}0$ кг/см^2) после проведения механических испытаний на осевое растяжение

Предусмотренный нормами ультразвуковой метод контроля направлен на выявление малых внутренних дефектов типа газовых пор, несплавлений, посторонних включений, трещин (в околошовной зоне или зоне сварки). Применяемые в настоящее время ультразвуковые эхо-импульсные дефектоскопы общего назначения способны обнаружить дефекты, численное значение эквивалентной площади которых превышает 0,5 мм^2.

Таким образом, только использование сразу нескольких методов контроля способствует увеличению вероятности обнаружения возможных дефектов сварных соединений.

Внешний осмотр (визуальный контроль) сварных соединений и измерительный контроль геометрических параметров должны производиться в 100%-ном объеме на всех сварных соединениях.

Внешний вид сварных соединений, выполненных сваркой нагретым инструментом встык, должен отвечать следующим требованиям:

– размеры валиков наружного грата швов в зависимости от толщины стенки свариваемых труб (деталей) должны соответствовать таблице 92 (размеры внутреннего грата не нормируются);

– валики сварного шва должны быть симметрично и равномерно распределены по окружности сваренных труб;

– цвет валиков должен быть одного цвета с трубой и не иметь трещин, пор и инородных включений;

– симметричность шва (отношение ширины наружных валиков грата к общей ширине грата) должна быть в пределах 0,3–0,7 в любой точке шва. При сварке труб с соединительными деталями это отношение допускается в пределах 0,2–0,8;

– смещение наружных кромок свариваемых заготовок не должно превышать 10 % от номинальной толщины стенки трубы (детали);

– впадина между валиками грата (линия сплавления наружных поверхностей валиков грата) не должна находиться ниже наружной поверхности труб (деталей);

– угол излома сваренных труб или трубы и соединительной детали не должен превышать величины в 5°.

Критерии оценки внешнего вида соединений, выполненных сваркой нагретым инструментом встык, приведены в таблице 93 (извлечение из СП 42-103-2003). Для определения размеров наружного грата сварных соединений труб с другими толщинами стенок, например, для труб SDR 9, можно воспользоваться графиком, приведенным на рисунке 124. Размеры наружного сварочного грата практически не зависят от марки материала свариваемых труб (ПЭ80 или ПЭ100), поскольку несколько меньшее значение показателя текучести расплава у труб ПЭ100 компенсируется несколько большей температурой нагретого инструмента при сварке. В организации рекомендуется иметь образцы-эталоны сварных соединений, по которым можно вести наглядное сравнение внешнего вида сварных соединений на контролируемом газопроводе.

Внешний вид сварных соединений оценивают визуально без применения увеличительных приборов. *Определение размеров валиков* [наружного грата] *производится непосредственно на сварном шве газопровода в условиях строительного производства*[12]. Измерения производят стандартными измерительными инструментами, как правило, штангенциркулями с глубиномером с точностью ± 0,1 мм. Наиболее точны штангенциркули, оснащенные цифровым отсчетным устройством. Измерение проводят как минимум в двух взаимопротивоположных зонах по периметру шва. Если хотя бы в одной из контролируемых зон проведенные замеры выходят за пределы установленных ограничений, сварное соединение следует отбраковывать.

Таблица 92. Геометрические размеры сварного стыкового шва (размеры в мм)

Параметры наружного грата	Условное обозначение труб					
	SDR 11 63 x 5,8	**SDR 11** 75 x 6,8	**SDR 17,6** 90 x 5,2	**SDR 11** 90 x 8,2	**SDR 17,6** 110 x 6,3	**SDR 11** 110 x 10
Высота, мм	1,5–3,0	2,0–3,5	1,5–3,0	2,5–4,5	2,0–3,5	2,5–4,5
Ширина,мм	4,0–6,0	5,0–7,0	4,0–6,0	6,0– 8,5	4,5–6,5	6,5–10,0

Параметры наружного грата	Условное обозначение труб					
	SDR 17,6 125 x 7,1	**SDR 11** 125 x 11,4	**SDR 17,6** 140 x 8,0	**SDR 11** 140 x 12,7	**SDR 17,6** 160 x 9,1	**SDR 11** 160 x 14,6
Высота, мм	2,0–4,0	3,0–5,0	2,5–4,5	3,0–5,0	2,5–4,5	3,0–5,0
Ширина,мм	5,5–7,5	8,5–12,0	6,0– 8,5	9,0–13,0	6,0– 9,5	10–15

Параметры наружного грата	Условное обозначение труб					
	SDR 17,6 180 x 10,2	**SDR 11** 180 x 16,4	**SDR 17,6** 200 x 11,4	**SDR 11** 200 x 18,2	**SDR 17,6** 225 x 12,8	**SDR 11** 225 x 20,5
Высота, мм	2,5–4,5	3,5–5,5	3,0–5,0	4,0–6,0	3,0–5,0	4,5–6,5
Ширина, мм	6,5–10,5	11,0– 16,0	8,5–12,0	13,0–18,0	9,0–13,0	14,0–21,0

Параметры наружного грата	Условное обозначение труб					
	SDR 17,6 250 x 14,2	**SDR 11** 250 x 22,7	**SDR 17,6** 280 x 15,9	**SDR 11** 280 x 25,4	**SDR 17,6** 315 x 17,9	**SDR 11** 315 x 28,6
Высота, мм	3,0–5,0	4,5–7,5	3,5–5,5	5,0–8,0	4,0–6,0	5,5–9,0
Ширина, мм	9,5–14,5	16,5– 23,5	11,0–16,5	17,0–26,0	13,0–18,0	19,0–28,0

Расчет симметричности валиков по ширине и высоте и смещение кромок труб ведется в процентах с округлением до целого значения. Для измерения смещения кромок труб целесообразно пользоваться специальными шаблонами и лепестковым щупом.

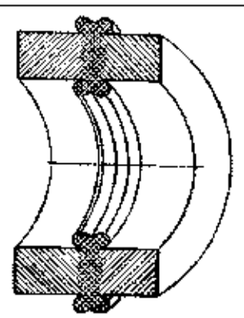
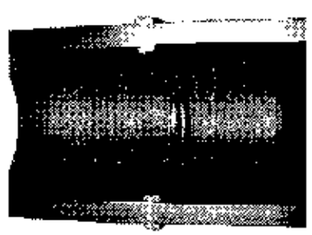
Расположение впадины определяют визуально путем осмотра профиля грата, что достаточно в подавляющем большинстве случаев, или при помощи щупов. Для измерения угла изломов стыка используют угломеры по ГОСТ 5378-66.

Допускается в обоснованных случаях на отдельных соединениях труб *производить определение расположения впадины между валиками грата и замер самих валиков после срезания наружного грата по всему периметру трубы*[12]. К примеру, срезание наружного грата может предусматриваться, если при внешнем осмотре сварного шва есть основание полагать, что устье впадины между валиками грата опущено ниже внешних поверхностей труб. Для срезания наружного грата должны использоваться специальные приспособления с острыми ножами, не наносящие повреждений телу трубы и не выводящие толщину стенки за пределы допускаемых отклонений.

Отдельные наружные повреждения валиков сварного шва (срезы, сколы, вдавленности от клеймения стыка) протяженностью не более 20 мм и не затрагивающие основного материала трубы считать браком не следует[12]. Это требование обусловлено тем, что при проведении работ, связанных с протягиванием сваренных плетей труб, погрузочно-разгрузочными и транспортными операциями на валиках сварочного грата неизбежно возникают небольшие повреждения, не оказывающие влияния на прочностные свойства самого шва.

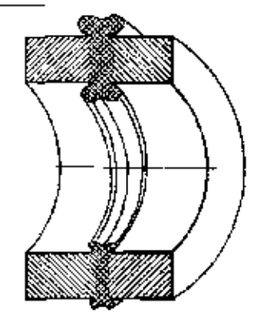
Таблица 93. Критерии оценки сварных стыковых соединений внешним осмотром

Краткое описание	Возможная причина возникновения
1. Хороший шов с гладкими и симметричными валиками грата округлой формы	Соблюдение всех технологических параметров сварки в пределах нормы

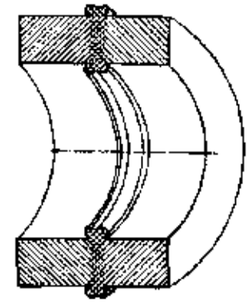
Критерии оценки	Графическое изображение	Внешний вид
Размеры наружного грата и внешний вид шва соответствуют требованиям СП 42-103-2003 (см. таблицу 92 настоящего справочника)		

Продолжение таблицы 93

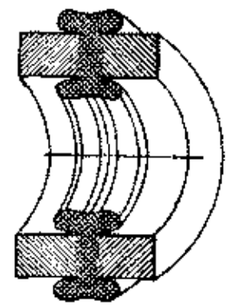
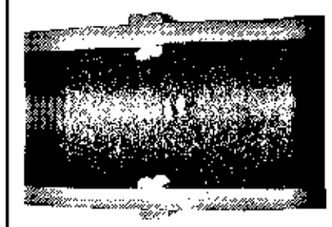
Краткое описание	Возможная причина возникновения
2. Брак. Шов с несимметричными валиками грата одинаковой высоты в одной плоскости, но различной в противоположных точках шва	Превышение допустимого зазора между торцами труб перед сваркой

Критерии оценки	Графическое изображение	Внешний вид
Различие по высоте более 50 % в противоположных точках шва		

Краткое описание	Возможная причина возникновения
3. Брак. Малый грат округлой формы	Недостаточное давление при осадке шва или малое время прогрева

Критерии оценки	Графическое изображение	Внешний вид
Величина наружного грата по высоте и ширине меньше нижних предельных значений, приведенных в СП 42-103-2003 (см. таблицу 92)		

Краткое описание	Возможная причина возникновения
4. Брак. Большой грат округлой формы	Чрезмерное время прогрева или повышенная температура нагревателя

Критерии оценки	Графическое изображение	Внешний вид
Величина наружного грата по высоте и ширине больше верхних предельных значений, приведенных в СП 42-103-2003 (см. таблицу 92)		

Продолжение таблицы 93

Краткое описание	Возможная причина возникновения
5. Брак. Несимметричный грат по всей окружности шва.	Различный материал свариваемых труб или деталей (ПЭ63 с ПЭ80) или различная толщина стенки труб.

Критерии оценки	Графическое изображение	Внешний вид
Различие по высоте и ширине валиков грата по всей окружности шва превышает 40 %		

Краткое описание	Возможная причина возникновения
6. Брак. Высокий и узкий грат, как правило не касающийся краями трубы	Чрезмерное давление при осадке стыка при пониженной температуре нагревателя

Критерии оценки	Графическое изображение	Внешний вид
Высота валиков грата больше или равна его ширине		

Краткое описание	Возможная причина возникновения
7. Брак. Малый грат с глубокой впадиной между валиками	Низкая температура нагревателя при недостаточном времени нагрева

Критерии оценки	Графическое изображение	Внешний вид
Устье впадины расположено ниже наружной и выше внутренней образующих труб		

Окончание таблицы 93

Краткое описание	Возможная причина возникновения
8. Брак. Неравномерность (асимметричность) валиков грата	Смещение труб относительно друг друга

Критерии оценки	Графическое изображение	Внешний вид
Различие по высоте валиков грата в одной плоскости более 40 % с одновременным смещением образующих труб более 10 % от номинальной толщины стенки		

Краткое описание	Возможная причина возникновения
9. Брак. Неравномерное распределение грата по периметру шва	Смещение нагревателя в процессе нагрева

Критерии оценки	Графическое изображение	Внешний вид
Высота грата в месте неравномерного выхода больше его ширины, впадина между валиками грата нечетко выражена или отсутствует. В противоположной точке шва грат имеет размеры, меньшие на 50 % и более		

Краткое описание	Возможная причина возникновения
10. Брак. Шов с многочисленными наружными раковинами по всему периметру с концентрацией по краям грата, с возможными следами поперечного растрескивания	Чрезмерная температура нагревателя, значение которой выше температуры деструкции для данной марки полиэтилена

Критерии оценки	Графическое изображение	Внешний вид
Многочисленные раковины, расположенные вплотную друг к другу		

Пневматические испытания входят в состав работ, выполняемых при приемочном производственном контроле. Требования к выполнению испытаний не зависят от способа сварки труб. *Законченные строительством или реконструкцией газопроводы следует испытывать на герметичность воздухом*[3].

Испытания на герметичность проводят путем подачи в газопровод сжатого воздуха и создания в нем испытательного давления в соответствии с таблицей 94. Температура воздуха при испытаниях не должна быть ниже минус 15 °С.

Газопровод испытывается после его укладки в траншею. При необходимости под газопроводом предусматривается устройство основания высотой не менее 10 см из песка или мягкого грунта, после чего газопровод присыпается песком или мягким грунтом на высоту не менее 20 см над верхом трубы.

Для подачи внутрь газопровода сжатого воздуха на одном из его концов через разъемное или неразъемное соединение «полиэтилен – сталь» приваривается отводная металлическая трубка DN 20–25 мм (так называемая «гребенка»), снабженная резьбовой втулкой для присоединения манометра, штуцером для шланга компрессора и запорным вентилем. С противоположной стороны газопровод ограничивается заглушкой или отключающим устройством.

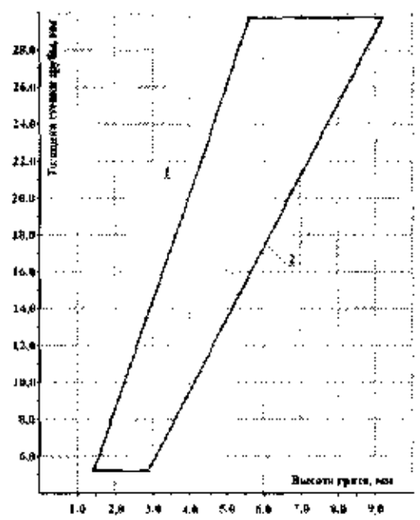


Рисунок 124. Минимальная (1) и максимальная (2) высота наружного грата сварных соединений труб

Результаты испытаний считаются положительными, если за период испытаний давление в газопроводе не меняется, т.е. нет видимого падения давления по манометру класса точности 0,6, а при использовании манометров класса точности 0,15 и 0,4 падение давления фиксируется в пределах одного деления шкалы.

Результаты испытаний оформляются актом и записью в строительном паспорте[10].

Таблица 94. Нормы испытаний полиэтиленовых газопроводов на герметичность по СНиП 42-01-2002

Рабочее давление газа, МПа	Испытательное давление, МПа	Продолжительность испытаний, час
Газопроводы давлением до 0,005	0,3	24
Газопроводы давлением св. 0,005 до 0,3	0,6	24
Газопроводы давлением св. 0,3 до 0,6	0,75	24
Газопроводы давлением св. 0,6 до 1,2	1,5	24

Для проведения испытаний газопровод может быть разделен на отдельные участки в зависимости от его протяженности, точности манометров, наличия отключающих устройств и производительности воздушных компрессоров. Стыковые соединения трубных плетей, сваренные после пневматических испытаний, проверяются ультразвуковым методом контроля. Более подробно о проведении пневматических испытаний рассказано в главе 9.1.

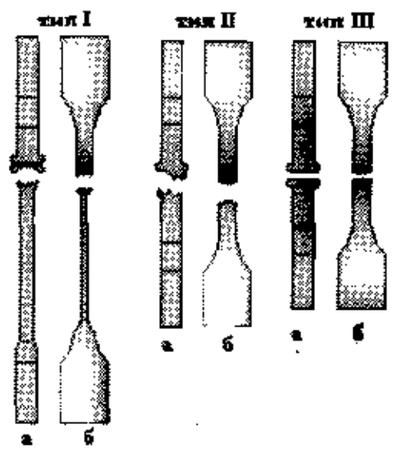
Механические испытания на статическое растяжение проводятся в лабораториях контроля качества строительных организаций при проведении квалификационных испытаний сварщиков (испытаниях допускных стыков). Испытания на статическое растяжение могут дополнительно потребоваться и при оценке качества производственных сварных соединений (т.е. вырезанных из смонтированного газопровода), которые *...выполняются по требованиям органов надзора в случаях обнаружения нарушений технологии сварки*[12]. Вырезка из газопровода производственных соединений и их контроль *...не являются обязательными... при условии положительных результатов их контроля ультразвуковым методом*[10]. Вырезку производственных (контрольных) соединений из газопровода рекомендуется производить в период производства сварочных работ для исключения вварки катушек.

Для проведения механических испытаний лаборатории контроля качества оснащаются разрывными машинами, предназначенными для испытания пластичных материалов и обладающими необходимой скоростью испытания и точностью измерения нагрузки. Механические испытания проводят при положительных результатах визуального контроля.

Для механических испытаний из каждого сварного соединения рекомендуется изготавливать не менее пяти образцов типа 2 по ГОСТ 11262-80. Толщина образца при этом соответствует толщине стенки трубы. Какая-либо механическая обработка наружной или внутренней поверхности не производится и грат не срезается.

Образцы для испытаний вырезают из стыка не ранее, чем через 24 часа после сварки. Для вырезки используют участки, равномерно расположенные по всему периметру сварного стыка. Стык разрезается на полосы вдоль образующей трубы с последующим фрезерованием торцевых частей полос для придания им необходимой формы и размеров. При номинальной толщине стенки трубы до 10 мм включительно сварные образцы целесообразно вырубать штампом-просечкой. Сварной шов должен располагаться точно посередине образца с точностью ± 1 мм.

Испытание сварных стыковых соединений производится в соответствии с ГОСТ 11262-80, аналогично испытаниям материала труб. При испытаниях основным критерием качества является характер разрушения. В качестве дополнительных, информационных показателей, характеризующих свойства материала труб, возможно определять предел текучести при растяжении ($\sigma_т$, МПа) и относительное удлинение при разрыве ($\varepsilon_р$, %), характеризующие свойства материала труб. В этом случае для наиболее точной обработки результатов механических испытаний *приборы для измерения ширины и толщины образцов должны обеспечивать измерение с погрешностью не более 0,01 мм*[19]. Результаты испытаний выражают числовыми значениями.



а – вид сбоку; б – вид в плане

Рисунок 125. Типы разрушений сварных стыковых соединений

Традиционно различают три типа разрушения, внешний вид которых показан на рисунке 125:

– тип I – наблюдается после формирования «шейки» – типичного сужения площади поперечного сечения образца во время растяжения на одной из половин испытываемого образца. Разрушение наступает, как правило, не ранее чем при достижении относительного удлинения более 50 %, и характеризует высокую пластичность. Линия разрыва проходит по основному материалу и не пересекает плоскость сварки;

– тип II – отмечается при достижении предела текучести в момент начала формирования «шейки». Разрушение наступает при небольших величинах относительного удлинения, как правило, не менее 20 и не более 50 %, и характеризует низкую пластичность. Линия разрыва пересекает плоскость сварки, но носит вязкий характер;

– тип III – происходит до достижения предела текучести и до начала формирования «шейки». Разрушение наступает при удлинении образца, как правило, не более 20 % и характеризует хрупкое разрушение. Линия разрыва проходит точно по плоскости сварки.

Сварные стыки полиэтиленовых газопроводов считаются выдержавшими испытания, если не менее 80 % вырезанных из каждого стыкового соединения образцов (четыре из пяти) имеют пластичный характер разрушения I типа. Остальные 20 % образцов могут иметь вязкое разрушение II типа. При этом зафиксированные показатели предела текучести и относительного удлинения значения не имеют. Хрупкое разрушение образцов по типу III недопустимо. *При неудовлетворительных испытаниях хотя бы одного стыка проводят повторные испытания удвоенного числа стыков*[3].

Как уже сказано выше, оценка надежности сварных соединений полиэтиленовых газопроводов, проводимая внешним осмотром и пневматическими испытаниями, не является вполне удовлетворительной из-за неспособности обнаружить небольшие внутренние дефекты, вызванные нарушением технологии при подготовке и сварке труб. Такие дефекты, имеющие вид трещин, пор (одиночных или групповых), включений и непроваров, могут быть обнаружены только методами акустического неразрушающего (физического) контроля. Эти методы основаны на применении упругих колебаний, возбуждаемых или возникающих в объекте контроля.

Контролю ***физическими методами*** *подлежат стыки законченных сваркой полиэтиленовых трубопроводов*[3]. Из различных физических методов для полиэтиленовых трубопроводов применяют **ультразвуковой метод контроля (УЗК)**. Используя принцип отражения звуковых волн от

границы двух сред (эхолокацию), метод УЗК позволяет определить размер и местонахождение дефектов, расположенных внутри сварного соединения. Оптимальная частота ультразвуковых колебаний при импульсной эхолокации составляет 1,8–2,5 мГц, при угле ввода луча для призматических пьезопреобразователей 60–70°. Для обнаружения возможных дефектов производят сканирование объекта, т.е. последовательный обзор заданной зоны контроля при перемещении луча по определенному закону. По вполне понятным причинам, УЗК может использоваться только для соединений, выполненных сваркой нагретым инструментом встык.

Таблица 95. Классификация внутренних дефектов сварных соединений

Вид внутреннего дефекта	Определение	Возможная причина возникновения
Включения	Дефект сварного соединения в виде вкрапления посторонних частиц между свариваемыми кромками	Загрязнение свариваемых поверхностей
Непровар	Дефект в виде несплавления в сварном соединении между свариваемыми кромками	Недостаточное давление или время осадки; недостаточное время нагрева, малая температура нагревателя
Пора	Дефект сварного соединения в виде полости сферической формы, заполненной газом	Загрязнение свариваемых поверхностей; перегрев; чрезмерный контакт с воздухом оплавленных кромок в технологической паузе, недостаточное давление осадки
Цепочка пор	Группа пор в сварном шве, расположенных в линию	То же
Трещины (наружные, внутренние, продольные, поперечные)	Дефект сварного соединения в виде разрыва в сварном шве и (или) в прилегающих к нему зонах	Повышенный уровень усадочных напряжений из-за нарушения технологии сварки

Несмотря на то, что в зарубежной практике УЗК пока используется в ограниченных объемах, в России этот метод получил преимущественное значение и применяется для газопроводов всех категорий давлений не зависимо от их места прокладки (на территории поселений и межпоселковые). В настоящее время он полностью заменил собой выборочные механические испытания производственных (контрольных) стыковых соединений, вырезка которых была предусмотрена ранее действующим СНиП 3.05.02-88 и производилась в период строительства газопровода.

Желание применить для оценки качества сварных соединений неразрушающие методы контроля, вполне объяснимо. Во-первых, стыковые соединений труб доступны для УЗК (дефектоскопичны). Во-вторых, УЗК позволяет не только обнаружить дефект, но и произвести его измерения и оценить степень допустимости для сварной конструкции.

Сохраняющееся до сих пор неоднозначное отношение к ультразвуковому контролю объясняется существовавшей достаточно низкой информативностью метода, не обеспечивавшего надежную дешифровку дефекта. Это связано с тем, что при падении УЗ-волны на дефект возникает акустическое поле рассеяния, сопровождающее целый спектр волн различного типа, рассеянных по законам геометрической акустики и теории дифракции. Кроме того, акустические свойства полимерных материалов отличаются (по сравнению со сталью) небольшими скоростями распространения ультразвуковых волн и высоким коэффициентом затухания.

Однако благодаря прогрессу вычислительной техники появились аппаратные решения по многопараметровой обработке поля рассеяния и реконструкции изображения (образа) дефекта, позволяющие повысить эффективность определения его типа и размеров. Современные УЗ дефектоскопы позволяют обнаружить плоскостные дефекты и дефекты типа газовых пор, несплошностей, посторонних включений и трещин (в т.ч. образовавшихся из-за холодного непровара) с эквивалентной площадью до 0,5 мм^2.

Ультразвуковой контроль ведется при помощи эхоимпульсных дефектоскопов общего назначения, рассчитанных на рабочую частоту ультразвука в диапазоне от 1 до 5 МГц или специализированных дефектоскопов, предназначенных на работу с полиэтиленовыми трубами. Кроме этого, *аппаратура ультразвукового контроля должна применяться со считывающим устройством*[10]. Исходя из этого требования для контроля стыков необходимо использование дефектоскопов, позволяющих запоминать и хранить информацию о результатах конт-

Рисунок 126. Дефектоскоп УД-21Р НПП «Политест»

роля, а также осуществлять вывод информации на стандартный принтер или экран персонального компьютера. Перед началом работ производят настройку дефектоскопа по поисковому и браковочному уровням чувствительности. Для настройки используются стандартные образцы предприятия, изготовленные из полиэтиленовых труб и имеющие эталонный отражатель в виде торцевого сверления с плоским дном, диаметр которого различен для каждого из типоразмеров используемых труб.

К приборам общего назначения относятся дефектоскопы EPOCH-ШВ фирмы «Panametrics», USD-52 фирмы «Krautkramer» (США), отечественные УД2В-П40, УД2-70, УД2-102 «Пеленг», УД3-103, УД2-12. Специализированными ультразвуковыми дефектоскопами являются УД-10, УД-21Р (с регистрирующим устройством) ЗАО НПП «Политест». Дефектоскопы комплектуются пьезопреобразователями с соединительными кабелями. При контроле используют ультразвуковые пьезопреобразователи различного типа, работающие по совмещенной, раздельно-совмещенной, раздельной или комбинированной схемам. Сканирование стыка осуществляется дефектоскопистом в ручном режиме с заданным шагом и скоростью перемещения пьезоэлектрического преобразователя.

Таблица 96. Предельно допустимые размеры и количество протяженных дефектов для труб SDR 11 по СП 42-103-2003

Критерии оценки качества	Трубы SDR 11					
	63 x 5,8	75 x 6,8	90 x 8,2	110 x 10	125 x 11,4	140 x 12,7
Максимально допустимая площадь, мм²	0,78	1,09	1,58	2,37	3,05	3,08
Условная протяженность дефекта, мм	10	10	20	20	30	30
Допустимое количество дефектов на периметре стыка	3	3	2	3	2	2
Диаметр плоскодонного отверстия, мм	1,1	1,3	1,7	1,8	2,1	2,3
Критерии оценки качества	**Трубы SDR 11**					
	160 x 14,6	**180 x 16,4**	**225 x 20,5**	**250 x 22,7**	**280 x 25,4**	**315 x 28,6**
Максимально допустимая площадь, мм²	5,0	5,56	8,68	13,36	16,75	21,22
Условная протяженность дефекта, мм	30	30	30	30	30	30
Допустимое количество дефектов на периметре стыка	2	3	3	4	4	5
Диаметр плоскодонного отверстия, мм	2,6	3,0	3,4	3,7	4,2	4,7

Портативные УЗК дефектоскопы типа УД-21Р, позволяющие проводить контроль в полуавтоматическом режиме и оснащенные раздельно-совмещенными преобразователями «хордового» типа с эластичным протектором, являются наиболее часто применяемыми для контроля полиэтиленовых газопроводов. При этом полученная информация расшифровывается и сохраняется в памяти дефектоскопа.

Температурный режим при проведении ультразвукового контроля определяется техническими характеристиками используемого дефектоскопа. По рекомендациям СП 42-103-2003 для нормальной работы пьезопреобразователя температура на поверхности трубы не должна превышать +30 °С.

Таблица 97. Предельно допустимые размеры и количество протяженных дефектов для труб SDR 17 (17,6) и SDR 7,4 по СП 42-103-2003

Критерии оценки качества	Трубы SDR 17,6					
	90 x 5,1	110 x 6,3	125 x 7,1	140 x 8,0	160 x 9,1	225 x 12,8
Максимально допустимая площадь, мм²	1,02	1,48	1,9	2,4	3,13	6,16
Условная протяженность дефекта, мм	10	10	10	20	20	30
Допустимое количество дефектов на периметре стыка	5	6	6	4	4	4
Диаметр плоскодонного отверстия, мм	1,2	1,4	1,6	1,8	2,1	2,9
Критерии оценки качества	**Трубы SDR 17,6**			**Трубы SDR 7,4**		
	250 x 14,2	**280 x 15,9**	**315 x 17,9**	**110 x 15,1**	**160 x 21,9**	**225 x 30,8**
Максимально допустимая площадь, мм²	7,89	9,89	12,52	3,12	6,61	9,98
Условная протяженность дефекта, мм	30	30	30	30	30	30
Допустимое количество дефектов на периметре стыка	4	4	5	2	3	4
Диаметр плоскодонного отверстия, мм	3,3	3,6	4,1	2,2	3,2	4,6

Нормативной документацией регламентируется проведение оценки качества сварных соединений по совокупности ряда информационных признаков: площади дефекта, условной протяженности дефекта, числа дефектов на единицу длины шва. В настоящее время из нормативных документов действует СП 42-103-2003, в котором определены браковочные уровни внутренних дефектов. Разработана методика по

ультразвуковому контролю стыковых сварных соединений стальных и полиэтиленовых газопроводов (для преобразователей хордового типа), согласованная отделом газового надзора Ростехнадзора. Общие требования к ультразвуковому контролю изложены в ГОСТ 14782-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые».

Требованиями СП 42-103-2003 для каждого типоразмера труб установлена максимально допустимая (критическая) площадь дефекта, его условная протяженность и допустимое количество одиночных дефектов по периметру стыка, при наличии которых сварное соединение бракуется. Например, для труб 110 SDR 11 площадь одного дефекта не должна превышать 2,37 мм^2 (что соответствует эталонному отражателю с диаметром плоскодонного отверстия 1,8 мм), а количество дефектов в одном шве не должно быть более трех для протяженных дефектов или шести для одиночных дефектов (таблицы 95–99). Для труб с различной номинальной толщиной стенки максимально допустимую площадь дефекта с достаточной степенью точности можно определить формулой $A_{доп} = 0{,}00236 \cdot D_{ср} \cdot s \cdot K$, мм^2, где $D_{ср}$ – средний диаметр трубы, мм, K – поправочный коэффициент, принимаемый равным K = 1,0 для всех труб SDR 17,6 и для труб SDR 7,4 – SDR 11 с толщиной стенки от 10,0 до 20,0 мм, K = 0,9 для труб SDR 7,4 – SDR 11 с толщиной стенки менее 10,0 мм и K= 1,3 для труб SDR 7,4 – SDR 11 с толщиной стенки более 20,0 мм.

При контроле сварных соединений следует различать два понятия: условная протяженность дефекта $L_{уп}$ и длина дефекта L. Условная протяженность дефекта является амплитудно-временной характеристикой ультразвукового контроля и прямо пропорциональна длине дефекта: $L = L_{уп} \cdot K$. Условная протяженность дефекта измеряется по длине дефектной зоны между крайними положениями УЗ-преобразователя, при которых амплитуда эхо-сигнала достигает поискового уровня чувствительности.

Контроль сварных соединений производят с обеих сторон наружного грата. Признаком обнаружения дефекта служит срабатывание индикаторов дефектоскопа (появление сигнала на экране, срабатывание звуковой или световой индикации). Дефектные участки сварного соединения отмечаются маркером (рисунок 127) и фиксируются на дефектограмме, которая потом должна быть распечатана в виде протокола.

Таблица 98. Предельно допустимые размеры и количество одиночных дефектов для труб SDR 11 по СП 42-103-2003

Критерии оценки качества	Трубы SDR 11					
	63 x 5,8	75 x 6,8	90 x 8,2	110 x 10	125 x 11,4	140 x 12,7
Максимально допустимая площадь, мм^2	0,78	1,09	1,58	2,37	3,05	3,08
Условная протяженность дефекта, мм	5	5	10	10	15	15
Допустимое количество дефектов на периметре стыка	6	6	5	6	6	5
Диаметр плоскодонного отверстия, мм	1,1	1,3	1,7	1,8	2,1	2,3
Критерии оценки качества	**Трубы SDR 11**					
	160 x 14,6	**180 x 16,4**	**225 x 20,5**	**250 x 22,7**	**280 x 25,4**	**315 x 28,6**
Максимально допустимая площадь, мм^2	5,0	5,56	8,68	13,36	16,75	21,22
Условная протяженность дефекта, мм	15	15	15	15	15	15
Допустимое количество дефектов на периметре стыка	5	6	7	8	9	10
Диаметр плоскодонного отверстия, мм	2,6	3,0	3,4	3,7	4,2	4,7

Таблица 99. Предельно допустимые размеры и количество одиночных дефектов для труб SDR 17 (17,6) и SDR 7,4 по СП 42-103-2003

Критерии оценки качества	Трубы SDR 17,6					
	90 x 5,1	110 x 6,3	125 x 7,1	140 x 8,0	160 x 9,1	225 x 12,8
Максимально-допустимая площадь, мм^2	1,02	1,48	1,9	2,4	3,13	6,16
Условная протяженность дефекта, мм	5	5	5	5	10	15
Допустимое количество дефектов на периметре стыка	9	10	10	10	8	8
Диаметр плоскодонного отверстия, мм	1,2	1,4	1,6	1,8	2,1	2,9
Критерии оценки качества	**Трубы SDR 17,6**			**Трубы SDR 7,4**		
	250 x 14,2	**280 x 15,9**	**315 x 17,9**	**110 x 15,1**	**160 x 21,9**	**225 x 30,8**
Максимально-допустимая площадь, мм^2	7,89	9,89	12,52	3,12	6,61	9,98
Условная протяженность дефекта, мм	15	15	15	15	15	15
Допустимое количество дефектов на периметре стыка	8	9	10	4	5	8
Диаметр плоскодонного отверстия, мм	3,3	3,6	4,1	2,2	3,2	4,6

Оценка качества контролируемых соединений производится по двухбальной системе: «брак» или «годен». *Результаты проверки сварных стыков газопровода физическим методом оформляют протоколом, который подписывает дефектоскопист и начальник лаборатории*[3]. Оценка допустимости обнаруженного дефекта производится по следующим критериям:

– по амплитуде эхо-сигнала от дефекта на браковочном уровне чувствительности;

– по условной протяженности дефекта, измеренной на поисковом уровне чувствительности;

– по суммарной условной протяженности совокупности дефектов, выявленных в шве, или на участке этого шва заданной длины (оценочном участке);

– по количеству дефектов, обнаруженных в контролируемом шве или на участке этого шва заданной длины (оценочном участке).

По результатам контроля определяются:

– наличие (или отсутствие) дефектов в контролируемом соединении;

– условная протяженность дефекта вдоль шва и суммарная условная протяженность дефектов;

– количество дефектов в шве или на участке шва заданной длины.

Рисунок 127. Маркирование дефектного стыка, выявленного ультразвуковым дефектоскопом

По имеющимся и крайне противоречивым статистическим данным выявляемый брак, в среднем, составляет величину 0,5–1,5 %, причем у сварочных машин с ручным управлением он несколько больше, у автоматизированных – несколько меньше. При использовании машин с газовым нагревателем количество отбракованных стыков почти в 2 раза больше, чем в случаях использования электронагревателя с электронной регулировкой температуры.

Случаи выявления брака швов, сваренных на машинах с элементами автоматизации, возможно объясняются тем, что автоматизированные машины позволяют гарантировать только выдерживание заданных технологических параметров сварки (температуры, давления и времени), в то время как внутренние дефекты могут возникать из-за попадания внутрь шва влаги или пылевых частиц, неточной центровки труб, не удаленных загрязнений и пр.

Таблица 100. Нормы контроля сварных соединений полиэтиленовых труб физическим (ультразвуковым) методом по СНиП 42-01-2002

Газопроводы	Число стыков, подлежащих контролю, в % от общего числа стыков, сваренных на объекте каждым сварщиком с использованием сварочной техники:	
	с высокой степенью автоматизации	со средней степенью автоматизации
1. Подземные газопроводы давлением: до 0,005 МПа (за исключением указанных в поз. 2);	3, но не менее одного стыка	6, но не менее одного стыка
св. 0,005 до 0,3 МПа (за исключением указанных в поз 3);	12, но не менее одного стыка	25, но не менее одного стыка
св. 0,3 до 0,6 МПа (за исключением указанных в поз. 3)	25, но не менее одного стыка	50, но не менее одного стыка
2. Подземные газопроводы давлением до 0,005 МПа., прокладываемые в пучинистых (кроме слабопучинистых), просадочных II типа, набухающих, вечномерзлых грунтах и в других особых грунтовых условиях	6, но не менее одного стыка	12, но не менее одного стыка
3. Подземные газопроводы св. 0,005 до 0,6 МПа, прокладываемые вне населенных пунктов за пределами черты их перспективной застройки	5, но не менее одного стыка	10, но не менее одного стыка
4. Во всех остальных случаях прокладки подземных газопроводов, предусмотренных таблицей норм УЗК для контроля стальных газопроводов	25, но не менее одного стыка	50, но не менее одного стыка

Примечания. 1. При протяжке полиэтиленовых газопроводов внутри стальных производится 100%-ный контроль сварных стыковых соединений.
2. Стыки, сваренные с помощью сварочной техники с ручным управлением, проверяются по нормам для стальных газопроводов.

При использовании методов УЗК необходимо помнить, что наиболее часто дефекты выявляются в стыках, которые имеют большие или меньшие отклонения по критериям внешнего вида (неравномерный грат, отдельные поры валиков грата, смещение кромок труб и пр.),

Вследствие этого для проверки рекомендуется отбирать сварные стыки, имеющие какие-либо отклонения по внешнему виду. Ультразвуковой контроль проводится после проведения внешнего осмотра сварных стыков или совместно с ним. К выполнению УЗК допускаются специалисты, аттестованные на право проведения ультразвукового контроля сварных стыков полиэтиленовых газопроводов согласно требований ПБ 03-440-02 Ростехнадзора.

Ультразвуковой контроль стыков производится на полиэтиленовых газопроводах, находящихся на бровке траншеи и подготовленных к укладке в траншею. Допускается проводить ультразвуковой контроль на трубах, уложенных в траншею, при условии, что ширина траншеи допускает размещение прибора и дефектоскописта. Подготовка стыка к проведению контроля включает в себя следующие операции: укладку труб на подставку, удаление загрязнений, нанесение иммерсионной жидкости.

Укладка трубы на подставки производится для обеспечения кругового сканирования сварного шва с двух его сторон. Высота подставок определяется конструкцией пьезоэлектрического преобразователя дефектоскопа и составляет, как правило, не менее 100 мм.

Для удаления загрязнений из зоны контроля трубы моют водой с последующим протиранием ветошью насухо. Ширина зоны очистки определяется размерами зоны перемещения датчика конкретного прибора, которая составляет не менее 40 мм.

Контактирующая (иммерсионная) жидкость, через которую осуществляется акустический контакт, наносится на всю подготовленную поверхность трубы. При подготовке контактирующей жидкости следует учитывать время года. При положительных температурах используют специализированные гели или пасты жидкой консистенции, обойный клей, глицерин. В холодное время года при температурах ниже 0 °С используют глицерин с добавками морозоустойчивых компонентов (этиленгликоль и др.), моторные масла, разбавленные до необходимой концентрации дизельным топливом. Состав жидкости должен соответствовать требованиям инструкции по проведению ультразвукового контроля для данного прибора. Нанесение жидкости в зону контроля производится кистью или обмакиванием пьезодатчика. *При применении глицерина или моторных масел поверхность трубы после проведения контроля должна быть очищена и обезжирена*[12].

Таблица 101. Нормы контроля сварных соединений стальных трубопроводов физическим методом по СНиП 42-01-2002

Газопроводы	Число стыков, подлежащих контролю от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте, %
1. Наружные и внутренние газопроводы природного газа и СУГ диаметром менее 50 мм всех давлений; надземные и внутренние газопроводы природного газа и СУГ диаметром 50 мм и более, давлением до 0,005 МПа.	Не подлежат контролю
5. Подземные газопроводы природного газа давлением: до 0,005 МПа (за исключением указанных в поз. 10 и 11) св. 0,005 до 0,3 МПа (за исключением указанных в поз. 11 и 13) св. 0,3 до 1,2 МПа (за исключением указанных в поз. 13)	 10, но не менее одного стыка 50, но не менее одного стыка 100
6. Подземные газопроводы всех давлений, прокладываемые под проезжей частью улиц с капитальными типами дорожных одежд (цементобетонные, монолитные, железобетонные сборные, асфальтобетонные), а также на переходах через водные преграды и во всех случаях прокладки газопроводов в футлярах (в пределах перехода и по одному стыку в обе стороны от пересекаемого сооружения)	100
7. 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)	100
9. Подземные газопроводы всех давлений, прокладываемые в районах с сейсмичностью св. 7 баллов и на карстовых и подрабатываемых территориях и в других особых грунтовых условиях	100
10. 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
11. Участки подземных газопроводов и подземные вводы на расстоянии от фундаментов зданий менее: 2 м – для газопроводов давлением до 0,005 МПа; 4 м – давлением св. 0,005 до 0,3 МПа; 7 м – давлением св. 0,3 до 0,6 МПа; 10 м – давлением св. 0,6 до 1,2 МПа	100
12. Подземные газопроводы природного газа давлением до 0,005 МПа, прокладываемые в пучинистых (кроме слабопучинистых), просадочных II типа, набухающих, вечномерзлых грунтах и других особых условиях	25 но не менее одного стыка
13. Подземные газопроводы природного газа св. 0,005 до 1,2 МПа, прокладываемые вне населенных пунктов за пределами черты их перспективной застройки	20, но не менее одного стыка
Примечание. Позиции 2–4 и 8, касающиеся проверки стальных подземных газопроводов, не приведены.	

При неудовлетворительных результатах контроля ультразвуковым методом стыковых соединений ...необходимо провести проверку удвоенного числа стыков на участках, которые к моменту обнаружения брака не были приняты по результатам этого вида контроля. Если при повторной проверке хотя бы один из проверяемых стыков окажется неудовлетворительного качества, то все стыки, сваренные данным сварщиком на объекте, должны быть проверены ультразвуковым методом контроля[3]. Дефектные соединения исправлению не подлежат и вырезаются из газопровода. При этом сварщика необходимо отстранить от работы до прохождения внеочередной аттестации.

В целом ультразвуковой метод контроля позволяет достаточно эффективно выявлять внутренние дефекты сварных швов. Применение УЗК в практике строительства полиэтиленовых трубопроводов является необходимым условием повышения надежности сооружаемых газораспределительных систем.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

В каких случаях нормами предусмотрена вырезка производственных (контрольных) соединений?
1. По требованию органов надзора в случае обнаружения нарушений технологии сварки;
2. При строительстве газопроводов с использованием сварки нагретым инструментом встык;
3. При изменении технологии сварки.
Правильный ответ: 1.

К какому способу сварки относится следующий критерий внешнего вида сварного соединения: «смещение наружных кромок свариваемых заготовок не должно превышать 10 % от номинальной толщины стенки трубы (детали)»?
1. К сварке деталями с ЗН;
2. К сварке нагретым инструментом встык;
3. К обоим способам сварки.
Правильный ответ: 2.

Допускается ли исправление сварных соединений, забракованных при внешнем осмотре и измерительном контроле?
1. Допускается для соединений, выполненных деталями с ЗН;
2. Допускается для соединений, выполненных сваркой нагретым инструментом встык;
3. Не допускается.
Правильный ответ: 3.

Назовите три типа разрушения образцов сварных стыковых соединений при механических испытаниях на осевое растяжение:
1. Тип А, тип Б, тип В;
2. Годный, спорный, бракованный;
3. Тип I, тип II, тип III.
Правильный ответ: 3.

Какие дефекты стыковых соединений выявляются ультразвуковым методом контроля:
1. Внутренние и внешние;
2. Одиночные и протяженные;
3. Расположенные в материале шва и валиках грата.
Правильный ответ: 2.

7.4. Экспресс-методы контроля сварных соединений, выполненных при помощи деталей с закладными нагревателями

Для соединений, выполненных при помощи деталей (фитингов) с закладными электронагревателями, к экспресс-методам контроля относят:

– **внешний осмотр и пневматические испытания**, которым подвергаются все соединения;

– **испытание на сплющивание (для деталей муфтового типа) и отрыв (для седловых отводов)**, используемые, в основном, только при оценке квалификации сварщика на этапе подготовки к строительству.

По технологии осуществления сварка деталями с закладными нагревателями еще более проста, чем стыковая сварка. Это обусловлено меньшим количеством технологических операций и параметров сварки, а также тем, что данный вид сварки изначально подразумевал использование полностью автоматизированных аппаратов. Сварочные аппараты автоматически выполняют поддержание заданных параметров сварки и контроль за их прохождением. Тем не менее возникновение дефектов в сварных соединениях вполне возможно.

К примеру, отсутствие корректировки параметров сварки относительно их базовых значений (меняется, как правило, время сварки) в условиях отрицательных температур окружающего воздуха может привести к возникновению непроваров по причине недостаточной температуры расплава. Аналогичные дефекты возникают в случае неправильно введенной информации о параметрах сварки. Это приводит или к перегреву и деструкции материала, или к недогреву расплава и отсутствию физического взаимодействия между соединяемыми поверхностями. Неточность в подгонке труб ведет или к деформации спирали закладного нагревателя (при недостаточной обработке поверхности трубы), или к непроварам из-за неполного заполнения расплавом поли-

А – отрыв при сплющивании; Б – локальный непровар

Рисунок 128. Сегмент муфтового соединения после испытания на сплющивание

этилена зазоров между трубой и деталью (при чрезмерной обработке) (рисунок 128). Присутствие на трубах перед сваркой влаги приводит к появлению пористости или трещин. Возможно смещение труб при сварке и возникновение других подобных дефектов.

О наличии подобных внутренних дефектов, хотя и скрытых корпусом соединительной детали, иногда можно догадаться по некоторым наружным признакам, для чего и проводится визуальный контроль. Предупредить возникновение дефектов помогают механические испытания, которым подвергают пробные сварные соединения.

Внешнему осмотру подлежат все сварные соединения. При этом внешний вид соединений должен отвечать следующим требованиям:

– трубы за пределами соединительной детали должны иметь следы механической обработки (зачистки);

– индикаторы сварки деталей должны находиться в выдвинутом положении;

– угол излома сваренных труб или трубы и соединительной детали не должен превышать 5°;

– поверхность деталей не должна иметь следов температурной деформации или сгоревшего полиэтилена;

– по периметру детали не должно быть следов расплава полиэтилена, возникшего в процессе сварки.

Внешний осмотр соединений, выполненных деталями с закладными нагревателями, часто дает информацию только о том, был ли проведен процесс сварки или нет. Об этом судят по положению индикаторов сварки. Поскольку поверхность контакта скрыта от глаз наблюдателя поверхностью детали, судить по внешним признакам о том, как протекали процессы формирования сварного соединения практически невозможно. Поэтому внешний вид поверхности детали лишь в редких случаях может являться достаточным основанием для

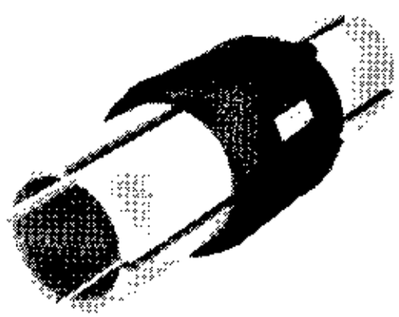


Рисунок 129. Схема изготовления образцов-сегментов

отбраковки сварного шва. Характерными признаками наличия дефекта могут стать даже незначительно деформированная поверхность детали или видимое появление расплава в зоне соприкосновения.

Критерии оценки внешнего вида соединений, выполненных при помощи деталей с закладными нагревателями, приведены в таблицах 102 и 103 (извлечение из СП 42-103-2003). Результаты внешнего осмотра считают положительными, если соединения отвечают всем требованиям, предъявляемым к внешнему виду и критериям оценки дефектов.

О качестве полученного соединения опосредованно можно судить по распечатке параметров сварки, которую получают от запоминающего устройства сварочного аппарата. Такая распечатка в виде небольшого протокола может дать всю необходимую информацию об условиях сварки: технологических параметрах, температуре воздуха, типе соединительной детали и т.д. Сравнительный анализ полученных распечаток с паспортными требованиями на данный вид соединительной детали является объективным показателем для того, чтобы говорить о надежности каждого полученного соединения. Соответственно, при проведении работ на трассе строительства должна быть обеспечена точная маркировка сварных соединений в соответствии с порядковым номером сварочного протокола.

Для **испытаний на сплющивание** соединений муфтового типа (муфт, переходов, тройников, заглушек) подготавливаются патрубки с расположенными по центру соединительными деталями. Из каждого патрубка изготавливаются образцы-сегменты (рисунок 129) путем разрезания патрубка на продольные полосы. Для резки используют фрезерные станки, для труб малых диаметров (De 20–63 мм) можно воспользоваться ручными ножовками.

Длина патрубков и количество образцов должны соответствовать данным таблицы 104 и рисунку 130. Размеры образцов для труб De 250 мм и более отечественными нормами не определены. Количество образцов-сегментов, предусмотренное СП 42-103-2003, отличается от требований международного стандарта ISO/DIS 13966:1997, согласно которому труба разрезается на два (для De 16–75 мм) или четыре (De 90–225 мм) сегмента (вырезка восьми сегментов ISO не предусматривается).

Требования СП 42-103-2003 предписывают изготавливать образцы не ранее чем через 24 часа после сварки. Испытания образцов должны производиться после их кондиционирования при (23 ± 2) °С в течение

Таблица 102. Критерии оценки седловых отводов внешним осмотром

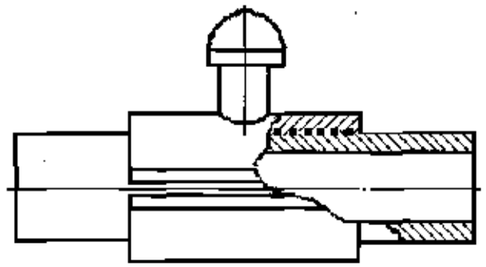
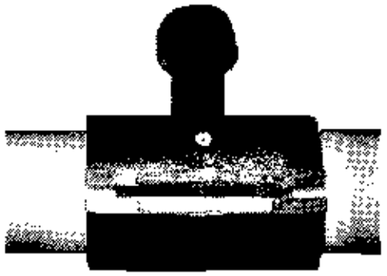
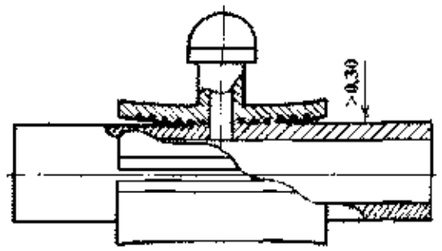
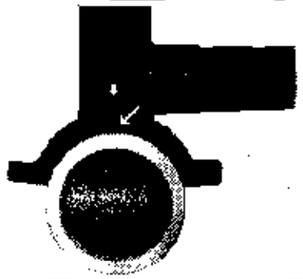
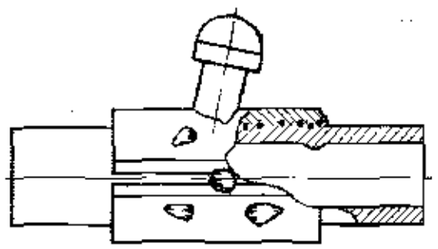
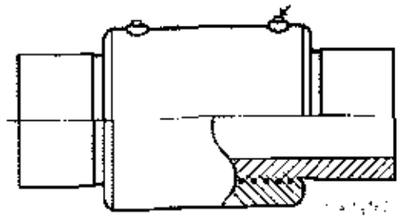
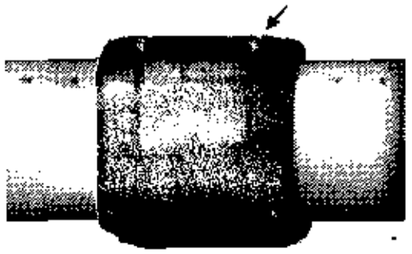
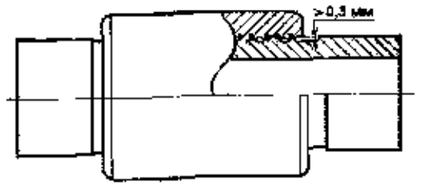
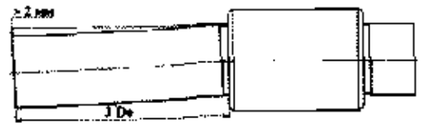
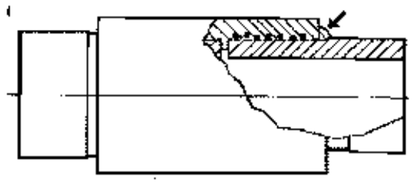
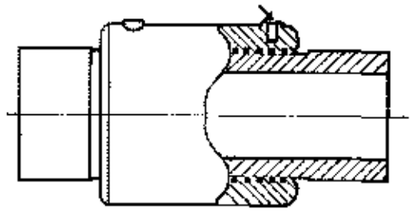
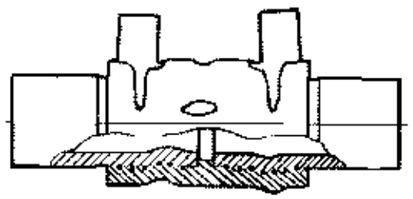
Краткое описание	Критерии оценки	Возможная причина возникновения
1. Хорошее соединение, отвод плотно облегает поверхность трубы	Гладкая поверхность отвода без искривлений и зазоров	Соблюдение технологических операций и параметров сварки в пределах нормы
Графическое изображение	**Внешний вид**	
		
Краткое описание	**Критерии оценки**	**Возможная причина возникновения**
2. Брак. Зазор между охватывающей частью детали и трубой	Более 0,3 мм*	Чрезмерная обработка поверхности трубы или недостаточное усилие прижатия отвода
Графическое изображение	**Внешний вид**	
		
Краткое описание	**Критерии оценки**	**Возможная причина возникновения**
3. Брак. Температурная деформация наружной поверхности отвода	Появление гофра на поверхности	Чрезмерное время нагрева или напряжение питания
Графическое изображение	**Внешний вид**	
		

Таблица 103. Критерии оценки деталей муфтового типа внешним осмотром

Краткое описание	Критерии оценки	Возможная причина возникновения
1. Хорошее соединение, деталь плотно охватывает концы свариваемых труб (индикаторы сварки выступают над поверхностью детали)	Гладкая поверхность детали без видимых зазоров	Соблюдение технологических операций и параметров сварки в пределах нормы
Графическое изображение	**Внешний вид**	
		
Краткое описание	**Критерии оценки**	**Возможная причина возникновения**
2. Брак. Зазор между охватывающей частью детали и трубой	Более 0,3 мм*	Чрезмерная обработка поверхности трубы или эллипсность трубы
Графическое изображение	**Внешний вид**	
		
Краткое описание	**Критерии оценки**	**Возможная причина возникновения**
3. Брак. Непараллельность (искривление осей трубы и детали)	Более 2,0 мм на длине L = 3de	Недостаточное заглубление концов труб внутрь детали или деформация соединения до его остывания
Графическое изображение	**Внешний вид**	
		

* Примечание. Указанная в СП 42-103-2003 величина зазора (более 0,3 мм), по мнению авторов, может приниматься при контроле сварных соединений труб De 20–50 мм. Для труб De 63–200 мм и De 225 мм и более за браковочный показатель зазора целесообразно принимать величину более 0,5 мм и 0,75 мм соответственно, а для деталей с открытой спиралью – более 0,75 мм и 1,0 мм соответственно.

Окончание таблицы 103

Краткое описание	Критерии оценки	Возможная причина возникновения
4. Брак. Частичное появление расплава полиэтилена по торцам детали	Не допускается	Сдвиг трубы в процессе сварки или смещение спирали
Графическое изображение	**Внешний вид**	
		
Краткое описание	**Критерии оценки**	**Возможная причина возникновения**
5. Брак. Индикаторы сварки в исходном положении	Не допускается	Недостаточное время сварки или недостаточное напряжение, подаваемое на спираль детали
Графическое изображение	**Внешний вид**	
		
Краткое описание	**Критерии оценки**	**Возможная причина возникновения**
6. Брак. Местное расплавление поверхности детали	Не допускается	Чрезмерное время нагрева или напряжение питания
Графическое изображение	**Внешний вид**	
		

не менее 2 часов. Испытания образцов заключаются в сжатии каждого сегмента по схеме, представленной на рисунке 131, с последующим измерением длины появившейся трещины в зоне сварки и расстояния между крайними витками спирали закладного нагревателя.

Таблица 104. Параметры образцов для испытаний

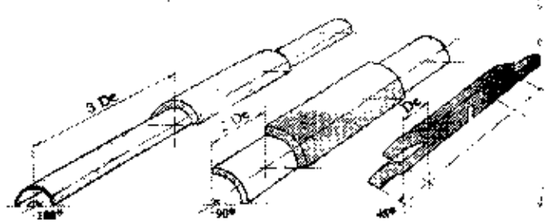
Номинальный диаметр труб, De, мм	Длина свободной части образца, не менее	Количество образцов из одного патрубка, шт	Угол сегмента, град
20-75	3De	2	180
90-125	2De	4	90
140-225	1De	8	45

Для испытания применяют механизированный пресс, обеспечивающий сближение плит со скоростью (100 ± 10) мм/мин. Допускается использование пресса со скоростью сближения плит (20 ± 2) мм/мин. Образцы-сегменты труб диаметром до 63 мм включительно допускается испытывать плавным деформированием в слесарных тисках. Сжатие производится до величины, равной двойной толщине стенки трубы. После снятия нагрузки образец извлекают из пресса или тисков и визуально осматривают, определяя наличие отрыва трубы от соединительной детали. Для каждого образца определяется процент отрыва C_c по формуле:

$C_c = (l / L)100$

где: l – длина шва после испытания, не подверженная отрыву, мм;

L – длина зоны сварки (длина шва) в пределах одной трубы, определяемая по расстоянию между крайними витками спирали закладного нагревателя, мм.



Трубы De 20–75 мм; трубы De 90–125 мм; трубы De 140–225 мм

Рисунок 130. *Общий вид образцов – сегментов*

Результаты испытаний считают положительными, если на всех испытанных образцах отрыв не наблюдался или если отношение длины шва, не подвергнутой отрыву, к общей измеренной длине шва составляет не менее 40 % ($C_c \geq 40$ %).

Испытание на отрыв седловых отводов производится плавным отделением отвода от полиэтиленовой трубы.

Узел сварного соединения испытывается целиком. Длину привариваемого патрубка принимают равной длине седла отвода. Перед испытанием внутрь полиэтиленового патрубка испытываемого образца вводят круглый металлический сердечник, посредством которого осуществляется приложение нагрузки к испытываемому образцу.

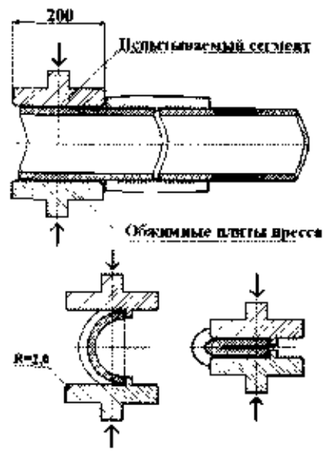
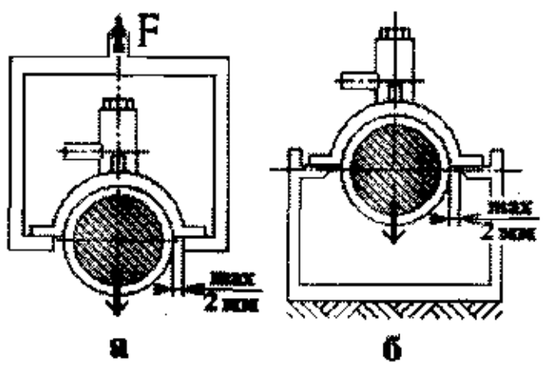


Рисунок 131. Схема испытания муфты на сплющивание

Диаметр сердечника должен быть на 0,3–0,5 мм меньше внутреннего диаметра труб, рассчитанных с учетом допуска на толщину стенки (для труб De 63 SDR 11–49,5 мм, 110 SDR 11–87,5 мм и т.д.). Для удобства испытаний допускается срезание хвостовика седлового отвода, а также укорочение отводного патрубка.

В случае, если корпус седлового отвода представляет собой хомут, обхватывающий трубу по окружности, предварительно производится фрезерование боковых частей седлового отвода вдоль всей длины. Фрезерование седлового отвода рекомендуется производить не ранее чем через 6 часов после сварки.



а – растягивающая нагрузка;
б – сжимающая нагрузка

Рисунок 132. Схема испытания седлового отвода на отрыв

Испытания образцов должны производиться после их кондиционирования в течение 2 часов при (23 ± 2) °С. Возможные схемы испытания показаны на рисунке 132. Скорость деформации образца должна составлять (100 ± 10) или (20 ± 2) мм/мин. Испытание производится до полного отделения седлового отвода от полиэтиленовой трубы.

Качество соединения оценивают по виду излома в месте сварки седлового отвода с трубой. Излом должен иметь полностью или частично пластичный (вязкий) характер разрушения по замкнутому периметру сварного шва. Во время испытания фиксируется также разрушающая нагрузка, которая является вспомогательной величиной, не влияющей на оценку качества сварного соединения.

При испытаниях на сплющивание и отрыв можно получить очень большой разброс в показаниях. Это обусловлено тем, что наличие спирали закладного нагревателя затрудняет протекание реологических процессов, необходимых для образования сварного соединения. Количество вводимой энергии у деталей различных изготовителей может отличаться относительно оптимальной величины, необходимой для образования расплава с минимальной вязкостью, вследствие чего процент отрыва при испытаниях различных деталей получается заметно больше или меньше.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Какие причины могут привести к появлению дефекта в виде нахождения индикаторов сварки в исходном положении при сварке труб деталями с ЗН?

1. Использование аппарата с ручным вводом параметров сварки;
2. Использование труб с истекшим гарантийным сроком хранения;
3. Недостаточное время сварки или недостаточное напряжение, подаваемое на спираль детали.

Правильный ответ: 3.

Не менее какого значения должен быть процент отрыва при испытании сварного соединения на сплющивание?

1. Не менее 40 %;
2. Не менее 80 %;
3. Не более 40 %.

Правильный ответ: 1.

Что такое «процент отрыва» при испытании сварных соединений, выполненных при помощи муфт с ЗН?

1. Отношение длины появившейся трещины к длине муфты;
2. Отношение длины сварного шва, не подвергнувшегося отрыву, к полной длине сварного шва в пределах одной трубы;
3. Отношение полной длины сварного шва в пределах одной трубы к длине сварного шва, не подвергнувшегося отрыву.

Правильный ответ: 2.

По какому критерию оценивается качество сварного соединения, выполненного седловым отводом с ЗН?

1. По величине разрушающей нагрузки;
2. По характеру разрушения (пластичный, хрупкий);
3. Все вышеперечисленные ответы правильные.

Правильный ответ: 2.

Раздел восьмой. Выполнение монтажных работ

8.1. Подготовительные и земляные работы

При строительстве газопроводов используют хорошо освоенные и зарекомендовавшие себя схемы организации работ, учитывающие специфические требования, присущие такому материалу, каким являются полиэтиленовые трубы. Использование полиэтиленовых труб позволяет значительно повысить скорость выполнения сварочных работ и, соответственно, наращивание трубной плети. Одна сварочная бригада может сварить за рабочую смену до 250 м труб длиной до 12 м и до 3000 м при использовании длинномерных труб. Под эту скорость должны задаваться скорости выполнения всех подготовительных операций и земляных работ.

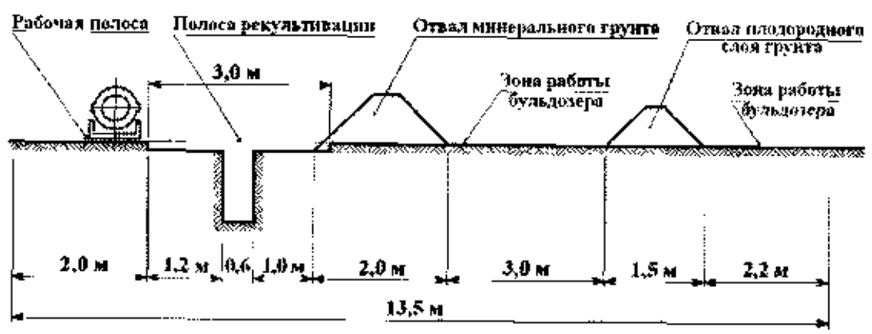


Рисунок 133. Схема полосы временного отвода земли на рекультивируемых землях

К подготовительным работам по строительству газопроводов строительная организация приступает после получения разрешения на строительство у соответствующих органов исполнительной власти, получения от заказчика и проверки проектно-сметной документации и создания им геодезической разбивочной основы. Разрешение на строительство является документом, удостоверяющем право собственника сооружаемого объекта осуществить прокладку газопровода. Разрешение выдается в соответствии с Градостроительным кодексом РФ на основании заявлений юридических лиц и при наличии утвержденной проектной документации.

Перед началом строительства строительно-монтажная организация должна выполнить на трассе следующие работы:

– контроль геодезической разбивки трассы;

– планировку трассы;

– земляные работы;

– транспортировку труб на объект и дополнительный контроль их состояния;

– раскладку труб на трассе;

– размещение сварочного оборудования.

Геодезическая разбивка трассы производится путем установки по оси газопровода реперных указателей или знаков. Знаки устанавливаются:

– на углах поворота трассы (не менее двух на каждое направление угла);

– на прямолинейных участках в пределах их видимости, но не реже, чем через 500 м;

– на переходах через реки, овраги, дороги и другие естественные и искусственные препятствия (не менее двух с каждой стороны);

– в местах выполнения ответвлений.

Полоса отвода земли под трассу газопровода назначается исходя из необходимости снятия и складирования плодородного слоя и минерального грунта, а также ширины минимально необходимой рабочей полосы. На пахотных землях полоса отвода земли обычно составляет 13–15 м, на необрабатываемых землях она может быть уменьшена до 10–11 м (рисунок 133).

Оси и границы пересечения полиэтиленового газопровода с другими коммуникациями должны быть обозначены на местности хорошо заметными знаками представителями организаций, эксплуатирующих эти коммуникации. Строительная организация выполняет приемку представленной ему геодезической разбивочной основы, проверяет ее точность, надежность закрепления знаков на местности. К приемке могут привлекаться независимые эксперты. *Приемку геодезической разбивочной основы у застройщика (заказчика) следует оформлять соответствующим актом*[36].

Планировка трассы включает в себя расчистку строительной полосы от деревьев и кустарников, корчевку пней, очистку трассы от снега и

мусора, снятие и складирование плодородного слоя земли и пр. Планировка производится с таким расчетом, чтобы после выемки грунта при рытье траншеи оставалась спланированная полоса для размещения на ней сварочного оборудования, проезда автотранспорта и передвижения строительных машин. Рекомендуемая ширина спланированной рабочей полосы составляет не менее 2,0 м. Временные дороги (технологические проезды) для строительных и транспортных машин устраивают однополосными с необходимым уширением в местах разворотов, поворотов и разъездов. Разъезды целесообразно устраивать на расстоянии прямой видимости, но не более чем через 600 м. Технологические проезды при пересечении газопроводом подземных магистральных нефте- и газопроводов могут устраиваться с использованием стандартных железобетонных плит.

Земляные работы заключаются в рытье траншей под трубы газопровода и устройстве котлованов под колодцы, ГРП (ШРП) и опоры надземных участков. Размеры и профили траншеи и котлованов устанавливаются проектом в зависимости от диаметра труб газопровода, характеристики грунтов, гидрогеологических, температурных и других условий. *Сроки выполнения работ на обрабатываемых землях и порядок проведения рекультивационных работ должен быть согласован с землепользователем*[6].

Рисунок 134. Разработка траншеи экскаватором непрерывного действия

Ширину траншеи в ее основании для полиэтиленовых газопроводов рекомендуется принимать не менее: De + 200 мм для труб диаметром до 110 мм включительно, De + 300 мм для труб диаметром до 110 мм. При этом желательно, чтобы ширина траншеи была не менее 250 мм для труб De до 50 мм включительно для удобства выравнивания дна траншеи. *Допускается уменьшение ширины траншеи (устройство узких траншей) или канала (при бестраншейной прокладке) вплоть до диаметра укладываемой трубы при условии, что температура поверхности трубы при укладке не выше плюс 20 °С, а также исключения возможности повреждения ее поверхности*[12].

При прокладке труб с температурой поверхности не выше +20 °С будет обеспечено непревышение температурного интервала при эксплуатации более 30 °С (температура при эксплуатации труб, как правило, не бывает ниже минус 10 °С) и, тем самым, гарантировано отсутствие чрезмерных напряжений в трубах от температурных деформаций. Температура воздуха при устройстве узких траншей не должна быть выше +10 °С. Устройство узких траншей может предусматриваться в минеральных грунтах без включения щебня, когда не требуется устройство выравнивающего основания (постели). При этом в летний период укладка труб должна выполняться в ночные часы, как наиболее холодное время суток.

На подрабатываемых территориях и в районах с сейсмичностью свыше 8 баллов рекомендуется устраивать более широкие траншеи, позволяющие производить укладку труб с возможно большей волной изгиба. Такая прокладка в сочетании с засыпкой траншеи мало защемляющими материалами (крупным песком) обеспечивает большую подвижность труб и снижение воздействий на них деформирующегося грунта.

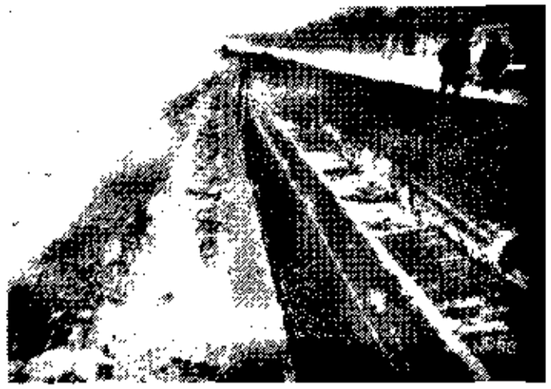


Рисунок 135. Траншея прямоугольного профиля под трубы газопровода

Глубину прокладки газопроводов принимают согласно требованиям проекта (как правило, не менее 1,0 м до верха трубы). В местах прохождения грунтовых (полевых) дорог, где устройство защитных футляров не предусматривается, глубину траншеи увеличивают на 0,2–0,5 м для снижения воздействия на трубы газопро-

вода нагрузки от колесного и гусеничного транспорта. Для скальных грунтов и грунтов с включением щебня учитывается дополнительная глубина разработки грунта на устройство защитной подсыпки. В сильнопучинистых грунтах глубина заложения газопроводов назначается исходя из степени пучинистости и уровня сезонного промерзания грунта (см. главу 2.6).

В местах расположения седловых отводов устраивают плавное понижение дна траншеи на 5–10 см, поскольку седловые отводы по своей конструкции обеспечивают некоторое возвышение отводящей трубы по отношению к трубе основного распределительного газопровода.

Траншеи под трубопровод в связных грунтах отрываются, как правило, прямоугольного профиля. В тех случаях, когда в траншее необходима работа людей (места размещения оборудования для выполнения переходов под дорогами, стыковки отдельных участков газопровода и пр.) устраивают местные уширения траншеи (приямки), при необходимости придавая их стенкам наклонный профиль (таблицы 105–106), в соответствии с требованиями СНиП III-42-80 и ГОСТ Р 12.3.048-2002. В илистых и плывунных грунтах, не обеспечивающих сохранение откосов, траншеи и котлованы разрабатываются с креплением и водоотливом.

Разработку траншей под полиэтиленовый газопровод, включая углы поворота трассы, запланированные к выполнению упругим изгибом труб, выполняют механизированным способом с помощью роторных экскаваторов. Местные уширения траншеи и крутоизогнутые углы поворотов, выполняемые при помощи отводов заводского изготовления, разрабатываются одноковшовыми экскаваторами. Выброс грунта рекомендуется осуществлять в одну сторону, при этом желательно, чтобы отсыпанный грунт располагался от бровки траншеи на расстоянии не ближе 0,5 м и с той стороны, откуда возможен приток дождевых или талых вод. Противоположная сторона траншеи (рабочая полоса) остается свободной для передвижения транспорта и производства сварочных и укладочных работ.

В зимний период траншея в задел, как правило, не разрабатывается во избежание ее заноса снегом и промерзания. Очистку трассы от снега производят непосредственно перед разработкой траншеи. Длина очищаемого участка трассы определяется в зависимости от скорости укладки сваренной плети труб или размотки полиэтиленовой бухты (катушки), производительности сварочного оборудования и должна соответствовать выработке строительной бригады за одну-две смены. Укладывать трубопровод на дно траншеи со льдом или снегом запрещается, поскольку в этом случае не будет гарантировано его проектное положение в результате обводнения траншеи в весенний период и возможного всплытия труб газопровода.

На переходах через автодороги, трамвайные и железнодорожные пути разработку грунта ведут, как правило, закрытым способом, используя методы горизонтально направленного бурения, прокалывания или продавливания. Одним из наиболее распространенных и подходящих для полиэтиленовых труб способов на сегодняшний день является метод горизонтально направленного бурения. Другой возможный способ – прокол грунта, позволяющий пробивать скважины условным диаметром до 400 мм и длиной до 60 м с использованием гидродомкратов, пневмо- и гидроударных молотов-пробойников (рисунок 136). Пробивание горизонтальной скважины осуществляется стальной защитной трубой-футляром, конец которой снабжен конусным наконечником несколько большего (на 20–50 мм) диаметра. Горизонтально направленное бурение и продав-

Таблица 105. Уклон стенок котлованов, выполняемых в сухих грунтах без их крепления

Вид грунта	Крутизна откоса (отношение его высоты к заложению), при глубине выемки, м, не более	
	1,5	3,0
Насыпные неуплотненные	1 : 0,67	1 : 1
Песчаные и гравийные	1 : 0,5	1 : 1
Супесь	1 : 0,25	1 : 0,67
Суглинок	1 : 0	1 : 0,5
Глина	1 : 0	1 : 0,25
Лессы и лессовидные	1 : 0	1 : 0,5

Таблица 106. Уклон стенок котлованов, выполняемых на обводненных береговых участках без их крепления

Вид грунта	Крутизна откоса (отношение его высоты к заложению), при глубине траншеи, м	
	до 2,0	более 2,0
Пески мелкие	1 : 1,5	1 : 2
Пески средней зернистости и крупные	1 : 1,25	1 : 1,5
Суглинки	1 : 0,67	1 : 1,25
Гравийные и галечниковые	1 : 0,75	1 : 1
Глины	1 : 0,5	1 : 0,75
Предварительно разрыхленный скальный грунт	1 : 0,25	1 : 0,25

ливание являются наиболее универсальными способами прокладки футляров и наилучшим образом обеспечивают сохранность насыпи и полотна дорожной одежды.

На пересечениях с подземными инженерными сетями разработка грунта ведется вручную. Разработка грунта экскаватором заканчивается не ближе 2 м от боковой стенки и не ближе 1 м над верхом подземной коммуникации. Вскрытые электрические кабели и кабели связи защищают от механических повреждений и провисания с помощью футляров из полиэтиленовых или других труб, подвешенных к опорному брусу. При широких траншеях (более 1 м) от провисания защищают и трубы водо- и газопроводов.

При необходимости до или после проведения земляных работ производится строительство временных зданий и сооружений (тепляков, переходных трапов через траншеи, защитных ограждений).

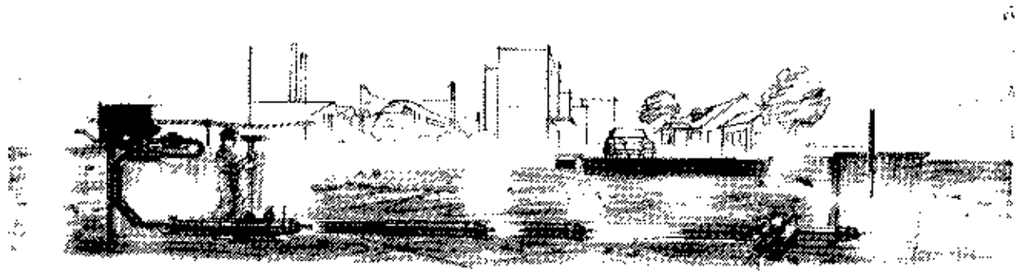


Рисунок 136. Схема прокладки защитного футляра методом прокола с использованием гидропробойника фирмы «Tracto-Technic»

К моменту укладки трубопровода необходимо произвести проверку глубины вырытой траншеи согласно проектным отметкам, окончательную зачистку и выравнивание дна траншеи вручную. Дно траншеи должно быть очищено от веток, камней, строительного мусора, снега и т.п.

При поступлении труб и деталей на объект производится внешний осмотр с целью обнаружения возможных повреждений при транспортировке, а также проверка на соответствие маркировок сопроводительным документам[12]. Внешний осмотр может выполняться под контролем мастера (прораба). При обнаружении поврежденных труб или деталей, имеющих глубокие забоины, царапины (более 10 % от номинальной толщины стенки), труб, сильно сплющенных в результате неправильного хранения, их отбраковывают. Отбракованные отрезки

труб в дальнейшем могут использоваться на трассе в качестве перемычек над траншеей, используемых при укладке газопровода.

Транспортировка полиэтиленовых труб на объект и развозка их по трассе выполняется автомобильным транспортом. Количество вывозимых на объект труб должно устанавливаться в пределах сменной выработки сварочной бригады. При большем количестве вывезенных труб часто возникают проблемы по их сохранности. В практике строительства были неоднократные случаи, когда излишек труб не уложенный в траншею подвергался «испытаниям на прочность» со стороны люмпенизированной части населения путем забивки гвоздей, использования в качестве мишеней для огнестрельного оружия и т.п.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Кто должен обеспечить геодезическую разбивку трассы?

1. Заказчик объекта строительства;
2. Генеральная подрядная организация;
3. Проектная организация.

Правильный ответ: 1.

Должен ли проводиться осмотр труб и деталей, поступающих на объект строительства?

1. Осмотр не проводится, поскольку трубы и детали прошли входной контроль качества;
2. Должен, с целью подтверждения физико-механических характеристик труб требованиям стандартов;
3. Должен, с целью обнаружения возможных повреждений при транспортировке.

Правильный ответ: 3.

Трубы раскладываются на трассе в зависимости от принятой схемы проведения сварочных работ. При трассовой схеме раскладку труб мерной длины следует проводить по всему коридору трассы торец в торец и без интервала; при стендовой схеме – в месте планируемого размещения сварочной машины (аппарата). Длинномерные трубы (в бухтах, на катушках и на барабанах) доставляются на объект непосредственно перед их размоткой.

Сварочная машина или аппарат устанавливается на трассе с учетом удобства проведения работ по сварке полиэтиленовых труб. При этом выбирается место расположения передвижной электростанции или точка подключения к проводной линии электросети.

8.2. Транспортирование и хранение труб и деталей

Транспортирование и хранение полиэтиленовых труб и соединительных деталей осуществляют в соответствии с требованиями нормативно-технической документации на эти изделия. С завода-изготовителя трубы мерной длины диаметром 225 мм и менее поступают связанными в пакеты массой до 3 т. Из отдельных пакетов могут формировать-

ся блок-пакеты массой до 5 т. Пакеты труб скрепляются не менее чем в двух местах на расстоянии 2–2,5 м. Трубы диаметром более 225 мм, а по согласованию с потребителем и меньшего диаметра, в пакеты не связывают. Трубы в бухтах скрепляются в четырех-шести местах. При упаковке труб в бухты и на катушки в концы труб вставляют заглушки и жестко закрепляют.

Соединительные детали с завода (от поставщика) транспортируют упакованными в различного вида ящики: фанерные, дощатые (ГОСТ 9396-88), деревянные (ГОСТ 9396-88, ГОСТ 18573-86, ГОСТ 2991-85), в контейнеры – пакеты из резино-текстильного материала, в мешки из полиэтиленовой пленки (ГОСТ 10354-82, ТУ 6-05-1631-78), полиэтиленовые мешки (ГОСТ 17811-78). Размеры ящиков, контейнеров-пакетов и мешков принимают исходя из габаритов и массы упаковываемых деталей. Детали с закладными нагревателями предварительно упаковываются изготовителем в заваренные полиэтиленовые пакеты.

При транспортировке под укрытием, предохраняющим от воздействия прямого солнечного излучения и атмосферных осадков, допускается упаковка деталей в ящики из гофрированного картона (ГОСТ 9142-84, ГОСТ 22852-77) или бумажные мешки (ГОСТ 2226-88). Согласно действующим стандартам на детали при их отгрузке самовывозом на автотранспорте заказчика допускается другой вид упаковки, обеспечивающий сохранность деталей при транспортировании и хранении в течение гарантийного срока. Это требование подразумевает наличие в транспорте заказчика собственной упаковочной тары. В одну упаковочную тару укладываются детали из одной партии. Соединительные детали без закладного нагревателя при их транспортировке вместе с трубами допускается перевозить в связках массой до 25 кг без упаковки. При транспортировании и хранении целесообразно сохранять заводскую упаковку вплоть до момента начала использования труб и деталей.

Транспортирование труб и соединительных деталей осуществляют любым видом транспорта в соответствии с правилами перевозки грузов, действующими на данном виде транспорта. *При железнодорожных перевозках трубы длиной до 5,5 м транспортируют в крытых вагонах, трубы длиной более 5,5 м транспортируют в открытом подвижном составе, а также на специализированных платформах грузоотправителя*[1].

Основным видом транспортировки является автомобильный транспорт, перевозка на котором производится в соответствии с «Правилами дорожного движения». Транспортирование полиэтиленовых труб плетевозами не допускается. При транспортировании полиэтиленовые трубы следует укладывать на ровную поверхность транспортных средств, без острых выступов и неровностей во избежание повреждения. Длина свешивающихся с транспортных средств концов труб не должна превышать 1,5 м (для труб De менее 110 мм – не более 1,0 м). Опорные поверхности транспортных средств должны иметь деревянную обрешетку или покрыты резиной или другим мягким материалом.

В связи с тем, что полиэтиленовые трубы с понижением температуры становятся хрупкими, *транспортировка, погрузка и разгрузка труб производятся при температуре наружного воздуха не ниже минус 20 °С. Допускается погрузку, разгрузку и транспортировку труб в пакетах производить при температуре окружающего воздуха до минус 40 °С, при этом следует избегать резких рывков и соударений*[12]. Эти же требования можно распространить и на соединительные детали. Во избежание продольного перемещения, перекатывания или падения при движении трубы должны быть надежно закреплены.

При воздействии на трубы и детали ультрафиолетового излучения (основной фактор), сверхнормативных температур, кислорода воздуха, происходит ускоренное старение полиэтилена, которое выражается в постепенном ухудшении физико-механических свойств: уменьшается пластичность, ударная вязкость, повышается склонность к хрупкому разрушению. В случае исключения прямого солнечного воздействия процесс старения резко замедляется. Поэтому длительное хранение труб и соединительных деталей должно производиться в условиях, предотвращающих попадание прямых солнечных лучей.

Исполнитель обеспечивает складирование и хранение материалов и изделий в соответствии с требованиями стандартов и ТУ на эти материалы и изделия[36]. Трубы и соединительные детали хранят по ГОСТ 15150-69 в условиях не хуже 5 (ОЖ4) (таблица 107), в закрытых складских неотапливаемых или отапливаемых помещениях в условиях, исключающих их деформирование, попадание нефтепродуктов и жиров, а при наличии отопления, не ближе 1 м от нагревательных приборов. Детали желательно хранить на стеллажах. Для труб допускается временное хранение на открытых площадках (условия 8 (ОЖ3) по ГОСТ 15150-69) сроком не более шести месяцев с момента их изготовления.

Таблица 107. Условия хранения изделий по ГОСТ 15150-69

Условия хранения	Обозначение условий хранения			Климатические факторы					
	Основное	Вспомогательное							
		Буквенное	Текстовое	Температура воздуха, °С	Относительная влажность	Солнечное излучение	Интенсивность дождя	Пыль	Плесневые и деревоотачивающие грибы
Навесы или помещения, где колебания температуры и влажности несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе (например, палатки, металлические хранилища без теплоизоляции), расположенные в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом в атмосфере любых типов	5	ОЖ4	Навесы в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом	От +50 до –50	У2 (от 80 % при 15 °С до 100 % при 25 °С)	Н	–	+	–

Знак минус «–» означает, что воздействие фактора не учитывается; знак плюс «+» – воздействие фактора учитывается; знак Н – воздействие фактора существенно меньше, чем для случая, обозначенного знаком плюс «+»

Соединительные детали без упаковки (это требование не относится к деталям с закладными нагревателями) могут храниться как в связках, так и поштучно высотой в один ряд. Рекомендуется для хранения укладывать их в полиэтиленовые пакеты. *Соединительные детали с ЗН хранятся в индивидуальных герметичных полиэтиленовых пакетах до момента их использования*[12].

Запрещается хранение легковоспламеняющихся веществ в одном помещении с трубами и соединительными деталями, а также проведение газоэлектросварочных и других огневых работ на расстоянии ближе 5 м от места складирования полиэтиленовых труб. Место хранения полиэтиленовых труб и деталей должно быть обеспечено средствами пожаротушения.

Трубы и детали должны храниться отдельно по партиям, сортаменту, типу материала. Не допускается при хранении смешивать трубы и детали из полиэтилена разных типов или значений SDR.

При хранении труб в штабелях для предотвращения их раскатывания крайние трубы необходимо подклинивать. Для этой цели допускается также использование других приемов (упоры-ограждения, сборно-разборные стеллажи и др.).

Высота штабеля труб в отрезках и бухтах при хранении свыше 2 месяцев не должна превышать 2 м. При меньших сроках хранения высота штабеля по требованиям ГОСТ Р 50838-95 должна быть не более 3 м для труб с SDR 17 и SDR 17,6 и 4 м – для труб с SDR 11 и SDR 13,6. При хранении труб в пакетах высоту уложенных друг на друга пакетов рекомендуется ограничивать тремя метрами (рисунок 137).

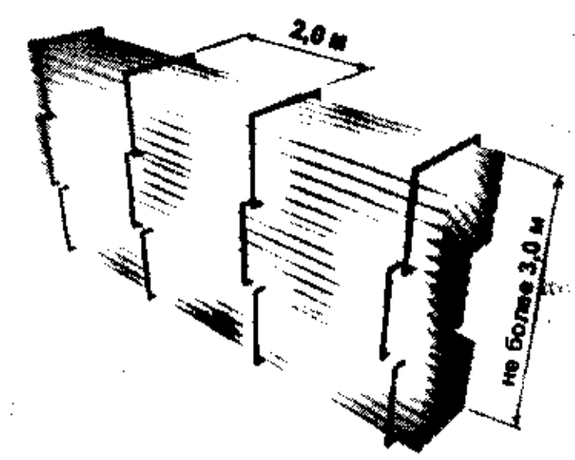


Рисунок 137. Хранение полиэтиленовых труб в штабелях

Трубы в отрезках при складировании укладывают послойно, в шахматном порядке или создавая промежуточные перемычки между ярусами. Трубы в бухтах хранят уложенными в горизонтальном положении, на катушках большого диаметра – в вертикальном положении. От выполнения предписанных условий хранения во многом зависит сохранность труб. Неправильное хранение труб приводит к появлению недопустимой овальности, сложно устранимой при производстве сварочных работ.

Погрузку и разгрузку полиэтиленовых труб производят вручную, автомобильными кранами или вилочными автопогрузчиками. При выполнении погрузо-разгрузочных работ применяют мягкие стропы из полимерных материалов или мягкие монтажные полотенца, не оставляющие дефектов на трубах.

При погрузо-разгрузочных работах не допускается перемещение труб волоком или сбрасывание труб и соединительных деталей с транспортных средств. Перекатку труб разрешается производить только по лагам.

При использовании полиэтиленовых труб и соединительных деталей учитывают, что гарантийный срок их хранения составляет максимум два года при соблюдении условий, исключающих прямое воздейс-

твие солнечных лучей. *По истечении гарантийного срока хранения, указанного в технических условиях, или при нечеткой маркировке труб и соединительных деталей, а также при несоответствии данных маркировки на изделие сопроводительному документу или утере документа о качестве трубы и соединительные детали отбраковываются. Их пригодность к строительству определяется по результатам проведения комплекса испытаний в соответствии с требованиями нормативной документации на их выпуск*[12]. Для комплекса необходимых испытаний можно рекомендовать использование показателей качества, определенных требованиями нормативно-технической документации, в объеме приемосдаточных испытаний продукции.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Какие соединительные детали должны быть упакованы в заваренные полиэтиленовые пакеты?

1. Все соединительные детали упаковываются в заваренные полиэтиленовые пакеты;
2. В заваренные полиэтиленовые пакеты упаковываются детали с ЗН;
3. Необходимость упаковки в заваренные полиэтиленовые пакеты устанавливается изготовителем.

Правильный ответ: 2.

При каких температурах окружающего воздуха допускается транспортирование, погрузка и разгрузка труб, не связанных в пакеты?

1. При температуре не ниже минус 20 °С;
2. При температуре не ниже минус 40 °С;
3. При температуре не ниже минус 50 °С.

Правильный ответ: 1.

В период монтажа трубопроводов трубы вывозят на объект строительства, где устраивают для них временную площадку для хранения (до постепенного использования всех труб). Рекомендуется вывозить то количество труб, которое соответствует сменной выработке. В качестве временной площадки определяют возвышенный и ровный участок, который оборудуют непрозрачным навесом или тентом для защиты труб от прямых солнечных лучей. При складировании труб принимают меры против их самопроизвольного раскатывания. Детали в период строительства хранят в помещении вместе со сварочной техникой или в закрытом кузове транспортного средства. Торцы труб, складируемых на трассе строительства, должны быть закрыты инвентарными заглушками, предотвращающими попадание внутрь труб загрязнений, воды или снега.

8.3. Организация проведения сварочных работ

Строительством полиэтиленовых газопроводов могут заниматься организации, имеющие обученный и аттестованный персонал (в т.ч. сварщиков и специалистов сварочного производства), соответствующие нормативно-техническую и производственную базы, лабораторию контроля качества выполняемых работ, транспортные и грузоподъемные средства, сварочное оборудование. Лицензирование строительной деятельности по сооружению сетей газораспределения как вид государственного регулирования в ближайшей или более отдаленной перспективе планируется отменить. Планируемая отмена лицензирования строительной деятельности (как и проектной) связана с тем, что цель регулирующего воздействия достигается комплексом других методов – государственным надзором и контролем, проводимыми испытаниями, приемкой и вводом в эксплуатацию опасных производственных объектов.

Строительство должно вестись по проектной документации, прошедшей экспертизу, согласования и утвержденной в установленном порядке[21]. Основным документом, регламентирующим порядок проведения строительства, в т.ч. сварочных работ, является ПОС (проект организации строительства), разрабатываемый проектной организацией. Проект организации строительства передается исполнителю работ в составе проектной документации и обычно должен содержать: календарный план строительства, ситуационный план, методы и средства выполнения контроля и испытаний, решения по организации транспорта, осуществлению строительства в сложных условиях и т.п. *По получению проектной документации исполнителю работ следует проверить наличие в применяемой им организационно-технологической документации документированных процедур на все виды производственного контроля качества, проверить их полноту и, при необходимости, откорректировать их, а также разработать недостающие*[36]. Исполнитель работ проверяет возможность реализации проекта с точки зрения имеющегося у него оборудования, возможности приобретения материалов, определяет необходимость разработки новых для него технологических приемов. Выполнение сварочных операций, как правило, выполняется на основании типовых технологических карт, описывающих последовательность выполнения технологических операций, потребность в сварочной технике, способы контроля качества и мероприятия по обеспечению безопасности.

Перед началом строительства его участники своими распорядительными документами назначают должностных лиц, персонально ответственных за возводимый объект: со стороны заказчика – ответственного за ведение технического надзора; со стороны подрядчика – ответственного производителя работ (мастера, прораба), отвечающего за выполне-

ние и качество объекта, в т.ч. за операционный контроль качества сварочных работ; со стороны проектной организации – ответственного за ведение авторского надзора. Со дня начала возведения объекта и до его полного завершения генеральный подрядчик ведет журнал производства работы. Каждая запись сделанная в журнале должна быть подписана лицом, сделавшим эту запись. Журнал производства работ ведется в целом по объекту, с учетом каждого участка работы. В журнале должен отражаться весь ход строительства, а также все связанные с производством работ обстоятельства, имеющие существенное значение.

Сварочно-монтажные работы обычно начинаются после того, как выполнена разработка траншеи, а если земляные работы совмещаются с укладкой труб, то после планировки трассы и составления акта ее разбивки и передачи для подземного газопровода. Перед началом сварочных работ проводится проверка квалификации сварщика. С этой целью он должен сварить в условиях, близких к производственным, допускные сварные соединения (пробные стыки). Допускные стыки свариваются из отрезков поступивших на объект строительства труб того же типоразмерного ряда и той же марки полиэтилена, которые будут использованы в строительстве.

Перед размещением сварочного оборудования должны быть полностью закончены работы по разбивке трассы и подготовлена рабочая полоса необходимой ширины. Сварочное оборудование размещают на участках, куда невозможен приток дождевых или талых вод. В случаях проведения сварочных работ вдоль автодорог вокруг места их проведения выставляются предупредительные знаки. Должно быть предусмотрено обеспечение безопасности работающих от заноса транспортных средств и воздействия выхлопов двигателей.

При размещении сварочного оборудования для стыковой сварки торцовочное устройство и нагреватель располагают в непосредственной близости от центратора, со стороны, свободной от складированных труб. Во избежание загрязнений и повреждений торцеватель и нагреватель должны находиться в транспортном контейнере. Автономный источник электроснабжения располагают на расстоянии в несколько метров и с подветренной стороны. Перед началом работ принимаются необходимые меры по защите людей от поражения электрическим током (защитное заземление, разделительные трасформаторы и другие мероприятия, предусмотренные ПУЭ). В случае проведения сварочных работ в темное время суток организуется местное освещение. Потреб-

ность в защитных палатках, защищающих место сварки от влаги и ветра, определяется в зависимости от климатических условий (во время дождя, снегопада, тумана и при ветре скоростью свыше 10 м/с).

К производству работ по сварке и контролю за ее проведением допускаются аттестованные сварщики и специалисты сварочного производства, прошедшие специальную подготовку и аттестацию с проверкой теоретических и практических навыков и имеющие удостоверение установленной формы с протоколом аттестации. Желательно, чтобы срок действия их квалификационных удостоверений перекрывал планируемый срок выполнения сварочных работ. С целью обеспечения прослеживаемости руководителей, исполнителей и результатов работ, определяющих надежность последующей эксплуатации трубопровода, ведется общий журнал работ. *Общий журнал работ является основным первичным производственным документом, отражающим технологическую последовательность, сроки, качество выполнения и условия производства строительно-монтажных работ* [36]. В журнале отражаются сведения о примененных материалах, методах производства работ, в т.ч. сварочных, проведенных испытаниях трубопровода. Сведения о сварщиках и выполняемых ими работах могут фиксироваться в специальном журнале производства работ.

Организация сварочных работ при строительстве полиэтиленовых газопроводов за время своего внедрения прошла постепенное совершенствование и развитие. К настоящему времени традиционно различают четыре организационных схемы выполнения сварочных работ, каждая из которых имеет свои достоинства и недостатки:

- трассовую, при которой отдельные трубы доставляются непосредственно на трассу, раскладываются вдоль оси газопровода, стыкуются и свариваются в нитку;

– базовую, при которой трубы предварительно сваривают в двух- или трехтрубные секции на трубозаготовительной базе, а затем вывозят на трассу, где производят их сварку в нитку;

– стендовую, при которой одиночные трубы сваривают на трассе в длинномерные плети способом протягивания;

– индустриальную, при которой на трассу доставляются длинномерные трубы в бухтах, где их разматывают и сваривают между собой.

Прежде чем выбрать ту или другую схему производства работ просматривают все возможные варианты, приняв наилучший из них по экономическим и технологическим показателям.

Трассовая схема может рекомендоваться к использованию при наличии у сварочной бригады сопровождающего автотранспорта, в котором установлен автономный источник электроснабжения и находится необходимый комплект вспомогательного оборудования. Использовать трассовую схему без наличия автотранспорта крайне затруднительно из-за веса необходимого к перемещению сварочного оборудования (рисунок 138).

Базовая схема применяется относительно редко и, в основном, когда нет возможности размещения оборудования непосредственно на трассе строительства. Длина свариваемых плетей зависит от возможности автотранспортных средств и обычно не превышает 12–18 м. Базовая схема организации сварочных работ может успешно сочетаться с трассовой, когда одна бригада работает на трубозаготовительной базе, подготавливая плети определенной длины, другая – в полевых условиях, сваривая подготовленные плети между собой.

Рисунок 138. Сварка труб по трассовой схеме организации работ

Стендовая схема (рисунок 139) применяется в случаях, когда существует возможность осевого перемещения сваренных секций труб по трассе без риска их повреждения. С этой целью каждая сварочная машина или аппарат дополнительно оснащается большим количеством роликовых опор, по которым двигаются трубы. Когда на трассе имеется неповрежденный

Рисунок 139. Сварка труб по стендовой схеме организации работ

дерновой слой или снежный наст, предохраняющий поверхность труб от повреждений о твердый грунт, перемещение труб возможно без использования дополнительных опор. Длина свариваемых плетей может составлять от нескольких десятков до сотен метров. Расстояние между роликовыми опорами назначают в 3–5 м друг от друга в зависимости от диаметра свариваемых труб. Сварочное оборудование при данной схеме организации работ находится на подготовленной площадке («стенде») до тех пор, пока не будет обеспечена сварка труб в плеть требуемой (или максимально возможной) длины. После этого оборудование перемещают к новому месту сварки, как правило, туда, где находится свободный конец трубной плети, и работа продолжается по той же схеме. При стендовом методе сварочные работы возможно проводить практически при любых погодных условиях, поскольку на площадке можно установить временное укрытие для всего оборудования и сварочной бригады.

Рисунок 140. Сварка труб по индустриальной схеме организации работ

Индустриальная схема наиболее рациональна с точки зрения производительности работ. В случае использования труб в бухтах усредненной длины 250 м одна бригада может за смену сварить до 3,0 км газопровода. Следует учитывать, что поставляемые в бухтах трубы, как правило, имеют значительную овальность и перед их сваркой требуют предварительного выправления концов.

Производительность сварки зависит от принятой технологии, особенностей работы сварочного оборудования, диаметра свариваемых труб, времени года, характера местности, где ведутся сварочные работы и других факторов. В среднем производительность составляет 20–35 соединений в смену на одну стыковую машину и 12–25 соединений в смену на один аппарат.

Можно существенно увеличить производительность, если использовать при сварке встык два или три центратора (при одном торцевателе и одном нагревателе), а при сварке деталями с закладными нагревателя-

ми два-три позиционера при одном аппарате. В этих случаях производительность может составить 30–45 соединений в смену при сварке нагретым инструментом встык и 25–40 соединений в смену при сварке труб деталями с закладными нагревателями.

На сварку одной соединительной детали с закладными нагревателями в среднем затрачивается на 40 % больше времени, чем при стыковой сварке. Это происходит из-за более медленного остывания разогретой соединительной детали. Этот недостаток полностью устраняется при использовании нескольких позиционеров, в которых происходит остывание полученного сварного соединения. Сам аппарат после сварки сразу освобождается и его можно переносить к новому месту работы.

Какой способ сварки следует использовать при строительстве газопроводов, решает строительная организация исходя из экономической целесообразности и технологических особенностей того или иного способа (таблица 108). Как уже отмечалось ранее, основным преимуществом стыковой сварки полиэтиленовых труб, бесспорно, является отсутствие промежуточных соединительных деталей. Но, как показывает практика, не всегда стыковая сварка оказывается практичной и удобной в применении. Достаточно часто при строительстве полиэтиленовых трубопроводов возникают ситуации, когда громоздкое и тяжелое стыковое сварочное оборудование сложно разместить внутри траншеи при стыковке плетей и других подобных ситуациях. Довольно проблематична сварка нагретым инструментом труб, поставляемых в бухтах и обладающих повышенной овальностью, не говоря уже о трубах с небольшой толщиной стенки. При ремонте полиэтиленовых трубопроводов в ряде случаев стыковая сварка вообще неприменима или нецелесообразна.

Таблица 108. Использование способов сварки труб

Способ сварки	De, мм										
	20/25	32/40	50	63	90	110	125	140	160	225	315
Нагретым инструментом встык	–	–	–	+	+	+	+	+	+	+	+
Деталями с ЗН*	+	+	+	+	+	+	+	±	±	±	±

* – Использование данного способа целесообразно при поставке длинномерных труб.
± – Целесообразно использовать при ремонтных работах или стыковке отдельных плетей.

Во всех вышеперечисленных случаях применяют сварку полиэтиленовых труб при помощи муфт с закладными нагревателями. Данную

технологию также используют при строительстве внутрипоселковых газопроводов с использованием седловых отводов, соединения труб из разных марок полиэтилена, врезки ответвлений в действующие газопроводы. Стыковую сварку наиболее целесообразно использовать при строительстве межпоселковых газопроводов из труб мерной длины.

Как уже было сказано выше сварочные работы проводят, как правило, после разработки траншеи. Исключение могут составить случаи, когда при строительстве используются экскаваторы непрерывного действия, оснащенные устройством для одновременной укладки труб в траншею. В этом случае сварка труб в плеть ведется непосредственно перед прохождением экскаватора, а сама плеть выкладывается по оси трассы. Свободные концы свариваемых плетей при любом способе организации работ должны закрываться временными заглушками, во избежание загрязнения труб и попадания внутрь посторонних предметов.

При составлении графика монтажа газопроводов необходимо назначать ту производительность сварочных работ, которая будет сопоставима с производительностью других составляющих процесса строительства: скорости рытья траншеи, осуществления мероприятий по контролю качества сварных соединений, укладки и засыпки подготовленных плетей газопровода. Сам порядок выполнения сварочных операций подробно изложен в главе 6.2.

Стыковку полиэтиленовых и стальных участком между собой выполняют при помощи соединений типа «полиэтилен – сталь». При использовании стыковой сварки в первую очередь выполняют соединение полиэтиленовых труб, а затем стальных. При сварке муфтами с ЗН порядок монтажа соединения «полиэтилен – сталь» особого значения не имеет. При выполнении электросварочных работ на стальных участках зону соединения полиэтиленовых и стальных труб охлаждают с тем, чтобы температура не поднималась выше 50–60 °С. Неразъемные соединения укладывают на песчаное основание высотой около 10 см и присыпают сверху слоем песка высотой не менее 20 см.

Повороты и ответвления от газопроводов выполняют в соответствии с требованиями проекта, используя соединительные детали с ЗН или литые соединительные детали. Выполнять ответвления, используя стальную вставку в полиэтиленовый газопровод, не рекомендуется. Простые повороты рекомендуется выполнять упругим изгибом труб. Присоединение ответвлений возможно осуществлять как сваркой встык, так и муфтами с ЗН. *При вварке в газопровод фасонных частей, узлов,*

арматуры и прочих устройств обеспечивают соосность вариваемых элементов с газопроводом. Перекосы в горизонтальной и вертикальной плоскостях не допускаются [6].

При подводе труб к стенам газифицируемых зданий желательно, чтобы сварные стыки располагались на некотором расстоянии от них: 1 м (в свету) – для газопроводов низкого и 2 м – для газопроводов среднего и высокого давлений.

В случае выполнения сварочных работ на действующих объектах должны выполняться особые меры безопасности.

С целью обеспечения высокого качества и эффективности сварочных работ *исполнитель работ (подрядчик) осуществляет производственный контроль за соблюдением в процессе строительства требований, установленных в проектной и распространяющейся на объект нормативной документации*[36]. Подробнее про производственный контроль (включающий входной и операционный контроль) и другие виды контроля рассказано в главах 7.2–7.4. Производственный контроль на всех этапах его осуществления проводится специальными службами, создаваемыми в строительной организации и оснащенными техническими средствами, обеспечивающими достоверность и полноту контроля. Для проведения отдельных методов контроля и испытаний могут привлекаться аккредитованные в соответствующей области сторонние лаборатории. Результаты контроля должны быть документированы.

Качество сварочных работ оценивают визуальным и ультразвуковым методами контроля, а также пневматическими испытаниями. *Дефектные сварные соединения полиэтиленовых трубопроводов исправлению не подлежат и должны быть удалены*[3]. Забракованные стыки разрезают ножовкой или гильотинными ножницами, а разрезанные трубы сваривают вновь, либо вместо вырезанных стыков вваривают катушки длиной не менее 500 мм. Желательно производить вырезку стыков в период производства сварочных работ с целью упрощения стыковки плетей и исключения вварки катушек, как более трудоемкой процедуры. После проведения визуального и ультразвукового контроля качества сварных соединений рекомендуется опускать сваренные плети в траншею, с тем чтобы они как можно меньше находились под воздействием солнечного света (рекомендуемый срок – не более 15 суток). В процессе строительства в исключительных случаях может предусматриваться вырезка контрольных сварных соединений из газопровода. *Контрольные соединения выполняются по требованиям органов надзора в случае обнаружения нарушений технологии сварки*[12].

Сварщики, допустившие брак, должны временно отстраняться от работы до прохождения дополнительной практики по сварке и внеочередной аттестации. *При отстранении сварщика от работы за нарушение технологии сварки и повторяющееся неудовлетворительное качество выполняемых им производственных сварных соединений* [выданное ему] *аттестационное удостоверение считается недействительным*[19].

Согласно требованиям ПБ 12-529-03 на сварочные стыки полиэтиленовых газопроводов должны быть оформлены журналы производства работ и (или, при оснащенности сварочных машин протоколирующими устройствами) протоколы, позволяющие получить такую информацию, как дата и время сварки, параметры режима сварки, данные о сварщике-операторе, объекте строительства и др. Протоколы, а это чаще всего бумажные ленты со специализированных принтеров, наклеиваются на стандартные листы бумаги и подшиваются к исполнительной документации. С протоколов, распечатанных на термобумаге, рекомендуется снимать копии для обеспечения сохранности размещенной на них информации.

Более удобный вариант – распечатывать протоколы сварки на обычном компьютерном принтере с использованием аппаратно-программных систем, предназначенных для подготовки исполнительной документации. Современные сварочные машины и аппараты ведут протокол сварки путем его сохранения в энергонезависимой памяти. Необходимость включения в исполнительную документацию распечаток стыков создает определенные сложности. Дело в том, что сварщик-оператор может работать не на одном объекте, а постоянно переезжать от одного к другому. Это приводит к тому, что в памяти регистрирующего устройства накапливаются сотни протоколов сварки с разных объектов. Распечатки протоколов со специализированных принтеров необходимо рассортировать и сгруппировать пообъектно и в той последовательности, в которой производилась сварка, произвести их разрезку и наклейку. Решением подобных проблем является предварительная подготовка к распечатке сварочных протоколов на персональном компьютере с использованием специализированных аппаратно-программных средств (например, программ для работы с протоколами сварки Suction). Программное обеспечение позволяет скачивать всю информацию из сварочных аппаратов в компьютерную базу данных, вести ее статистичес-

кую и аналитическую обработку и сортировку протоколов по объектам с последующей распечаткой сразу нескольких протоколов на листах формата А4 с использованием обычного принтера. Используемые программы защищены от редактирования данных извне, что исключает возможность искажения фактически зафиксированной на объекте информации.

После завершения каждой рабочей смены рекомендуется проводить комплексную очистку всего сварочного оборудования. Уровень масла в гидростанции проверяют не реже двух раз в месяц. Через каждые 500 ч работы (3 месяца) производят полную замену масла в соответствии с рекомендациями изготовителя сварочной машины. В нерабочий период сварочное оборудование хранят в сухих помещениях или боксах, где отсутствует конденсация влаги. Для поддержания сварочного оборудования в работоспособном состоянии рекомендуется проводить ежегодное его обслуживание представителями изготовителя или специализированного сервисного центра.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Какое из нижеприведенных требований следует обеспечивать при вварке в газопровод фасонных частей, узлов и арматуры?

1. Обеспечивать точное соответствие физико-механических характеристик вариваемых частей характеристикам труб газопровода;
2. Обеспечивать соосность вариваемых элементов с газопроводом;
3. Обеспечивать проведение сварочных работ в присутствии заказчика.

Правильный ответ: 2.

В каких случаях производится вырезка контрольных стыков полиэтиленового газопровода?

1. По требованию органов надзора в случаях обнаружения нарушений технологии сварки;
2. При строительстве каждого газопровода сваркой встык;
3. При изменении технологии сварки.

Правильный ответ: 1.

В каких случаях аттестационное удостоверение сварщика полиэтиленовых газопроводов считается недействительным?

1. При отстранении сварщика от работы за нарушение технологии сварки или повторяющееся неудовлетворительное качество производственных сварных соединений;
2. По истечении срока действия удостоверения;
3. Правильны все вышеприведенные ответы.

Правильный ответ: 3.

В процессе строительства сетей газоснабжения выполняются различные виды надзора: технический надзор со стороны заказчика, авторский надзор проектной организации, государственный строительный надзор со стороны федеральных органов исполнительной власти. Федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным осуществлять государственный надзор за сооружением опасных производственных объектов, в т.ч. сетей газоснабжения, является Ростехнадзор.

Государственный надзор за соблюдением требований безопасности проводится органами государственного надзора в соответствии с законодательством[3]. *Органы государственного контроля (надзора) выполняют оценку соответствия процесса строительства конкретного объекта по получении от застройщика (заказчика) извещения о начале строительных работ*[36]. Оценка соответствия ведется из условия обеспечения безопасности объекта после ввода его в эксплуатацию и на основании применимых к нему требованиям законодательства, технических регламентов, проектной и нормативной документации.

8.4. Укладка и засыпка газопроводов

Условия выполнения укладки и засыпки газопроводов в значительной степени определяют величину напряжений, которые возникнут в материале труб при их будущей эксплуатации. В этой связи нельзя не подчеркнуть важность тщательного и качественного проведения этих этапов строительно-монтажных работ.

Организационные мероприятия и последовательность выполнения работ по укладке и засыпке газопроводов принимаются исходя из принятого способа прокладки, который может быть открытым (с отрывкой траншей) или бестраншейным. При открытом способе трубы газопровода опускаются в траншеи после их разработки. Возможно совмещение работ по рытью траншеи и укладке предварительно сваренной плети газопровода, для чего применяют экскаваторы непрерывного действия, оснащенные устройствами для укладки (рисунок 141).

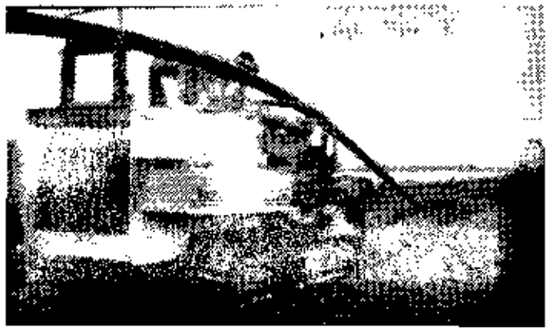


Рисунок 141. Гусеничный траншеекопатель с устройством для укладки трубы

Промежуток времени между сваркой труб и их укладкой в траншею в нормативной документации не оговаривается. Тем не менее можно рекомендовать проводить укладку в траншею трубопроводов не ранее чем через 30 минут после сварки последнего сварного соединения на участке укладки. Это объясняется необходимостью полного остывания стыков и частичной релаксации усадочных напряжений в зоне сварки.

Перед укладкой трубы еще раз осматривают с целью обнаружения трещин, подрезов, рисок и других механических повреждений. Открытые с торцов плети трубопроводов во время производства работ по укладке рекомендуется закрывать инвентарными заглушками для предотвращения попадания в них воды, грязи и мусора.

Перед укладкой труб дно траншеи выравнивают и при необходимости устраивают подсыпку (постель) высотой около 10 см. *Перед укладкой плети в подводную траншею должны быть сделаны промеры ее глубины по проектному створу (проверка отметок продольного профиля траншеи), а также составлен акт о готовности траншеи в соответствии с проектом продольного профиля трассы перехода*[6].

Работы по укладке газопроводов рекомендуется производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 15 °С и не выше +30 °С[12]. Технология укладки газопроводов должна обеспечивать сохранность поверхности трубы, изоляционных покрытий и сварных соединений. Укладку трубопроводов производят с использованием ремней, текстильных строп или канатов, брезентовых полотенец и других мягких чалочных изделий, не повреждающих поверхность труб. Укладка труб из полиэтилена, в отличие от стальных, не представляет особых трудностей, поскольку полиэтиленовые трубы в 5–8 раз легче стальных. Небольшая масса в совокупности с высокой эластичностью позволяет в большинстве случаев опускать трубные плети вручную. Только для труб диаметром 180 мм и более прибегают к использованию автокранов или других грузоподъемных механизмов.

Сваренные плети (секции) в траншею опускают плавно, без рывков и резких изгибов плети, стараясь, чтобы радиус провисания не был менее 25 De. Не рекомендуется сбрасывание плети на дно траншеи или ее перемещение волоком без принятия предохранительных мер. Углы поворота, запланированные упругим изгибом труб, выполняются с радиусом от 25 De (при температуре +20 °С и выше) до 60 De (при температуре минус 10 °С и ниже).

Таблица 109. Средние величины пролетов при укладке труб

Значения расстояний (м) между перемычками в зависимости от диаметра трубопровода (мм)				
63	75–110	125–160	180–225	250–315
8	10	12	14	17

Во избежание падения плети в траншею рекомендуется использовать временные перемычки через траншею под трубопровод из обрезков отбракованных труб, лесоматериалов и пр. Перемычки укладываются поперек траншеи с определенным шагом исходя из диаметра труб (таблица 109). Сваренная плеть укладывается на перемычки, которые затем последовательно убираются.

В летний период времени газопроводы необходимо укладывать в траншее свободным изгибом (горизонтальной «змейкой»), в зимний период «змейка» не обязательна. После укладки газопровод обязательно присыпают грунтом на высоту 20–30 см над верхом трубы. Толщина присыпки менее 20 см не рекомендуется. Присыпка производится вручную песком или измельченным грунтом (в зимних условиях талым). Эти требования объясняются необходимостью выравнивания температуры труб с температурой грунта (температура труб, как правило, всегда выше).

После укладки в траншею трубопровод в зависимости от температуры приобретает ту или иную волну изгиба. Днем, когда температура выше, он удлиняется и приобретает форму «змейки». Если ширины траншеи будет недостаточно для перемещения газопровода по горизонтали (укладка в узкие траншеи), под воздействием накапливающихся напряжений может произойти выброс трубы в вертикальной плоскости. Ночью при понижении температуры газопровод распрямляется, приобретая прямолинейную форму. Если в летний период сразу после укладки производить засыпку газопровода до нулевых отметок, в трубопроводе могут возникнуть опасные температурные напряжения, поскольку за счет защемления в грунте он сохраняет ту форму, которая была у него перед засыпкой. Предварительная присыпка тонким слоем земли дает трубам возможность перемещаться при остывании, снижая температурные напряжения. Одновременно присыпка защищает трубы от прямого солнечного излучения, не дает им всплывать при частичном наполнении траншеи дождевыми или грунтовыми водами и предохраняет от выбрасывания при возможном порыве стыков в период пневматических испытаний.

При укладке в узкие траншеи, не позволяющие укладывать трубопроводы «змейкой», укладку труб производят летом в наиболее холодное время суток (под утро), а зимой – в самое теплое время, немедленно

присыпая уложенный газопровод землей. Этим достигается приближение температуры укладываемых труб к температуре эксплуатации газопровода.

В зимний период трубопровод укладывают на талый грунт. В случае промерзания дна траншеи осуществляют подсыпку дна траншеи мягким или мелкогранулированным талым грунтом, не нарушая при этом проектной глубины заложения газопровода.

При укладке трубопроводов в скальных и каменистых грунтах и в других необходимых случаях для устройства основания под трубопровод (защиты трубопровода от механических повреждений), а также его присыпки применяют мягкий проработанный грунт или песок. *Грунт, используемый для создания постели и присыпки, не должен содержать щебень, гравий, мерзлые комья*[6]. Возможно использовать и другие способы защиты. Так, например, разработаны и используются специальные пенополимерные материалы, подающиеся в траншею при помощи пеногенерирующего агрегата и образующие на дне траншеи профильное ложе. В защитные футляры трубы газопровода протаскиваются тяговым канатом вручную или при помощи лебедки.

Трубы, поступающие в бухтах или на катушках, укладываются в траншею методом разматывания. При этом применяют два способа производства работ:

– разматывание трубы с неподвижной бухты и ее укладка в траншею протаскиванием;

– разматывание трубы с подвижной бухты и ее укладка в траншею путем боковой надвижки.

Первый способ применяется при наличии в траншее или над ней поперечных препятствий (трубопроводов, линий связи, линий электропередач). При протаскивании труб дно траншеи при необходимости подсыпают мягким грунтом. Второй способ применяется при отсутствии препятствий.

Разматывание труб из бухт осуществляют при температуре наружного воздуха не ниже плюс 5 °С[12]. Это обусловлено тем, что при более низких температурах трубы становятся менее пластичными и при размотке возможен перелом в сечении трубы (намотка труб в бухты производится на заводе изготовителе непосредственно после экструзии, когда температура труб составляет 30–40 °С). Поэтому при температурах ниже +5 °С с размоткой труб возникают определенные трудности и данная схема или не применяется, или требует соблюдения определенных условий. *Допускается разматывание вести и при более низких температурах, если созданы условия для предварительного подогрева труб на катушке до температуры не менее +5 °С*[12]. Это может быть достигнуто размещением бухт в отапливаемых помещениях, пропуском через трубы горячего воздуха с температурой не более 60 °С. При использовании предварительно разогретых труб не допускаются перерывы в работе до полной укладки плети из бухты.

В случае, если плеть трубопровода охладится до предельно допустимой температуры, укладка приостанавливается, а бухту с остывшей трубой вновь подогревают. Возможен вариант установки специального тепляка с подогревателем непосредственно на платформе укладочной машины, что обеспечит непрерывную укладку плети. Рекомендуемая скорость разматывания бухты – до 0,5 км/час при температуре воздуха ниже +10 °С и 0,8–1,0 км/час при температуре воздуха выше +10 °С.

До начала работ по присыпке уложенного трубопровода в любых грунтах необходимо:

– проверить проектное положение трубопровода и плотное его прилегание к дну траншеи, а при наличии подсыпки – качество ее выполнения;

– проверить качество изоляционного покрытия стальных вставок и, в случае необходимости, восстановить его;

– устроить транспортные подъезды к траншее для доставки грунта, используемого для подсыпки и присыпки;

– получить письменное разрешение на засыпку уложенного трубопровода;

– выдать наряд-задание на производство работ машинисту землеройной техники.

Присыпать траншею следует непосредственно после укладочных работ (укладки трубы, балластировки трубопровода, монтажа крановых узлов и ответвлений).

Засыпку трубопровода до проектных отметок целесообразно производить после его предварительных пневматических испытаний. Засыпку газопровода выполняют грунтом с отвала, который бульдозером ссыпается на слой присыпки. Предварительно грунт вокруг трубопровода послойно уплотняют трамбованием (рисунок 142). Особое внимание при трамбовании уделяется местам установки седловых отводов и тройниковых ответвлений, выполненных с уменьшением диаметра от-

водящего газопровода. В этих местах грунт рекомендуется уплотнять с замачиванием, с тем чтобы предотвратить усадку грунта и деформирование труб.

На присыпку укладывается сигнальная лента желтого цвета с предупреждающей надписью «Газ» и, если это предусмотрено проектом, изолированный электропровод-спутник.

Засыпку газопровода рекомендуется производить при температурах окружающего воздуха, близких к температуре эксплуатации[6]. При температуре труб (окружающего воздуха) выше +10 °С окончательную засыпку рекомендуется производить в наиболее холодное время суток; при температуре окружающего воздуха ниже +10 °С засыпку трубопровода производят в самое теплое время суток. Наличие снега или льда в грунте обратной засыпки не допускается.

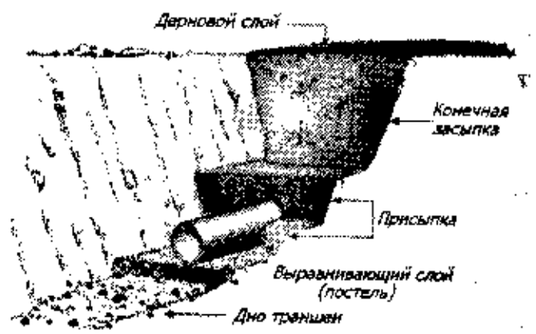


Рисунок 142. Схема засыпки газопровода

При засыпке трубопровода необходимо обеспечить:

– сохранность поверхности полиэтиленовых труб и изоляции стальных участков;

– плотное прилегание трубопровода к дну траншеи;

– проектное положение трубопровода по предусмотренной глубине.

Засыпку уложенного на проектные отметки трубопровода необходимо вести таким образом, чтобы исключались подвижки трубопровода в поперечном и вертикальном направлении, которые могут быть вызваны подтоплением траншеи грунтовыми или талыми водами. С этой целью трубопровод предварительно присыпается грунтовыми призмами вручную или экскаватором.

До начала засыпки траншей должны быть составлены исполнительные чертежи с привязкой уложенного газопровода к постоянным объектам для определения его точного местоположения на местности, а также схема сварных соединений. При необходимости, проводится освидетельствование скрытых работ.

При укладке трубопровода в паводковый период, а также в случае высокого расположения грунтовых вод укладку газопровода производят после откачки воды из траншеи и немедленной засыпки трубы после укладки или с использованием балластировки. Способ балластировки, вид пригрузов (мягкие контейнеры, чугунные или железобетонные грузы, эластичные покрытия, анкеры и т.д.) и расстояния между ними должны устанавливаться проектом и строго выдерживаться при производстве работ.

Эластичные покрытия в виде гибких полотнищ из геотекстильных материалов применяются в водонасыщенных грунтах или на участках болот. Полотнища укладываются на трубы газопровода по всей длине балластируемого участка и присыпаются экскаватором за два прохода: сначала на 40–50 см выше верхней образующей трубы, затем до проектных отметок. Одиночные пригрузы должны устанавливаться на газопровод на приблизительно одинаковом расстоянии между ними, при этом сварные соединения должны располагаться между пригрузами. Установку мягких контейнеров производят с таким расчетом, чтобы они охватывали трубу с трех сторон – сверху и с боков. Установку анкерных устройств рекомендуется предусматривать на заболоченных участках местности и в вечномерзлых грунтах. Качество выполнения балластировки проверяют при ее приемочном производственном контроле, который оформляется актом скрытых работ.

На склонах оврагов и балок выполняют мероприятия по предотвращению размыва траншеи, включающие в себя водоотведение, устройство противоэрозионных перемычек, засыпку глинистыми грунтами и т.п.

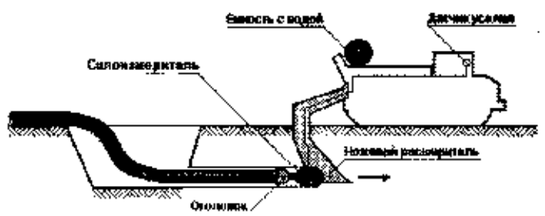


Рисунок 143. Схема прокладки труб методом протаскивания

Строительными нормами предусматривается обязательная рекультивация земель. Поэтому после засыпки газопровода (особенно на сезонно подтопляемых территориях) его уплотняют многократными проходами гусеничных тракторов. По уплотненному грунту укладывают и разравнивают ранее снятый и отдельно сложенный плодородный слой. Плодородный слой почвы может

укладываться только в теплое время года. На поливных землях восстанавливают поливные борозды, канавы и т.п.

Все вышеприведенные требования справедливы в основном при открытом способе прокладки газопроводов. При строительстве полиэтиленовых газопроводов в ряде случаев применяют и методы их бестраншейной прокладки путем вспарывания грунта для подземного протаскивания труб или их заглубления. Собственно эти методы были опробованы в нашей стране еще в 1980-х гг. Именно тогда вопросами бестраншейной прокладки занимался Харьковский автодорожный институт. Опытные участки трубопроводов были уложены с помощью бестраншейной прокладки в период 1985–1990 гг. Потом про эти методы надолго забыли и начали заново использовать с 1999–2000 гг., когда по инициативе организаций «Запсибгазпрома» они были вновь реанимированы. Бестраншейные методы широко используются и в зарубежных странах. К примеру, метод заглубления применяется для прокладки не только напорных трубопроводов различного назначения, но и систем дренажа.

Положительными особенностями методов бестраншейной прокладки являются:

– сокращение на 90–95 % объема земляных работ;

– увеличение скорости укладки газопроводов и уменьшение сроков строительства;

– отсутствие необходимости в проведении рекультивационных работ, поскольку не происходит перемешивание верхних и нижних слоев грунта (плодородного слоя с минеральными грунтами);

– совмещение операций по разработке грунта и укладке газопровода.

Рисунок 144. Полиэтиленовая труба втягивается в канал, образованный плужно-ножевым рабочим органом трактора

В то же время оба способа бестраншейной прокладки полиэтиленовых труб могут быть использованы при благоприятных грунтовых условиях (отсутствие по трассе скальных и гравийных грунтов, грунтов с включением валунов и булыжника или грунтов типа плывунов), а также технической и экономической целесообразности, определяемых в процессе изысканий и проектирования.

Метод протаскивания и метод заглубления могут использоваться на местности, где отсутствуют подземные коммуникации, а мощности тягового средства (трактора) достаточно для преодоления сопротивления грунта. Трасса должна проходить по местности с равнинным рельефом без оврагов с крутыми склонами и водных преград. Радиус поворота оси трассы не должен превышать 2 % на 1 м длины при использовании метода протаскивания и 10 % для метода заглубления. Кроме того, данные методы могут использоваться только в несмерзшихся грунтах, т.е. когда грунт по всей глубине прокладки имеет температуру выше 0 °С, а также при условии недопущения в трубах чрезмерных температурных деформаций (проведение всех работ в холодное время суток).

Методы бестраншейной прокладки предусмотрены к использованию действующей нормативной документацией, однако, для их грамотного применения требуется выполнение определенных условий и ограничений.

Сущность **метода протаскивания** заключается в затягивании полиэтиленового газопровода в круглый подземный канал, который формируется плужно-ножевым рабочим органом гусеничного трактора, оснащенного специальным расширителем – «кротом», прикрепленным к тыльной стороне ножа (рисунки 143–144). При перемещении трактора осуществляется формирование подземного тоннеля с гладкими стенками и протаскивание смонтированной трубопроводной плети определенной длины. При этом способе прокладки разработка подземного канала плужно-ножевым рабочим органом происходит за счет уплотнения грунта и практически без выброса на поверхность разрушенной породы.

Таким способом возможна укладка полиэтиленовых труб длиной не более 400 м, поскольку чем длиннее плеть, тем большие усилия необходимы для ее протаскивания и большие напряжения возникают в стенке труб. Этот фактор является одним из главных недостатков метода протаскивания.

Сущность **метода заглубления** заключается в формировании подземного канала специальным коробчатым плужным расширителем, как правило, прикрепленным в качестве дополнительного навесного оборудования к стальному клыку трактора, предназначенного для вспарывания грунта. Полиэтиновая трубная плеть своим свободным концом заправляется в короб плуга и по мере продвижения трактора по трассе поступает в формируемый подземный канал (рисунок 145). При этом напряжения в стенке труб минимальны и не зависят от длины укладываемого трубопровода. В то же время диаметр труб ограничен 160 мм. Прокладка полиэтиленовых трубопроводов бестраншейными методами производится в последовательности, приведенной в таблице 110.

Таблица 110. Последовательность выполнения работ бестраншейными методами

Метод протаскивания	Метод заглубления
1 – отрытие входного и приемного котлованов	
2 – сварка труб в длинномерную плеть (при использовании труб мерной длины)	
3 – монтаж на тяговое средство навесного оборудования	
4 – монтаж и наладка на тяговом средстве силоизмерительного устройства	4 – предварительная пропорка грунта (при необходимости) по оси прокладки
5 – установка на торец протаскиваемых труб защитного оголовка	5 – раскладка сваренных плетей полиэтиленовых труб по оси трассы газопровода
6 – зацепление протаскиваемой трубы за ножевой расширитель – «крот»	6 – заправка полиэтиленовой плети в плужный расширитель
7 – протаскивание трубных плетей в подземный тоннель, образуемый при перемещении ножевого расширителя	7 – укладка полиэтиленовых труб на дно прорезанной щели, образуемой при перемещении укладочного короба
8 – стыковка и сварка отдельных протащенных плетей между собой;	
9 – пневматические испытания протащенных плетей	

Перед началом работ следует выполнить геодезическую съемку и убедиться в отсутствии по трассе инженерных коммуникаций. В случае необходимости проводится планировка трассы.

Отрытие входного и приемного котлованов производится одноковшовыми экскаваторами. Уклон котлована со стороны втягивания и

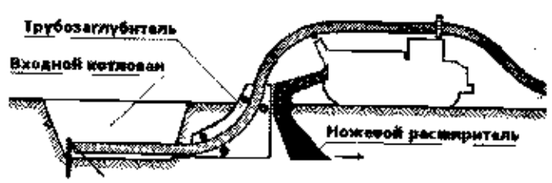


Рисунок 145. Схема прокладки труб методом заглубления

приема полиэтиленовой плети должен составлять не более 15°. Ширина котлованов устанавливается из расчета Дн + 0,5 м, длина определяется размерами рабочего органа трактора (ножевой расширитель – «крот» или плужный расширитель) с прибавкой длины на уклон котлована.

При использования **метода протаскивания** максимальное усилие, которое может выдержать труба газопровода, определяется исходя из прочности материала труб и их типоразмера по формуле: $N_{max} = \sigma_т \cdot A \cdot \gamma_г \cdot \gamma_п \cdot \gamma_д$, где $\sigma_т$ – предел текучести материала труб, принимаемый равным 19,0 МПа для труб из ПЭ100 и 15,0 МПа для труб из ПЭ80; А – площадь сечения кольца трубы, см²; $\gamma_г$ – коэффициент условий работы, $\gamma_г = 0,6$; $\gamma_п$ – коэффициент надежности стыковых соединений, принимаемый равным 0,95; $\gamma_д$ – динамический коэффициент, $\gamma_д = 0,67$.

В качестве примера предельно допустимые усилия при протаскивании некоторых типов труб даны в таблице 111. Для контроля усилия протяжки ножевой расширитель – «крот» должен быть оборудован механическим, гидравлическим или электрическим силоизмерителем, индикатор которого должен находиться в кабине тягового средства (бульдозера) в пределах постоянной видимости. Протаскивание труб бульдозером, не оснащенным силоизмерителем, не допускается, поскольку в трубах могут произойти пластические деформации, ведущие к утончению стенки трубы.

Таблица 111. Усилия протаскивания труб

№ п/п	Дн труб, мм	Усилие протаскивания, кН (кг)	
		ПЭ100	ПЭ80
1	63 SDR 11	6,0 (600)	4,7 (470)
2	110 SDR 11	18,0 (1800)	14,2 (1420)
3	160 SDR 11	38,2 (3820)	30,0 (3000)
4	225 SDR 11	75,4 (7540)	59,5 (5950)

Защитный оголовок, устанавливаемый на торец протаскиваемых труб, должен иметь диаметр на 20 – 30 мм больше диаметра труб. Зацепление протаскиваемой трубы за ножевой расширитель – «крот» осуществляется посредством шарнира с вертлюгом.

Протаскивание трубных плетей в подземный тоннель осуществляется движением тягового средства со скоростью не более 2,0 км/ч. Движение тягового средства производится от входного котлована к приемному.

Ножевой расширитель – «крот» должен быть снабжен системой подачи бурового раствора или воды в пространство образуемого подземного тоннеля. Система должна состоять из расходной емкости (не менее 1,0 м³), насоса высокого давления, подающих трубопроводов и распылительной форсунки, установленной на расширителе. Подача раствора или воды должна осуществляться в течение всего времени протаскивания. Конструкция ножевого расширителя должна предусматривать его жесткую фиксацию при опускании на заданную глубину прокладки.

Процесс протаскивания плети прекращается после ее выхода на поверхность на длину не менее 3,0 м. При достижении приемного котлована защитный оголовок снимается и за него зацепляется следующая трубная полиэтиленовая плеть, и процесс протаскивания повторяется. При прокладке методом протаскивания сигнальная лента и изолированный электропровод-спутник не укладываются, поскольку их прочности недостаточно для сопротивления разрывным усилиям, возникающим от сил трения.

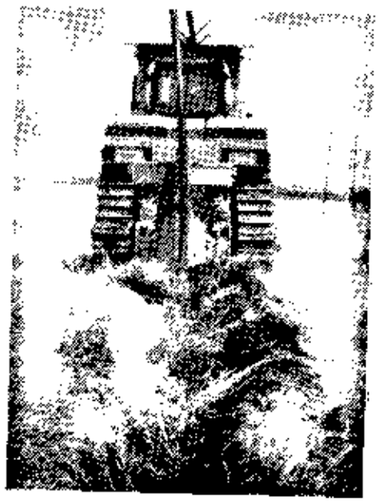


Рисунок 146. Укладка трубы методом заглубления трубной плети

При использования **метода заглубления** трубная плеть вводится в грунт с изгибом в вертикальной или горизонтальной плоскости через полое пространство коробчатого заглубителя, прикрепленного к плугу (рисунок 146), причем труба с целью снижения напряжений движется по роликовым опорам внутри короба, которые формируют плавный изгиб трубы с радиусом не менее 20 De. Трубы укладываются в грунт с минимальным усилием растяжения и, следовательно, без риска повреждения. Длина укладываемой плети не ограничена и зависит только от грунтовых условий, рельефа местности и наличия пересекаемых преград. На выходе трубы из короба обычно устанавливается прижимной ролик, постоянно удерживающий трубу на требуемом уровне до тех пор, пока над ней не будет замкнут верхний слой грунта. Вертикальная конструкция плужного короба способствует тому, что приподнятый слой грунта падает сзади, покрывая трубу. Для снижения сопротивления

грунта плуги могут выполняться вибрационными, позволяющими навешивать их на различные модели гусеничных машин.

При необходимости перед укладкой плети проводят предварительное прорезание грунта (пропорку) до глубины, превышающей глубину укладки труб на 10–20 см. Скорость движения трактора при заглублении трубной плети может составить до 3 км/час.

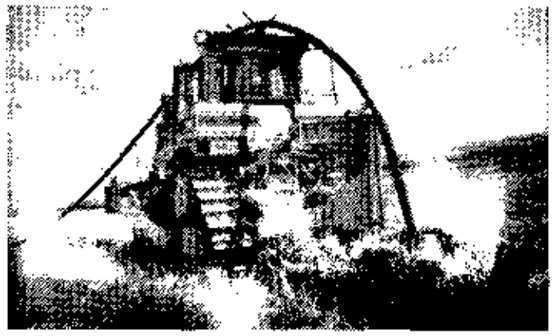


Рисунок 147. Вертикальный изгиб трубной плети, укладываемой методом заглубления

Перед началом заглубления сваренные плети раскладываются по оси трассы газопровода и при движении трактора приподнимаются и по роликовым направляющим поступают в плужный заглубитель. При температурах воздуха выше +5 °С возможно осуществлять укладку труб с барабана, навешиваемого на трактор.

В зависимости от диаметра трубы различают две основные схемы прокладки газопроводов. Первая подразумевает движение трубы над тяговым средством (рисунок 147), вторая предусматривает боковую заправку трубопровода в плужный короб.

После проведения бестраншейной прокладки производится стыковка и сварка отдельных уложенных плетей между собой, которая осуществляется муфтами с закладными нагревателями. Перед сваркой концы труб должны быть выправлены и выложены в горизонтальное положение.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

При каких температурах воздуха допускается производить укладку полиэтиленовых труб?

1. От плюс 45 до минус 15 °С;
2. От плюс 30 до минус 15 °С;
3. От плюс 20 до минус 5 °С.

Правильный ответ: 2.

Можно ли предусматривать размотку труб с бухт при отрицательных температурах воздуха?

1. Размотку при отрицательных температурах производить нельзя;
2. Размотку при отрицательных температурах можно производить при подогреве разматываемых труб до температуры не менее +5 °С;
3. Размотку можно производить при температурах воздуха не ниже минус 5 °С.

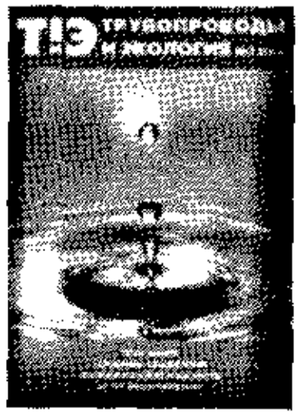
Правильный ответ: 2.

После завершения всех работ проводятся пневматические испытания, обратная засыпка отрытых котлованов, рекультивация над ними земель и установка опознавательных знаков.

Несмотря на перечисленные достоинства методов протаскивания и заглубления, не следует забывать, что для их реализации требуются большие тяговые усилия. Их могут создать только машины и механизмы, имеющие высокие мощности и большие массы (свыше 400 л/с и 30 т соответственно).

Журнал «Трубопроводы и экология»

Журнал не только для специалистов. Основан в 1997 году
117556, Москва, ул. Болотниковская, д. 11, корп. 1
тел. (495) 225-38-88, 225-39-88, факс 225-39-65



Журнал «Трубопроводы и экология» освещает вопросы, связанные с проектированием, строительством, и эксплуатацией трубопроводов, их влиянием на экономику, экологию, благополучие и здоровье человека. Журнал «Трубопроводы и экология» - одно из немногих изданий, в котором публикуются материалы по прогрессивным видам труб. Журнал регулярно публикует материалы по современным технологиям и оборудованию для восстановления изношенных трубопроводов без вскрытия траншей. Ведущие специалисты, связанные с трубопроводным транспортом, готовят материалы для нашего журнала. На его страницах печатаются обзоры новой нормативно-методической литературы, отчеты по прошедшим строительным и тематическим выставкам.

Подписаться можно с любого номера
Периодичность выхода журнала - один раз в квартал. Печать полноцветная, на мелованной бумаге. Тираж - 5000 экземпляров.

Тираж распространяется: по подписке через агентство «Роспечать» (индекс - 47309); по подписке через редакцию журнала; через отдел продаж НПО «Стройполимер»; на строительных и специализированных выставках; а также через Учебный центр НПО «Стройполимер», где проходят обучение слушатели из проектных и монтажных организаций.

Раздел девятый. Испытания и приемка газопроводов в эксплуатацию

9.1. Проведение пневматических испытаний

Пневматические испытания проводят для проверки прочности и герметичности законченных строительством газопроводов. Подземные полиэтиленовые газопроводы всех давлений испытывают сжатым воздухом. Испытания проводятся под руководством специально выделенных лиц из инженерно-технического персонала строительно-монтажной организации.

При испытаниях в газопроводе создают давление, превышающее рабочее, при этом в материале труб возникают повышенные напряжения, которые могут проявить скрытые дефекты материала труб или сварных соединений, неплотности в запорной арматуре. Значения испытательного давления и время выдержки под давлением полиэтиленовых газопроводов приведены в таблице 112.

Таблица 112. Нормы испытаний полиэтиленовых газопроводов

Рабочее давление в газопроводе, МПа	Испытательное давление, МПа	Продолжительность испытаний, ч
До 0,005	0,3	24
Св. 0,005 до 0,3	0,6	
Св. 0,3 до 0,6	0,75	

Небольшие надземные участки подземных газопроводов (вводы к зданиям, надземная установка запорной арматуры) длиной до 10 м испытываются по нормам подземных газопроводов. Испытания проводит строительно-монтажная организация в присутствии представителя эксплуатационной организации. Для испытания подбирают компрессорные установки, соответствующие по мощности и производительности диаметру и длине испытываемого газопровода.

Перед испытанием газопроводов их внутренняя полость должна быть очищена от попавших в процессе монтажа загрязнений и случайных посторонних предметов (пыли, частиц грунта, стружки и т.п.).

После завершения всех работ проводятся пневматические испытания, обратная засыпка отрытых котлованов, рекультивация над ними земель и установка опознавательных знаков.

Несмотря на перечисленные достоинства методов протаскивания и заглубления, не следует забывать, что для их реализации требуются большие тяговые усилия. Их могут создать только машины и механизмы, имеющие высокие мощности и большие массы (свыше 400 л/с и 30 т соответственно).

Журнал «Трубопроводы и экология»

Журнал не только для специалистов. Основан в 1997 году
117556, Москва, ул. Болотниковская, д. 11, корп. 1
тел. (495) 225-38-88, 225-39-88, факс 225-39-65

Журнал «Трубопроводы и экология» освещает вопросы, связанные с проектированием, строительством, и эксплуатацией трубопроводов, их влиянием на экономику, экологию, благополучие и здоровье человека. Журнал «Трубопроводы и экология» - одно из немногих изданий, в котором публикуются материалы по прогрессивным видам труб. Журнал регулярно публикует материалы по современным технологиям и оборудованию для восстановления изношенных трубопроводов без вскрытия траншей. Ведущие специалисты, связанные с трубопроводным транспортом, готовят материалы для нашего журнала. На его страницах печатаются обзоры новой нормативно-методической литературы, отчеты по прошедшим строительным и тематическим выставкам.

Подписаться можно с любого номера
Периодичность выхода журнала - один раз в квартал. Печать полноцветная, на мелованной бумаге. Тираж - 5000 экземпляров.

Тираж распространяется: по подписке через агентство «Роспечать» (индекс - 47309); по подписке через редакцию журнала; через отдел продаж НПО «Стройполимер»; на строительных и специализированных выставках; а также через Учебный центр НПО «Стройполимер», где проходят обучение слушатели из проектных и монтажных организаций.

Раздел девятый. Испытания и приемка газопроводов в эксплуатацию

9.1. Проведение пневматических испытаний

Пневматические испытания проводят для проверки прочности и герметичности законченных строительством газопроводов. Подземные полиэтиленовые газопроводы всех давлений испытывают сжатым воздухом. Испытания проводятся под руководством специально выделенных лиц из инженерно-технического персонала строительно-монтажной организации.

При испытаниях в газопроводе создают давление, превышающее рабочее, при этом в материале труб возникают повышенные напряжения, которые могут проявить скрытые дефекты материала труб или сварных соединений, неплотности в запорной арматуре. Значения испытательного давления и время выдержки под давлением полиэтиленовых газопроводов приведены в таблице 112.

Таблица 112. Нормы испытаний полиэтиленовых газопроводов

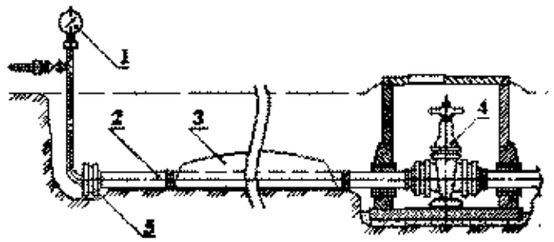
Рабочее давление в газопроводе, МПа	Испытательное давление, МПа	Продолжительность испытаний, ч
До 0,005	0,3	24
Св. 0,005 до 0,3	0,6	
Св. 0,3 до 0,6	0,75	

Небольшие надземные участки подземных газопроводов (вводы к зданиям, надземная установка запорной арматуры) длиной до 10 м испытываются по нормам подземных газопроводов. Испытания проводит строительно-монтажная организация в присутствии представителя эксплуатационной организации. Для испытания подбирают компрессорные установки, соответствующие по мощности и производительности диаметру и длине испытываемого газопровода.

Перед испытанием газопроводов их внутренняя полость должна быть очищена от попавших в процессе монтажа загрязнений и случайных посторонних предметов (пыли, частиц грунта, стружки и т.п.).

Очистку, как правило, проводят скоростным потоком воздуха (15–20 м/с) под давлением, равным рабочему. Газопровод очищается участками или целиком в зависимости от его конфигурации и протяженности. Для продувки на конце газопровода устанавливается патрубок с полнопроходным краном с диаметром не менее 0,3 диаметра продуваемого участка. Продолжительность продувки должна составлять не менее 10–15 минут. Продувка считается законченной, когда из продувочного патрубка начинает выходить струя незагрязненного сухого воздуха.

Полиэтиленовые трубопроводы рекомендуется подвергать испытаниям не ранее чем через 24 ч после сварки последнего стыка. Это связано с тем, что процессы, связанные с кристаллизацией полимера, вызывают в зоне сварки внутренние напряжения, которые постепенно сглаживаются за счет перехода части деформаций в высокоэластические. Процессы рекристаллизации практически завершаются через 20–30 часов после сварки, и сварной шов приобретает свою максимальную прочность.



1 – манометр; 2 – испытываемый газопровод; 3 – грунтовая присыпка; 4 – запорная арматура; 5 – соединение «полиэтилен – сталь»

Рисунок 148. Схема пневматических испытаний газопровода

Испытания полиэтиленовых газопроводов производят после их монтажа в траншее и присыпки выше образующей трубы не менее чем на 0,2 м или после полной засыпки траншеи до проектных отметок. Практика строительства полиэтиленовых газопроводов показывает, что наиболее целесообразно организовывать проведение пневматических испытаний в период, когда трубная плеть только присыпана землей.

Это объясняется тем, что на присыпанном газопроводе, легче производить обнаружение мест возможных дефектов труб или разрыва стыков и оперативно устранять их. Это особенно важно при работах в зимний период времени, когда разрытие уже засыпанных траншей сопряжено с известными сложностями. Таким образом, проведение испытаний присыпанных плетей позволяет в ряде случаев избежать дополнительных затрат. Перед

испытаниями газопровод плотно укладывают на дно траншеи и присыпают грунтом, не содержащим крупных включений, при этом сварные соединения должны оставаться открытыми для свободного наблюдения за ними (рисунок 148). На газопроводе должны быть смонтированы необходимые сооружения (колодцы, запорная арматура, футляры, опознавательные знаки, установлены ГРП или ШРП и т.д). Запорная арматура может быть использована в качестве ограничительного элемента, если она рассчитана на испытательное давление и имеет герметичность не ниже класса «А» по ГОСТ 9544-93 (в арматуре класса «А» видимые протечки не допускаются).

После испытаний вдоль трассы газопровода укладыватся сигнальная (опознавательная) лента, а газопровод засыпается до проектных отметок. При необходимости в процессе приемочных испытаний могут проводиться дополнительные пневматические испытания полностью засыпанного газопровода.

Таблица 113. Максимальная длина испытываемого газопровода при использовании манометров класса точности 0,15

Рабочее давление, МПа	Испытательное давление, МПа	Рекомендуемая максимальная длина подземного газопровода, км, при номинальном диаметре труб, мм							
		до 75	90	110	140	180	225	280	315
Газопроводы на территории поселений									
До 0,005	0,3	Не ограничивается							
0,005–0,3	0,6	Не огр.	16,8	11,0	6,4	4,8	2,6	1,6	1,1
0,3–0,6	0,75	16,6	11,7	7,7	4,5	3,4	1,8	1,1	1,0
Межпоселковые газопроводы									
0,005–0,3	0,6	Не ограничивается						16,4	11,4
0,3–0,6	0,75	Не ограничивается					17,9	11,4	7,9
0,6–1,2	1,5	Не ограничивается			17,9	13,6	7,3	5,0	5,0
Примечание. Для межпоселковых газопроводов среднего и высокого давления диаметром более 400 мм максимальная длина испытываемого участка принимается равной 5,0 км									

Для проведения испытаний газопровод может быть разделен на отдельные участки в зависимости от его протяженности, класса точности используемых манометров, наличия отключающих устройств и производительности воздушных компрессоров. На свободных концах трубопровода монтируют временные заглушки. До начала испытаний газопроводы необходимо выдержать под испытательным давлением в течение некоторого промежутка времени (как правило, не менее 6 ч), необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грун-

та. *Температура наружного воздуха в период испытаний полиэтиленовых газопроводов должна быть не ниже минус 15 °С*[3].

Для испытаний, как правило, используются манометры с диаметром корпуса 150 мм и классом точности 0,15, что подразумевает погрешность измерения не более 0,15 % от величины показания стрелки манометра. Допускается применение манометров класса точности 0,4, а также класса точности 0,6. Большая точность манометров означает большую длину испытываемых участков (см. таблицы 113 и 114, составленные согласно СП 42-101-2003).

Если испытываемый газопровод состоит из участков с различным внутренним диаметром, рассчитывается усредненный диаметр труб d по формуле:

$$d = (d_1^2 \cdot L_1 + d_2^2 \cdot L_2 + d_n^2 \cdot L_n) / (d_1 \cdot L_1 + d_2 \cdot L_2 + d_n \cdot L_n);$$

где $d_1, d_2, \ldots d_n$ – диаметры отдельных участков газопровода, мм;

$L_1, L_2, \ldots L_n$ – протяженность отдельных участков газопровода, м.

Для подачи внутрь газопровода сжатого воздуха на одном из его концов через разъемное или неразъемное соединение «полиэтилен – сталь» приваривается отводная металлическая трубка DN 20–25 мм (так называемая «гребенка»), снабженная резьбовой втулкой для присоединения манометра, штуцером для шланга компрессора и запорным вентилем. С противоположной стороны газопровод ограничивается заглушкой или отключающим устройством.

Таблица 114. Максимальная длина испытываемого газопровода при использовании манометров класса точности 0,4

Рабочее давление, МПа	Испытательное давление, МПа	Рекомендуемая максимальная длина подземного газопровода, км, при номинальном диаметре труб, мм							
		до 75	90	110	140	180	225	280	315
Газопроводы на территории поселений									
До 0,005	0,3	Не ограничивается							
0,005–0,3	0,6	Не ограничивается			2,4	1,8	1,0	1,0	1,0
0,3–0,6	0,75	Не ограничивается			1,7	1,3	1,0	1,0	1,0
Межпоселковые газопроводы									
0,005–0,3	0,6	Не ограничивается					9,6	6,2	5,0
0,3–0,6	0,75	Не ограничивается			16,7	12,6	6,7	5,0	5,0
0,6–1,2	1,5	Не ограничив.		11,7	6,8	5,1	5,0	5,0	5,0

Примечание. Для межпоселковых газопроводов высокого (св. 0,3 до 0,6 МПа) давления диаметром свыше 200 до 800 мм максимальная длина испытываемого участка принимается равной 5,0 км

Подземные газопроводы, прокладываемые в футлярах на участках перехода через искусственные и естественые преграды, испытывают в три стадии: после сварки труб для участка перехода до их укладки на место, после укладки и полной засыпки перехода и вместе с основным газопроводом. При согласии эксплуатационной организации разрешается проводить испытания в две стадии (без проверки перехода после укладки и засыпки). Участки перехода, не имеющие на всем протяжении сварных соединений (длиномерные трубы), сваренные муфтами с закладным нагревателем или встык на оборудовании с высокой степенью автоматизации или проложенные с использованием метода наклонно-направленного бурения, разрешается испытывать в одну стадию вместе с основным газопроводом.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Какие манометры могут использоваться при проведении пневматических испытаний газопроводов?

1. Манометры класса точности 1,5 или 2,5;
2. Манометры класса точности 0,6 или 1,0, или 1,5;
3. Манометры класса точности 0,15 или 0,4 , или 0,6;

Правильный ответ: 3.

Может ли запорная арматура использоваться в качестве запорного элемента при пневматических испытаниях газопровода?

1. Может, если имеет герметичность не ниже класса «А» по ГОСТ 9544-93;
2. Может, если имеет герметичность не ниже класса «В» по ГОСТ 9544-93;
3. При испытаниях запорная арматура должна заменяться приварными заглушками.

Правильный ответ: 1.

Не ниже какого значения должна быть температура окружающего воздуха при пневматических испытаниях полиэтиленовых газопроводов?

1. Не ниже минус 15 °С;
2. Не ниже минус 5 °С;
3. Не ниже плюс 5 °С;

Правильный ответ: 1.

Результаты испытаний на герметичность считают положительными, если в период испытаний нет видимого падения давления по манометру класса 0,6, а по манометрам класса точности 0,15 и 0,4 падение давления фиксируется в пределах одного деления шкалы. Поиск возможных сквозных дефектов производят по звуку выходящего воздуха или путем обмыливания сварных, неразъемных и фланцевых соединений в местах предполагаемых утечек.

Дефекты, обнаруженные в процессе испытаний, допускается устранять только после снижения давления до атмосферного. После устранения дефектов испытания газопровода проводят вновь. *Стыки газопровода, сваренные после испытаний, должны быть проверены физическим методом контроля*[3]. Результаты испытаний оформляют записью в строительном паспорте газопровода.

9.2. Приемка в эксплуатацию

Приемка законченного строительством объекта производится по окончании строительства и завершении всех необходимых испытаний. Приемочная комиссия создается заказчиком с целью осуществить завершающую оценку соответствия объекта предъявляемым к нему обязательным требованиям. Не допускается принимать в эксплуатацию неполностью законченные строительством объекты, имеющие несогласованные в установленном порядке отступления от проекта, без проведенных испытаний на герметичность или без полного комплекта исполнительной документации.

В состав приемочной комиссии включаются представители заказчика (председатель комиссии), эксплуатационной организации, которой предстоит эксплуатировать объект после ввода его в эксплуатацию, исполнителя работ (подрядчика) и территориального управления Ростехнадзора. *Проектная организация принимает участие в приемке, если при строительстве объекта осуществлялся авторский надзор*[3]. При необходимости в состав комиссии могут входить представители природоохранного ведомства и других заинтересованных организаций. Территориальные управления Ростехнадзора уведомляются заказчиком о дате, времени и месте работы приемочной комиссии не позднее чем за 5 дней до приемки объекта в эксплуатацию.

Генеральный подрядчик предъявляет приемочной комиссии один комплект исполнительной документации, перечень которой оговорен в разделе «Приемка заказчиком законченных строительством объектов газораспределительных систем» СНиП 42-01-2002:

– комплект рабочих чертежей (исполнительную геодезическую документацию по ГОСТ Р 51872-2002) на строительство предъявляемого к приемке газопровода с надписями, сделанными лицами, ответственными за производство строительно-монтажных работ, о соответствии выполненных в натуре работ этим чертежам или внесенным в них проектной организацией изменениям;

– сертификаты заводов-изготовителей (их копии, извлечения из них, заверенные лицом, ответственным за строительство объекта) на трубы, фасонные части, сварочные и изоляционные материалы;

– технические паспорта заводов-изготовителей (заготовительных мастерских) или их копии на оборудование, узлы, соединительные детали, изоляционные покрытия, изолирующие фланцы, арматуру диаметром свыше 100 мм, а также другие документы, удостоверяющие качество оборудования (изделий);

– инструкции заводов-изготовителей по эксплуатации газового оборудования и приборов;

– строительные паспорта: наружного газопровода (включающего схему сварных стыков с их привязкой к постоянным ориентирам), газового ввода, ГРП;

– протоколы проверки стыков полиэтиленового газопровода ультразвуковым методом, протоколы механических испытаний сварных стыков (как правило, допускных стыков);

– акт разбивки и передачи трассы для подземного газопровода;

– акты приемки скрытых и специальных работ, выполненных субподрядными организациями в соответствии с договором подряда (готовности траншеи на подводных переходах, качества балластировки, устройства фундаментов под ГРП и т.п.);

– технические свидетельства Росстроя на примененные в строительстве импортные материалы и технологии.

Кроме этого, приемочной комиссии предъявляются журналы надзора за строительством со стороны проектной организации, технического надзора со стороны эксплуатационной организации и заказчика работ. По требованию заказчика комиссии представляется журнал учета (производства) работ с данными о генеральном подрядчике и ответственных производителях работ, список субподрядных организаций по объекту и выполненных ими работ, краткие сведения о методах производства работ (например, тип использованного сварочного оборудования, технология сварки) и проведенном контроле качества, замечания служб, контролирующих производство и безопасность работ и отметки об устранении этих замечаний. Оформление представляемой документации должно соответствовать формам, рекомендуемым СНиП 12-01-2004, СП 42-101-2003, ГОСТ 21.101-97, другими нормативными документами, а в случае отсутствия рекомендуемых форм – представляться в произвольной форме.

Схема сварных стыков, включаемая в строительный паспорт подземного газопровода, должна быть составлена так, чтобы местоположение стыков могло быть найдено с поверхности земли. Для этого должны быть сделаны привязки к постоянным ориентирам (зданиям, сооружениям) как самого газопровода, так и его характерных точек (концевых, поворотных, мест пересечения с коммуникациями и др.), нанесено рас-

стояние между стыками. Строгое соблюдение масштаба схемы не обязательно. На схемах стыков межпоселковых газопроводов разрешается указывать только стык врезки, замыкающие стыки, стыки на стесненных участках прокладки и стыки на углах поворота, выполненные фитингами.

Кроме исполнительной документации на строительство, приемочной комиссии представляется дополнительный пакет документов, определенный Правилами безопасности ПБ 12-529-03 и включающий:

– копию приказа о назначении лица, ответственного за безопасную эксплуатацию газового хозяйства;

– положение о газовой службе или договор с организацией, имеющей опыт проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту газопроводов и газового оборудования. Поскольку формально газопровод как объект недвижимости отсчитывает свое начало с момента его постановки на баланс организации (оформления в собственность), вместо договора на техническое обслуживание может быть предъявлен договор о готовности принятия объекта на техническое обслуживание;

– протоколы проверки знаний Правил безопасности ПБ 12-529-03, нормативных документов руководителями, специалистами и инструкций рабочими;

– план локализации и ликвидации аварийных ситуаций и взаимодействия служб различного назначения, включая аварийно-диспетчерскую службу газораспределительной организации;

– акт приемки под пусконаладочные работы газоиспользующего оборудования и график их выполнения (при наличии такого оборудования и приемки объекта в две стадии).

На основании представленных материалов оценивается готовность эксплуатационной организации к эксплуатации газопровода и к действиям по локализации и ликвидации последствий возможных аварий.

На сварочные стыки полиэтиленового газопровода должны быть оформлены журналы производства работ и (или, как правило автоматически) протоколы, позволяющие установить время и режим сварки, а также сварщика, выполнившего сварку[10]. Протоколы сварки являются по сути официальными документами и включаются в состав исполнительной документации.

Приемочная комиссия проверяет комплектность и правильность составления исполнительной документации, проводит внешний осмотр объекта с целью определения соответствия выполненных работ проекту

и нормативным документам (в т.ч. качество выполнения земляных работ, монтаж надземных сооружений). Комиссии предоставляется право в случае необходимости проверять любые участки газопровода и качество сварки физическими методами или вырезкой их для механических испытаний, производить дополнительные испытания газопровода и оборудования, привлекать к работам необходимых специалистов.

По результатам работы приемочной комиссии оформляется акт приемки законченного строительством объекта газораспределительной системы в эксплуатацию, в котором указывается, что проведенные строительно-монтажные работы соответствуют проекту и выполнены в полном объеме, а предъявленный к приемке газопровод считается принятым заказчиком вместе с прилагаемой исполнительной документацией. В случае проведения дополнительных испытаний (кроме зафиксированных в исполнительной документации), о них также вносятся сведения в акт приемки. К акту приемки прикладываются необходимые документы: копия распоряжения (приказа) о назначении приемочной комиссии; характеристика принимаемого в эксплуатацию объекта; перечень организаций, выполнявших проектные и строительные виды работ; справка об устранении недоделок и дефектов, выявленных комиссией (если они имели место); документ, подтверждающий сдачу дополнительной документации; план расположения объекта на местности; копия строительного паспорта газопровода; ведомость установленного оборудования; справка от землепользователей о проведенной рекультивации и пр.

Оформленный акт приемки является одним из оснований для эксплуатационной организации на присоединение вновь смонтированного газопровода к действующей системе газораспределения (ввод объекта в эксплуатацию) и пуск газа, а также проведение необходимых пусконаладочных работ газового оборудования «под нагрузкой». На период проведения пусконаладочных работ, относящихся к газоопасным работам, ответственным за безопасное их проведение является руководитель пусконаладочной бригады, назначаемый из числа специалистов организации. *Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, не принятых комиссией в установленном порядке, не допускается*[10].

С начала работ и до подписания акта приемки законченного строительством объекта генеральный подрядчик несет полную ответственность за сохранность имущества, материалов, оборудования, строительной техники и другого имущества на территории строительной

площадки. После подписания акта приемки ответственность за сохранность зданий, сооружений и другого имущества несет заказчик.

Утвержденный заказчиком акт приемки законченного строительством объекта является основанием для подачи документов на государственную регистрацию прав собственности. Только после постановки газопровода на баланс предприятия возможен пуск в него газа. После приемки газопровода в эксплуатацию проводится его техническая инвентаризация, как объекта недвижимого имущества с составлением технического паспорта. Технический паспорт оформляется на правообладателя объекта. Адресная часть должна соответствовать фактическому месту нахождения объекта и акту приемочной комиссии, а литеры, указанные в техническом паспорте, совпадать с планом объекта. При этом литеры присваиваются только самому газопроводу, другие сооружения на газопроводе (ГРПШ, ПГБ, ПУРГ и т.п.) отражаются в техническом паспорте как газовое оборудование. Обязательным приложением технического паспорта является ситуационный план подземного газопровода. На схеме газопровода обозначаются количественные показатели, такие как протяженность каждого участка по диаметрам до запорной арматуры, шкафных установок, опор и др. Также указываются высота опор участков надземной прокладки, расстояния между опорами, диаметры труб, необходимые для определения площади земельных участков, с целью дальнейшего заключения договоров аренды. На схеме и в описании газопровода указываются точка врезки в существующую сеть, привязка газопровода на местности, диаметр и категория давления.

Завершающим этапом строительства является проведение государственной регистрации права собственности на законченные строительством объекты газораспределительной системы и государственная регистрация договоров аренды земельных участков под указанными объектами. Основанием для государственной регистрации возникновения права собственности на созданный объект недвижимого имущества (объект газораспределительной системы), является совокупность юридических фактов, подтверждающих возникновение прав, а именно:

– документов, подтверждающих факт его создания согласно Федеральному закону № 122-ФЗ «О государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним»;

– документа, подтверждающего возникновение права собственности на объект у заказчика (договор на строительство).

Обязательным приложением к документам, необходимым для государственной регистрации прав, является план объекта недвижимости (технический паспорт объекта).

До проведения государственной регистрации права собственности на построенный газопровод необходимо также выполнить работы по межеванию земельных участков, необходимых для эксплуатации объекта. При этом в случаях, установленных действующим земельным законодательством, решаются вопросы о переводе земельных участков из одной категории в другую, а также осуществляется постановка земельных участков на государственный кадастровый учет.

Для проведения данных работ необходимо заключение договора со специализированными организациями на выполнение работ по межеванию земельных участков с целью эксплуатации возведенного объекта. Как правило, по договору подряда на проведение работ по межеванию земель специализированная организация:

– получает в территориальном земельном комитете или Росземкадастре (его территориальном органе) оформленное в установленном порядке техническое задание на межевание;

– определяет прохождение границ земельного участка на местности;

– составляет описание местоположения (прохождения) границ земельного участка;

– изготавливает план земельного участка;

– комплектует материалы межевания в землеустроительное дело;

– представляет на утверждение в Росземкадастр (в его территориальный орган) землеустроительное дело.

Конкретные виды работ, состав и количество технической документации определяется техническим заданием.

Формирование землеустроительного дела осуществляется в соответствии с «Методическими рекомендациями по проведению межевания объектов землеустройства», утвержденными Росземкадастром 17.02.2003 г. При этом в состав дела в обязательном порядке включаются сведения государственного земельного кадастра о земельном участке (участках) в форме кадастрового плана земельного участка.

При постановке составных земельных участков (единых землепользований) на государственный кадастровый учет всем входящим в их состав обособленным земельным участкам должны присваиваться кадастровые номера.

При постановке земельных участков на государственный кадастровый учет и оформлении договоров аренды необходимо точно указать сведения, позволяющие однозначно идентифицировать все земельные участки, в том числе обособленные земельные участки, входящие в состав единых землепользований. К указанным сведениям прежде всего относятся: адрес (местоположение) земельного участка, включая наименование республики, края, области, района, населенного пункта, улицы, номера дома, корпуса, строения и др. (при наличии), целевое назначение земельного участка (наименование объекта или его составной части, размещенных на земельном участке).

Категория земель должна указываться в актах федеральных органов исполнительной власти, актах органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и актах органов местного самоуправления о предоставлении земельных участков, договорах, предметом которых являются земельные участки, документах государственного земельного кадастра, документах о государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним. Категория земель определяется их целевым назначением. Земельные участки сельскохозяйственного назначения переводятся в земли промышленности, транспорта и иного специального назначения; полоса отвода лесных земель – в нелесные земли на период эксплуатации газопровода, если на данном участке нет наземных сооружений.

Порядок перевода земель из одной категории в другую регулируется «Земельным кодексом РФ», а также Федеральным законом № 172-ФЗ «О переводе земель или земельных участков из одной категории в другую».

При оформлении прав на землю и постановке их на кадастровый учет необходимо иметь в виду, что для эксплуатации линейной части подземных газопроводов земельные участки отводятся только под наземными элементами трубопровода. Земли в границах охранных зон подземных газопроводов в аренду не оформляются, но в соответствии с «Правилами охраны газораспределительных сетей» охранные зоны газораспределительных сетей подлежат государственному кадастровому учету. Ограничения (обременения) в границах охранных зон подлежат государственной регистрации в соответствии с законодательством РФ о государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним.

Земельные участки для эксплуатации расположенных на них объектов подлежат оформлению в долгосрочную аренду, при этом договоры

аренды земель подлежат обязательной государственной регистрации. Сторонами данного договора являются Арендодатель, право собственности которого на земельный участок должно быть подтверждено, и Арендатор, каковым является собственник построенного газопровода. Предметом договора аренды является земельный участок, прошедший государственный кадастровый учет.

В дальнейшем проводится государственная регистрация права собственности, о чем выдается свидетельство о государственной регистрации. В свидетельстве указывается регистрационный номер, присвоенный территориальным органом регистрационной службы, и дата государственной регистрации. Свидетельство не должно иметь подчисток, приписок, зачеркнутых слов и иных исправлений. Технические ошибки в записях, допущенные при государственной регистрации прав, исправляются в 3-дневный срок по решению государственного регистратора после обнаружения ошибки или получения от любого заинтересованного лица в письменной форме заявления об ошибке в записях.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Каким образом должна быть оформлена исполнительная документация, предъявляемая при приемке объекта в эксплуатацию?

1. По согласованию с заказчиком в произвольной форме или приведенной в нормативной документации;
2. По формам, приведенным в нормативной документации, или произвольно (если требования к оформлению отсутствуют в нормативной документации);
3. В произвольной форме.

Правильный ответ: 2.

Для каких целей необходима схема сварных стыков, составляемая при строительстве газопровода?

1. Для обеспечения возможности определения места расположения стыка с поверхности земли;
2. Для определения стыков, подлежащих контролю при техническом обследовании газопровода;
3. Для обеспечения контроля за качеством выполняемых сварных соединений.

Правильный ответ: 1.

9.3. Замена дефектных участков

Необходимость замены дефектных участков на газопроводах из полиэтиленовых труб возникает при нарушении целостности трубопровода вследствие его механических повреждений строительной техникой, грунтовой засыпкой, балластировкой, разрывов по сварным стыкам или телу трубы в процессе испытаний при сдаче газопровода в эксплуатацию. Местонахождение повреждения при частичной присыпке полиэтиленовой плети на стадии пневматических испытаний, как правило, легко определяется по звуковому воздействию выходящего воздуха.

Ремонт полиэтиленовых трубопроводов производится, в основном, путем вварки трубной вставки взамен поврежденного участка. При небольших повреждениях типа сквозных отверстий диаметром до 20 мм или кольцевых царапин возможно производить ремонт с использованием ремонтных муфт или накладок с закладным нагревателем (рисунок 149) каждая половина которых приваривается к трубе газопровода отдельно.

При замене участка трубы трубные вставки вваривают сваркой нагретым инструментом встык или при помощи муфт с закладными нагревателями в зависимости от имеющегося оборудования, температуры окружающего воздуха, наличия или отсутствия засыпки газопровода и некоторых других факторов.

При сварке нагретым инструментом встык длина трубной вставки назначается исходя из протяженности дефекта, но для удобства выполнения работ на сварочной машине принимается равной, как правило, не менее 0,5 м.

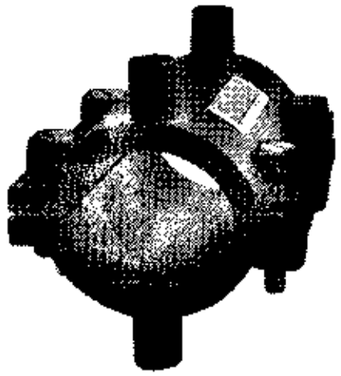


Рисунок 149. Ремонтная муфта с закладным нагревателем фирмы «Friatec»

При вварке трубной вставки сваркой нагретым инструментом встык работы выполняют в следующем порядке:

– определяют местонахождение повреждения (дефекта) трубопровода или разрыва стыка;

– освобождают от грунтовой (или песчаной) присыпки участок трубопровода необходимой длины исходя из протяженности дефекта и диаметра трубы и температуры воздуха (см. таблицу 115);

– расширяют траншею в зоне производства работ и делают приямок для размещения сварочного оборудования и рабочего персонала;

– очищают, размечают и вырезают поврежденный участок;

– замеряют фактическое расстояние между торцами обрезанных труб;

– от полиэтиленовой трубы соответствующего диаметра отрезают вставку требуемого размера с учетом необходимых припусков;

– приваривают вставку к первому (с меньшей длиной освобождения) концу трубопровода;

– приваривают второй конец трубопровода (с большей длиной освобождения) к трубной вставке, при этом для перемещения подвижного зажима сварочной машины производят одновременный упругий изгиб трубопровода методом его подъема.

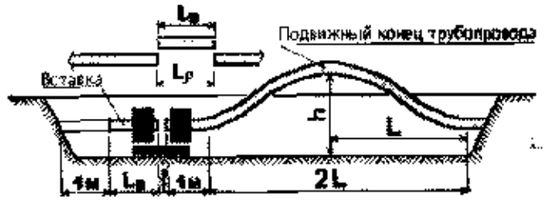


Рисунок 150. Ремонт путем использования сварки встык

Принципиальная схема выполнения работ показана на рисунке 150.

Таблица 115. Длина освобождения «подвижного» конца трубопровода по СП 42-103-2003

Диаметр трубы, мм De	Температура окружающего воздуха T_0 (°C)											
	–15		–10		0		+10		+20		+30	
	2L	h	2L	h	2L	h	2L	h	2L	h	2L	h
63	18	1,0	18	0,9	17	0,9	16	0,9	14	0,8	13	0,8
75	20	1,0	20	1,0	19	1,0	18	1,0	15	0,9	14	0,8
90	22	1,1	22	1,1	21	1,0	19	1,0	17	0,9	16	0,8
110	25	1,1	24	1,1	23	1,1	21	1,0	19	1,0	17	0,9
125	27	1,3	27	1,3	26	1,2	23	1,1	20	1,1	19	1,0
140	29	1,6	28	1,6	27	1,4	25	1,3	22	1,3	20	1,2
160	33	1,6	32	1,6	31	1,6	28	1,5	25	1,4	23	1,4
180	35	1,7	34	1,7	33	1,6	29	1,6	26	1,4	24	1,4
200	38	1,8	37	1,8	35	1,7	32	1,6	28	1,6	26	1,5
225	40	1,8	39	1,8	38	1,7	34	1,7	30	1,6	28	1,5

Общая длина освобождения трубопровода от грунтовой засыпки рассчитывается исходя из длины вавариваемой вставки $L_в$, диаметра свариваемых труб De, температуры окружающего воздуха T_0, половины длины сварочной машины (принимаемой равной 1,0 м), длины защемленного участка (принимаемой равной 1,0 м) и определяется как сумма:

$$\Sigma = L_в + 2L + 2{,}0 \text{ м},$$

где 2L – длина освобождения «подвижного» конца трубопровода, ориентировочно определяемая в зависимости от температуры окружающего воздуха и диаметра трубы по данным таблицы 115 (размеры 2L и h даны в метрах);

$L_в$ – длина трубной вставки;

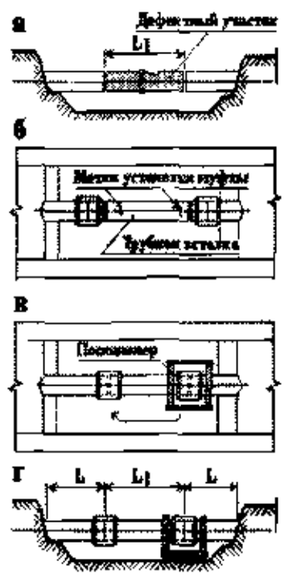
2,0 м – ориентировочная длина подвижного зажима сварочной машины (1,0 м) и защемленного горизонтального участка трубы (1,0 м).

Длина трубной вставки $L_в$ должна быть не менее 500 мм и больше длины рассечки трубопровода $L_р$ для труб диаметром: 63–90 мм – не менее чем на 10 мм; 110–125 мм – на 14 мм; 140–160 мм – на 16 мм; 180–225 мм – на 20 мм. Наличие дополнительной длины обусловлено необходимостью торцовки труб перед сваркой.

Величина требуемого для сварки нагретым инструментом встык осевого перемещения конца трубопровода f составляет для труб диаметром: 63–110 мм – 50 мм; 125–140 мм – 60 мм и 160–225 мм включительно – 80 мм.

Учитывая, что часть расплавленного полиэтилена при осадке выдавливается из зоны сварки и образует грат, при назначении длины трубной вставки $L_в$ рекомендуется принимать дополнительный припуск на укорочение свариваемых концов пропорционально толщине стенок по следующему соотношению, приведенному в таблице 116.

Вырезку поврежденного участка трубопровода и отрезку трубной вставки осуществляют по нанесенной разметке с помощью механических труборезов роликового или гильотинного типа и других инструментов, обеспечивающих перпендикулярность торца отрезаемых труб и гладкость реза. Использование ручных ножовок не рекомендуется.



а – схема освобождения труб от грунтовой засыпки; б, в и г – последовательность вварки трубной вставки

Рисунок 151. Ремонт путем использования муфт с закладным электронагревателем

Таблица 116. Припуск на укорочение концов вариваемой вставки

Диаметр трубы, мм	63–75	90	110	125	140–160	200–225	250–315
Припуск, мм	3	4	5	6	7	8	10

При сварке замыкающего (монтажного) стыка в процессе выполнения операций обработки торцов, оплавления и осадки подъем и опускание освобожденного конца трубопровода должны быть синхронизированы с перемещением подвижного зажима сварочной машины. Торцевание труб перед сваркой следует производить аккуратно, с тем чтобы не произошло чрезмерного уменьшения длины вариваемой вставки.

При вварке трубной вставки при помощи муфт с закладными нагревателями общая последовательность работ на стадии подготовки должна соответствовать требованиям, предусмотренным для сварки труб. Освобождение трубопровода от грунтовой присыпки и вварку трубной вставки производят по схеме, представленной на рисунке 151.

Освобождение трубопровода от грунтовой присыпки производят по длине, определяемой суммой длин вариваемой вставки $L_в$ и освобождения концов трубопровода L + L. При вварке вставки с помощью муфт ее длина $L_в$ должна быть равна длине рассечки трубопровода, но не менее 500 мм при диаметре труб более 50 мм и не менее 200 мм при диаметрах до 50 мм включительно.

Длина освобождения конца трубопровода L, зависящая от длины муфты (диаметра трубы) и длины приспособления для сборки, ориентировочно составляет для труб диаметром: до 63 мм – 0,2 м; от 63 до 125 мм – 0,5 м; от 140 до 315 мм – 1,0 м.

Установку трубной вставки и муфт в рассечку трубопровода и сварку производят в следующей последовательности:

– на подготовленные к сборке концы трубопровода надевают муфты;

– под один из концов трубопровода с муфтой подводят позиционер для сборки, в нем закрепляют концы свариваемых труб;

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

При каком способе вварки трубной вставки требуется меньший объем земляных работ?

1. При вварке трубной вставки нагретым инструментом встык;
2. При вварке трубной вставки муфтами с закладным нагревателем;
3. Способ вварки не оказывает заметного влияния на объем земляных работ.

Правильный ответ: 2.

– на оба конца трубной вставки надвигают муфты с установкой их по меткам или по упору (в позиционере);

– к муфте, установленной в позиционере, подключают сварочный аппарат и производят сварку;

– после охлаждения первого соединения позиционер устанавливают на место выполнения второго соединения и производят сварку.

При наличии двух комплектов оснастки (позиционеров и сварочных аппаратов) производят сборку и сварку одновременно двух соединений трубной вставки. После сварки стыки нумеруют и наносят номер клейма сварщика. Грунтовая присыпка под трубопроводом восстановливается с тщательным уплотнением.

Технологии замены дефектных участков на действующих газопроводах приведены в главе 10.2.

Раздел десятый. Эксплуатация систем газораспределения из полиэтиленовых труб

10.1. Общие требования по эксплуатации полиэтиленовых газопроводов

Эксплуатация полиэтиленовых газопроводов не требует такого большого объема работ, какой необходим при эксплуатации газопроводов из стальных труб. Для газопроводов из полиэтилена отпадает необходимость в обслуживании средств защиты от электрохимической коррозии, сокращается объем ремонтно-восстановительных работ, а в случае использования в качестве запорной арматуры полиэтиленовых кранов нет надобности в обследовании колодцев. Эксплуатация газораспределительных сетей из полиэтилена включает следующие виды работ: пуск газа в законченные строительством газопроводы, их техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонты, локализацию и ликвидацию аварийных ситуаций, контроль давления и степень одоризации газа (для поселковых сетей), проверку наличия и удаление из труб влаги и конденсата, техническое диагностирование по истечении назначенного срока эксплуатации.

Приведенные ниже общие требования к эксплуатации полиэтиленовых газопроводов регламентированы ПБ 12-529-03 «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления» Ростехнадзора РФ и ОСТ 153-39.3-051-2003 «Техническая эксплуатация газораспределительных систем».

В каждой организации из числа руководителей или специалистов, прошедших аттестацию (проверку знаний требований промышленной безопасности норм, правил и других нормативных правовых актов), назначаются лица, ответственные за безопасную эксплуатацию опасных производственных объектов систем газопотребления в целом и за каждый участок (объект) в отдельности.

Работы, связанные с пуском газа в газопроводы при вводе их в эксплуатацию, расконсервации или после ремонта, техническое обслуживание и ремонт действующих газопроводов, удаление закупорок,

– на оба конца трубной вставки надвигают муфты с установкой их по меткам или по упору (в позиционере);

– к муфте, установленной в позиционере, подключают сварочный аппарат и производят сварку;

– после охлаждения первого соединения позиционер устанавливают на место выполнения второго соединения и производят сварку.

При наличии двух комплектов оснастки (позиционеров и сварочных аппаратов) производят сборку и сварку одновременно двух соединений трубной вставки. После сварки стыки нумеруют и наносят номер клейма сварщика. Грунтовая присыпка под трубопроводом восстановливается с тщательным уплотнением.

Технологии замены дефектных участков на действующих газопроводах приведены в главе 10.2.

Раздел десятый. Эксплуатация систем газораспределения из полиэтиленовых труб

10.1. Общие требования по эксплуатации полиэтиленовых газопроводов

Эксплуатация полиэтиленовых газопроводов не требует такого большого объема работ, какой необходим при эксплуатации газопроводов из стальных труб. Для газопроводов из полиэтилена отпадает необходимость в обслуживании средств защиты от электрохимической коррозии, сокращается объем ремонтно-восстановительных работ, а в случае использования в качестве запорной арматуры полиэтиленовых кранов нет надобности в обследовании колодцев. Эксплуатация газораспределительных сетей из полиэтилена включает следующие виды работ: пуск газа в законченные строительством газопроводы, их техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонты, локализацию и ликвидацию аварийных ситуаций, контроль давления и степень одоризации газа (для поселковых сетей), проверку наличия и удаление из труб влаги и конденсата, техническое диагностирование по истечении назначенного срока эксплуатации.

Приведенные ниже общие требования к эксплуатации полиэтиленовых газопроводов регламентированы ПБ 12-529-03 «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления» Ростехнадзора РФ и ОСТ 153-39.3-051-2003 «Техническая эксплуатация газораспределительных систем».

В каждой организации из числа руководителей или специалистов, прошедших аттестацию (проверку знаний требований промышленной безопасности норм, правил и других нормативных правовых актов), назначаются лица, ответственные за безопасную эксплуатацию опасных производственных объектов систем газопотребления в целом и за каждый участок (объект) в отдельности.

Работы, связанные с пуском газа в газопроводы при вводе их в эксплуатацию, расконсервации или после ремонта, техническое обслуживание и ремонт действующих газопроводов, удаление закупорок,

установка и снятие заглушек, продувка действующих газопроводов при отключении или включении газоиспользующих установок, обход и ремонт газопроводов (включая разрытия в местах утечек газа), а также осмотр и проветривание колодцев относятся к газоопасным работам, требующим соблюдения особых мер безопасности. К выполнению газоопасных работ допускаются руководители, специалисты и рабочие, обученные технологии проведения газоопасных работ, правилам пользования средствами индивидуальной защиты (противогазами и спасательными поясами), способам оказания первой (доврачебной) помощи, аттестованные и прошедшие проверку знаний в области промышленной безопасности.

При пуске газа производится продувка газом газопровода через продувочные свечи, установленные на присоединяемом газопроводе и выведенные не менее 3 м от поверхности земли. Перед заполнением газопровода газом давление воздуха в нем должно быть снижено до атмосферного. Все газопроводы, введенные в эксплуатацию, учитываются в специальном журнале, на подземные газопроводы ведется эксплуатационный паспорт.

Обход трасс газопроводов осуществляется слесарями по обслуживанию и ремонту газопроводов (обходчиками)[38]. Поскольку обход наружных газопроводов отнесен ПБ 12-529-03 к газоопасным работам, бригада обходчиков должна состоять минимум из двух человек. *При каждом обходе обходчики должны иметь газоанализатор, крючки для открывания колодцев* (и крышек коверов), *спецодежду*[38]. Если для обнаружения трассы газопровода использован провод-спутник, в комплект оснащения бригады обходчиков должен включаться прибор-трассоискатель. Генератор трассоискателя подключается к одному из концов провода-спутника (второй конец провода заземляется). Обнаружение газопровода происходит по электромагнитному излучению провода-спутника, которое улавливается антенной приемного устройства трассоискателя.

При обходе подземных газопроводов должны выявляться утечки газа на трассе газопровода по внешним признакам и приборам (отбор и анализ проб) на присутствие газа в колодцах и камерах инженерных подземных сооружений (коммуникаций), контрольных трубках, подвалах зданий, шахтах, коллекторах, подземных переходах, расположенных на расстоянии до 15 м по обе стороны от газопровода; уточняться сохранность настенных указателей, ориентиров сооружений и устройств

электрохимической защиты; очищаться крышки газовых колодцев и коверов от снега, льда и загрязнений; выявляться пучения, просадки, оползни, обрушения и эрозии грунта, размывы газопровода паводковыми или дождевыми водами; контролироваться условия производства строительных работ, предусматривающие сохранность газопровода от повреждений.

Таблица 117. Периодичность обхода трасс подземных газопроводов в зависимости от места прохождения трассы

Газопроводы	Низкого давления в застроенной части поселений	Высокого и среднего давления в застроенной части поселений	Всех давлений в незастроенной части поселений, а также межпоселковые
1. Вновь построенные	Непосредственно в день ввода в эксплуатацию и на следующий день		
2.1. Полиэтиленовые газопроводы, эксплуатируемые до 50 лет при отсутствии аварий и инцидентов	1 раз в 3 мес.	1 раз в 3 мес.	1 раз в 6 мес.
3. После реконструкции методом протяжки полиэтиленовых труб или тканевого шланга с двухкомпонентным клеем	Устанавливается техническим руководителем газораспределительной организации, но не реже:		
	1 раз в 3 мес.	1 раз в 3 мес.	1 раз в 6 мес.
7. Находящиеся в неудовлетворительном техническом состоянии, подлежащие замене	Ежедневно	Ежедневно	2 раза в неделю
8. Проложенные в просадочных грунтах	1 раз в неделю	2 раза в неделю	1 раз в 2 недели
9. С временно устраненной утечкой (бинт, бандаж)	Ежедневно до проведения ремонта		
10. Находящиеся в радиусе 15 м от места производства строительных работ	Ежедневно до устранения угрозы повреждения газопровода		
11. Береговые части переходов через водные преграды и овраги	Ежедневно в период паводка		
13. Полиэтиленовые, эксплуатируемые после 50 лет при положительных результатах диагностики	1 раз в 3 мес.	1 раз в 3 мес.	1 раз в 6 мес.
15. Полиэтиленовые, эксплуатируемые после 50 лет при отрицательных результатах диагностики, назначенные на перекладку	Ежедневно	Ежедневно	2 раза в неделю
Примечание. Пункты 2, 4, 5, 6, 12 и 14, касающиеся эксплуатации газопроводов из стальных труб, не приведены			

Периодичность обхода трасс подземных газопроводов должна устанавливаться в зависимости от их технического состояния, категории

газопровода по давлению, пучинистости, просадочности и степени набухания грунтов, горных подработок, сейсмичности района, времени года и других факторов, но не реже периодичности, приведенной в таблице 117.

В охранной зоне газопровода при производстве работ должна обеспечиваться их сохранность, а также не допускаться застройка газопроводов в соответствии с требованиями «Правил охраны газораспределительных сетей», согласно которым вдоль трасс подземных газопроводов в пределах 2 м по обе стороны не допускается складирование материалов и оборудования (в том числе для временного хранения), устройство свалок и ограждений, разведение огня.

Периодическое приборное обследование технического состояния наружных газопроводов для определения наличия утечек газа должно производиться не реже:

– 1 раза в 5 лет для подземных газопроводов;

– 1 раза в 3 года для переходов через судоходные водные преграды, кроме смонтированных методом направленного бурения.

Таблица 118. Сроки контрольного обследования согласно норм DVHW (лист G 465)

Частота обнаружения утечек на 1 км	0,1	0,5	1,0
Рабочее давление, МПа	Сроки обследования трасс, лет		
0,1	6*	4	2
0,1 до 1,0	4*	2	1
1,0	2*	1	0,5

*Примечание. Указанные сроки действительны только для полиэтиленовых газопроводов или стальных газопроводов с катодной защитой

Периодичность обследования подземных газопроводов на переходах через водные преграды, выполненные из полиэтилена методом направленного бурения, устанавливается эксплуатационной организацией. Газопроводы, требующие капитального ремонта или включенные в план на замену (перекладку), должны подвергаться приборному техническому обследованию не реже 1 раза в год. Следует отметить, что в европейских странах сроки обследования трасс, хотя и различаются друг от друга, но также зависят от давления в эксплуатируемом газопроводе и от частоты обнаружения утечек на нем. В таблице 118 в качестве примера приведены сроки контрольного обследования, принятые в Германии (согласно норм немецкого союза работников газового и водного хозяйства DVHW).

Устранение в газопроводах ледяных, смоляных, нафталиновых и других закупорок производится путем шуровки мягким ершом, обогрева мест закупорки паром, гибкими электронагревательными элементами или горячим песком, температура которых не превышает 80 °С, заливки органических спиртов-растворителей, к которым полиэтилен химически стоек. Устранение закупорок путем шуровки, заливки растворителей или подачи пара разрешается при давлении газа в газопроводе не более 0,005 МПа. Запрещается применение открытого пламени для отогрева полиэтиленовых газопроводов, а также стальных газопроводов, санированных полимерными покрытиями. Полиэтилен даже при отрицательных температурах сохраняет способность к пластическим деформациям. От ледяных и кристаллогидральных закупорок полиэтиленовая труба не разрушается, а только несколько увеличивается в диаметре. Поэтому место закупорки при разрытии трубопровода легко определить. Места ледяных, кристаллогидральных и смоляных закупорок, как правило, определяют по рельефу трассы газопровода в местах ее понижения и наличия местных сопротивлений (поворотов, сужений, разветвлений). Для небольших расстояний (до 200 м) возможно использование стеклопластикового стержня, т.н. «кобры», путем его проталкивания в трубу газопровода от ближайшего отключающего устройства.

Утечки газа на газопроводах, обнаруженные при приборном техническом обследовании, устраняются в аварийном порядке. Для локализации и ликвидации аварийных ситуаций в газовых хозяйствах городских и сельских поселений при газораспределительных организациях создаются единые аварийно-диспетчерские службы (АДС) с городским телефоном «04» и их филиалы с круглосуточной работой, включая выходные и праздничные дни. Численность и материально-техническое оснащение АДС (филиалов) определяются типовыми нормами. Места их дислокации определяются зоной обслуживания и объемом работ с учетом обеспечения прибытия бригады АДС к месту аварии за 40 мин.

Временная ликвидация утечки газа допускается с помощью бандажа, хомута или бинта из мешковины с шамотной глиной, наложенных на газопровод. Засыпка подземных газопроводов с наложенными на них бандажами и хомутами запрещается. Только при температуре

окружающего воздуха ниже минус 15 °С газопровод в месте разрытия следует присыпать грунтом на высоту 0,2 м выше верхней образующей трубы.

Сварные стыки и участки труб полиэтиленовых газопроводов, имеющие дефекты и повреждения, должны вырезаться и заменяться врезкой трубных вставок (катушек) с применением муфт с закладными нагревателями. Допускается сварка встык при 100%-ном контроле стыков ультразвуковым методом. Использование стыковой сварки возможно в случае отрытия протяженного котлована и изгиба труб в вертикальной или горизонтальной плоскости (требования и последовательность выполнения операций изложены в главе 9.3). Вварку катушек следует предусматривать из ПЭ80 или ПЭ100. При использовании стыковой сварки для труб из разных марок полиэтилена параметры сварки следует выбирать по полиэтилену с меньшим значением показателя текучести расплава (ПТР). Т.е. при вварке в газопровод из ПЭ80 трубной вставки из ПЭ100, температуру нагревательного инструмента назначают как при сварке труб из ПЭ100. Длина ввариваемых катушек должна быть не менее 500 мм при диаметре труб более 50 мм и не менее 200 мм при диаметрах до 50 мм включительно.

Узлы неразъемных соединений и соединительные детали, не обеспечивающие герметичность, должны вырезаться и заменяться новыми. Допускается ремонтировать точечные повреждения полиэтиленовых газопроводов при помощи специальных ремонтных накладок (полумуфт) с закладными нагревателями. Для ремонта и врезки в действующие газопроводы могут использоваться соединительные детали и узлы соединений, разрешенные к применению в установленном порядке. Соединения «полиэтилен – сталь», используемые для врезки в стальные газопроводы должны иметь длину стальной вставки не менее 0,8 м.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Катушка какой длины должна вариваться при замене дефектного участка эксплуатируемого газопровода диаметром более 50 мм?
1. Не менее 200 мм;
2. Не менее 500 мм;
3. Не менее 1000 мм.

Правильный ответ: 2.

Какие способы сварки возможно использовать для вварке катушек при замене дефектного участка?
1. Муфтами с ЗН или нагретым инструментом встык;
2. Муфтами с ЗН;
3. Нагретым инструментом встык.

Правильный ответ: 1.

10.2. Ремонтные работы на действующих газопроводах

Одним из неоспоримых преимуществ полиэтиленовых трубопроводов является низкая частота аварий на них. Например, по данным ЗАО «KWH Pipe» (Финляндия), количество аварий на трубах из полиэтилена в черте населенных пунктов не превышает 0,26 на 10 км/год (для сравнения, на стальных трубах – 2,04 на 10 км/год, т.е. в 8 раз больше). Сравнительные статистические данные по аварийности на газопроводах Германии, по опубликованным материлам DVGW, приведены в таблице 119. Соотношение же аварий на межпоселковых газопроводах по отношению к внутригородским газовым сетям согласно экспертных оценок приблизительно равно 1 : 10.

Тем не менее, даже несмотря на высокие эксплуатационные характеристики полиэтиленовых труб и постоянное технологическое развитие их качества, ремонтные работы на полиэтиленовых трубопроводах неизбежны – прежде всего из-за производственных повреждений. Причинами разрушения полиэтиленовых труб, с которыми приходится бороться поставщикам газа по всему миру, являются, прежде всего, механические повреждения ковшом экскаватора, обусловленные земляными работами на соседних с газопроводом участках. Наибольшему риску подвержены внутрипоселковые газопроводы – отводы, поскольку они располагаются поперек основных коридоров прокладки подземных инженерных коммуникаций. Кроме того, необходимость в ремонтных работах может быть вызвана разрушением сварных соединений или материала труб в результате ошибок при прокладке трубопровода или подвижками грунта. По данным австрийской газораспределительной компании BEGAS AG, на долю повреждения труб экскаватором приходится 86 % от общего числа зарегистрированных аварий, на ошибки монтажа – 6,5 %.

Таблица 119. Количество случаев разгерметизации газопроводов в Германии на 1 км/год за период 1986 г. и 1995 г.

Период времени	Газораспределительные сети		Газопроводы-вводы	
	1986	1995	1986	1995
Сталь	0,191	0,148	0,500	0,347
Чугун	1,160	0,600	0,757	0,784
Пластмасса	0,033	0,022	0,106	0,114

При проведении ремонтных работ на действующих газопроводах все операции должны проводиться с надлежащим соблюдением мер бе-

зопасности. Сварка при выходе транспортируемой среды не допустима. *Работы по устранению дефектов* [при эксплуатации газопроводов] *допускается проводить при температуре окружающего воздуха не ниже минус 15 °С*[38]. В случае выполнения работ при более низких температурах воздуха необходимо обеспечить подогрев трубы, используя для этого гибкие электронагревательные элементы (температура не должна превышать +40 °С), или установить над местом работ отапливаемую палатку. *При обнаружении выхода газа труба должна быть увлажнена слабым раствором моющего средства, начиная от уровня земли. Затем следует намотать влажную ленту, добавляя к воде глицерин для сохранения гибкости ленты при температуре окружающей среды ниже 0 °С. Ленту следует заземлить с помощью металлического штифта, закрепленного в земле*[38].

Локальные повреждения поверхности труб диаметром 63–225 мм (вмятины, небольшие борозды и царапины), не являющиеся сквозными (согласно свода нормативов DVGW немецкого союза по газо- и водоснабжению допустимы повреждения не более 10 % от толщины стенки трубы), могут быть устранены при помощи усиливающих накладок или ремонтных муфт с закладными нагревателями, а на трубах диаметром 250–560 мм ремонтируются усиливающими заглушками-накладками с универсальным гибким основанием (рисунок 152). Усиливающие накладки и ремонтные муфты представляют собой две полумуфты, соединяемые по бокам болтовыми стяжками или струбцинами и не требующие для сварки дополнительных прижимных устройств. Прижатие заглушек-накладок с универсальным основанием для создания необходимого давления при сварке происходит с помощью специальных пневматических устройств, закрепляемых над накладками фиксирующим ремнем. Важно, чтобы место повреждения не выходило за пределы внутренней холодной зоны, предусмотренной в конструкции усиливающей накладки. В случае, если повреждения трубы выходят за пределы центральной холодной зоны седлового элемента или зона сварки перекрывает место повреждения, необходимо использовать другой метод ремонта.

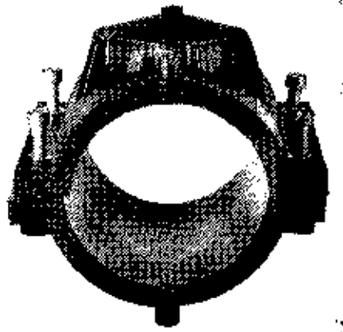


Рисунок 152. Усиливающая накладка с закладным нагревателем фирмы «Friatec»

Локальные сквозные повреждения ремонтируются аналогичным способом с использованием усиливающих накладок, ремонтных муфт или усиливающих заглушек-накладок с универсальным гибким основанием, оснащенных закладными электронагревателями. Наличие сквозных отверстий в трубах требует их предварительной герметизации перед сваркой, например, пробками из полиэтилена.

Протяженные несквозные поверхностные дефекты можно устранить при помощи так называемых сегментных ремонтных накладок. Отличительной особенностью данных ремонтных накладок является наличие закладного нагревателя не только на поверхности, прилежащей к трубе, но и на боковом плече. Прижатие ремонтных накладок при сварке также происходит с помощью специальных пневматических устройств. При глубоких царапинах на трубах их предварительно заливают расплавом полиэтилена, например, с использованием ручных экструдеров. Таким образом, представляется возможным ремонт повреждений на протяженных участках, возвращающий трубопроводу прежние эксплуатационные характеристики (в частности, полное рабочее давление), так как данная конструкция дает возможность приваривать друг к другу сколь угодно большое количество накладок.

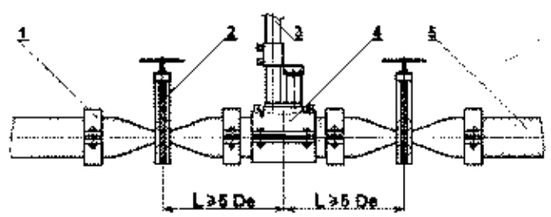
Рисунок 153. Металлическая ремонтная накладка фирмы «Friatec»

Участки трубопровода, имеющие локальные сквозные повреждения, например, от ковша экскаватора, могут быть быстро приведены в исправное состояние при помощи ремонтных накладок (хомутов или муфт) из высококачественной стали (рисунок 153). Установка механических ремонтных накладок возможна лишь в качестве временной меры ликвидации аварийных ситуаций, поскольку долговечными такие соединения назвать нельзя. В зависимости от диаметра труб в распоряжении потребителя имеются цельные и составные конструкции. Монтаж осуществляется завинчиванием гаек. Важно учесть, что длина ремонтной накладки должна

быть достаточно большой с целью исключения возможности деформации материала трубы в месте порыва. Герметизация мест утечки осуществляется при помощи уплотнительного полотна из маслобензостойкой резины. В качестве временной меры допускается также использование липкой синтетической ленты и пережимных устройств.

Разрывы стыков газопровода можно временно устранить с помощью механических соединительных элементов, основу которых составляют клеммовые механические соединения. Механические соединительные элементы для трубопроводов из полиэтилена, как правило, обеспечивают надежное осевое силовое замыкание соединяемых труб, превышающее значения механической прочности трубы. Уплотнение соединения достигается при помощи эластомерного кольцевого элемента. Клеммовые механические соединения обеспечивают возможность соединения трубопроводов из различных материалов, при этом наружные диаметры соединяемых труб могут отличаться друг от друга. Чтобы противодействовать текучести и гибкости материала при клеммовом соединении, в ряде случаев необходимо применение распорных втулок внутри трубы. *Засыпка полиэтиленового газопровода после временного устранения утечки газа не допускается*[38].

Когда речь заходит о крупном аварийно-восстановительном или капитальном ремонте полиэтиленовых трубопроводов (как и при врезке в них), неизбежно возникает проблема, связанная с необходимостью надежного блокирования поврежденного участка для предотвращения выхода транспортируемой среды.



1 – скругляющий хомут; 2 – пережимная струбцина; 3 – сбросная свеча; 4 – седловой отвод с параллельным патрубком; 5 – труба газопровода

Рисунок 154. Схема установка пережимных струбцин на действующий газопровод

Блокирование поврежденного участка при ремонтных работах на существующих (действующих) газопроводных сетях может быть осуществлено следующими способами:

– отключение всего участка, на котором планируется проведение работ, от подачи газа при помощи линейной запорной арматуры;

– пережатие трубопровода;

– установка запорного шара.

Использование линейной арматуры возможно в случае ее герметичности и тогда, когда может быть допущено временное прекращение подачи газа потребителям. После отключения проводится продувка всего участка для освобождения его от газа. *Выпуск газовоздушной смеси при продувке газопроводов следует производить в местах, где исключается возможность попадания ее в здания и воспламенения от какого-либо источника огня*[38].

Пережатие трубопроводов из полиэтилена является обычной практикой в газоснабжении, однако применение этой техники рекомендуется только для труб диаметром до 110 мм SDR 11 и до 160 мм SDR 17,6. Пережатие труб обеспечивается за счет использования специальных пережимных механических или гидравлический струбцин, устанавливаемых по обе стороны от места локализуемого повреждения и сдавливающих трубопровод до соприкосновения внутренних стенок труб друг с другом. Таким образом, обеспечивается временная приостановка движения газа на участке ремонта.

Механические струбцины-передавливатели используются для пережатия труб диаметром до 63 мм, где не требуется больших усилий. На трубопроводах большего диаметра используются гидравлические струбцины. Оценка герметичности места передавливания осуществляется сбросной свечой, врезаемой в газопровод с помощью седлового отвода рядом с местом передавливания по ходу газа. Если выявлена утечка газа, то устанавливается вторая струбцина, т.е. проводится ступенчатое пережатие трубы с промежуточной дегазацией (рисунок 154). Возможно также снижение рабочего давления в газопроводе. Расстояние между участками сжатия не должно быть меньше пятикратного диаметра трубы. Не менее такого же расстояния должно быть до ближайших сварных соединений трубопровода. Используя пережимные струбцины необходимо помнить, что они могут использоваться только при температурах окружающего воздуха не ниже +5 °С во избежание появления недопустимых трещин, образующихся в месте сжимания труб. При более низкой температуре участки труб в месте пережима должны быть подогреты до температуры не более 40 °С. Для возвращения трубам округлой формы за пределами зоны сжатия устанавливают скругляющие накладки.

После выполнения необходимых ремонтных работ струбцины разжимаются и трубопроводу возвращают первоначальную округлую фор-

му. Для придания большей прочности труб в месте их пережима приваривают муфту с закладным нагревателем или усиливающие накладки. При необходимости пуска газа в обход места врезки могут использоваться стандартные седловые отводы, соединенные между собой временным обводным газопроводом. Чтобы избежать повреждений трубопровода, степень пережатия не должна превышать 0,8, т.е. утончение стенок труб более 20 % недопустимо. Для этой цели пережимные струбцины имеют регулируемый ограничительный упор.

При установке запорного шара давление в трубопроводе в зависимости от типа запорного шара и рекомендаций производителя не должно превышать 0,1 МПа (1,0 кг/см^2). Таким образом, данный способ может использоваться на газопроводах низкого давления или на газопроводах среднего и высокого давлений после снижения давления в них на все время проведения работ. В газоснабжении применяются запорные шары из специальных материалов, которые при низком давлении можно установить вручную без особых проблем. При установке более надежной двойной блокировки из двух последовательно установленных запорных шаров рекомендуется производить удаление газа из промежуточной полости.

Рисунок 155. Перекрытие внутренней полости газопровода запорным шаром

Запорный шар может устанавливаться в трубы диаметром 110 мм и более. Для установки запорного шара применяются специальные детали, т.н. воздушно-камерная запорная арматура, включающий в себя полиэтиленовый седловой фитинг с закладным нагревателем, специальные клапаны и запорный надувной шар, вводимый внутрь трубы и обеспечивающий герметизацию определенного участка трубопровода. После приварки такой арматуры к трубе при помощи фрезы высверливается отверстие и через него вводится надувной шар, который накачивают сжатым воздухом. Шар, раздуваясь, плотно прилегает к внутренним стенкам газопровода и перекрывает его сечение (рисунок 155).

При давлении газа, превышающем 0,1 МПа, перекрытие полости труб может осуществляться за счет применения ремонтной арматуры, предусматривающей установку внутри трубы резиновых манжет, обеспечивающих герметичность при давлении до 0,5 МПа.

На время проведения работ по приварке ремонтной накладки или замене трубной секции газ может временно пускаться по обводному трубопроводу. После завершения необходимых работ воздух из камеры стравливают, шар извлекают из седлового отвода, а патрубок закрывают пробкой и заваривают крышкой.

После блокирования поврежденного участка газопровода и удаления из него газа через сбросные свечи возможно проведение капитального ремонта на нем. *С целью исключения разряда статического электричества продувка ремонтируемого участка может выполняться только при заземленном полиэтиленовом газопроводе*[38]. Капитальный ремонт проводится или путем приварки усиливающих (ремонтных) накладок различного типа, или путем вырезки поврежденного участка и вварки на его место новой трубной вставки.

Ремонт крупных повреждений, таких как разрыв стыка или трубы, протяженные сквозные повреждения, производится заменой всего поврежденного участка вваркой новой трубной вставки. При вварке трубной вставки, особенно зимой, в газопровод не должна попасть вода или снег, которые могут привести к выходу из строя газорегуляторных пунктов. Последовательность работ по вварке трубной вставки подробно изложена в главе 9.3. *При ремонте дефектных участков газопроводов разрешается использовать трубы из имеющегося аварийного запаса, в том числе и для газопроводов, построенных из труб ПЭ63*[38]. У соединительных муфт, одеваемых на трубы для вварки трубной секции, или

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

При какой температуре наружного воздуха следует производить работы по устранéнию дефектов при эксплуатации газопроводов?

1. Не ниже минус 15 °С;
2. Не ниже минус 5 °С;
3. Не ниже плюс 5 °С.

Правильный ответ: 1.

Какой способ сварки следует использовать для устранения поверхностных дефектов труб, возникших в результате использования пережимных устройств?

1. Экструзионную сварку;
2. Сварку нагретым инструментом;
3. Сварку деталями с ЗН.

Правильный ответ: 3.

Допускается ли использование для вварки катушек в ремонтируемый газопровод труб из полиэтилена марки ПЭ63?

1. Допускается, если трубы ремонтируемого газопровода получены из полиэтилена высокой плотности, сходного по характеристикам с ПЭ63;
2. Допускается, если трубы взяты из имеющегося аварийного запаса для данного газопровода;
3. Не допускается. Могут использоваться только трубы из ПЭ80 или ПЭ100.

Правильный ответ: 2.

тройника предварительно срезаются внутренние центрирующие выступы, а сами трубы тщательно очищаются от земли и всех поверхностных загрязнений и протираются обезжиривающим средством по всей длине, по которой могут перемещаться муфты.

Качество выполненных ремонтных работ оценивается при проверке герметичности отремонтированного участка рабочим давлением газа. *Работы по... капитальному ремонту оформляются записью в эксплуатационном паспорте газопровода*[38].

10.3. Врезка в действующие газопроводы

Наиболее просто выполнять ответвления на вновь строящихся газопроводах, еще не подключенных к системе газораспределения. Однако в процессе эксплуатации часто возникает необходимость присоединения новых потребителей к действующей сети. Присоединение новых ответвлений к действующим газопроводам может производиться или после отключения всего участка, на котором планируется проведение работ, от подачи газа при помощи линейной запорной арматуры и его последующей продувке, или непосредственно на действующем газопроводе, не отключенном от подачи газа. Последний вариант носит название – врезка под давлением. Врезка под давлением – это операция приварки к распределительному газопроводу ответвления, которая происходит или без отключения участка газопровода от действующей сети, или с отключением очень ограниченного участка трубопровода в месте проведения врезки. В любом случае врезка под давлением подразумевает отсутствие необходимости использования линейной запорной арматуры для отключения протяженного участка газопровода.

В процессе эксплуатации газопроводных сетей наиболее целесообразно производить врезку отводов, не прерывая работу трубопровода, т.е. монтаж отводного трубопровода без ущерба для снабжения потребителя и при полном рабочем давлении в системе. Для качественной врезки в уже существующие сети (как и для ремонта на них) необходимо обладать соответствующим опытом и оборудованием, знать правила и приемы выполнения работ.

Ответвления от распределительных газопроводов предусматриваются, как правило, для подвода газа от общей сети к индивидуальным потребителям. Ответвления предусматривают:

– с помощью седловых отводов;

– с помощью патрубков-накладок, оснащенных закладными электронагревателями;

– с помощью тройников без закладного нагревателя или специальных тройников, оснащенных встроенными закладными нагревателями;

– с помощью шаровых кранов для врезки под давлением.

Перечисленные различные виды врезки в действующие газопроводы под давлением обеспечивают достаточно быстрое, надежное и безопасное выполнение всех работ. Самым технологически простым и распространенным способом выполнения ответвления является приварка седловых отводов или вентилей для врезки под давлением, специально предназначенных для этих целей (рисунок 156).

Седловые отводы, оснащенные встроенной металлической фрезой, позволяют осуществлять врезку не только в строящиеся газопроводы, но и в уже задействованную систему, находящуюся под давлением газовой среды. Седловые отводы могут использоваться тогда, когда необходимо выполнить ответвление меньшего диаметра, чем диаметр трубы основного трубопровода, например, при подключении домовых вводов. Этот процесс происходит при рабочем давлении до 0,6 МПа в газопроводе без утечки транспортируемой среды. Сортамент находящихся в распоряжении деталей достаточно большой и позволяет производить подключение как одноквартирных, так и многоквартирных домов. Для врезки применяют седловые отводы с отводными патрубками диаметром 20, 25, 32, 40, 50 или 63 мм, оснащенные седловым основанием под трубы диаметром от 40 до 225 мм (12 типоразмеров) или универсальным гибким основанием для труб диаметром 225–315 мм. При врезке седловых отводов в трубы SDR 11 давление в газопроводе можно не снижать, при врезке в трубы SDR 17,6 рекомендуется снижать величину давления в газопроводах среднего давления до 0,15–0,1 МПа.

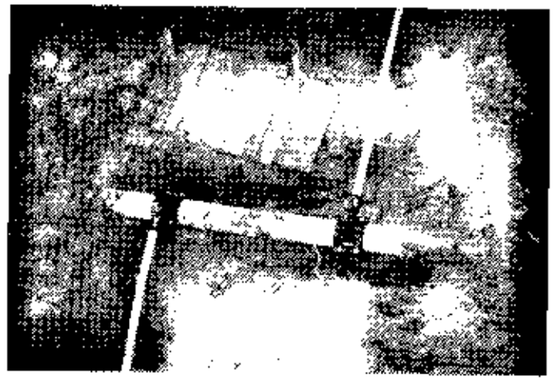
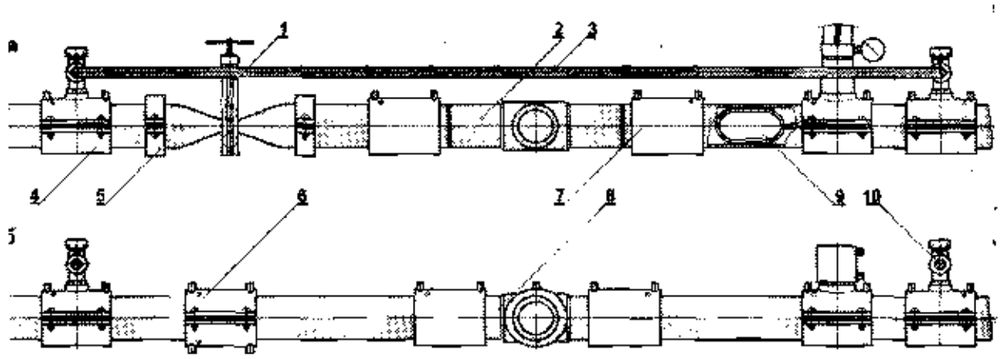


Рисунок 156. Ответвления, выполненные при помощи седловых отводов

Врезку тройниковых ответвлений возможно производить только в свободные от газа участки трубопроводов. Сварку полиэтиленовых труб с тройником выполняют, как правило, муфтами с закладным нагревателем, за исключением специального типа тройников, уже оснащенных закладными нагревателями, или встык (при возможности изгиба трубы газопровода в вертикальной плоскости для перемещения подвижного зажима сварочной машины). Тройниковые узлы целесообразно применять там, где необходимо обеспечить равенство проходного сечения основного распределительного газопровода и ответвления от него. После блокирования места врезки при помощи гильотинных ножниц производят вырезку из трубы газопровода патрубка, на место которого будет привариваться тройник. Длина вырезаемого патрубка должна быть несколько меньше длины врезаемой части тройника, поскольку рассеченные трубы газопровода будут медленно расходиться из-за имеющихся в них напряжений. Во избежание взаимодействия режущего инструмента с зарядом статического электричества, накопленного на внутренней поверхности трубы, места обрезки должны быть заземлены.



1 – нережимная струбцина; 2 – тройник; 3 – обводной трубопровод; 4 – седловой отвод; 5 – скругляющий хомут; 6 – ремонтная муфта; 7 – соединительная муфта; 9 – воздушно-камерная запорная арматура; 10 – заглушка
а – отсечение места врезки тройникового ответвления от потока газа; б – газопровод после монтажа ответвления (задвижка на отводе не показана)

Рисунок 157. Схема врезки тройникового ответвления

При необходимости врезки тройников используют технологии блокирования нужных участков действующей сети с устройством обводного газопровода, или без него. Способы блокирования при врезке в существующие (действующие) трубопроводы те же, что и при проведении

ремонтных работ и описаны выше. После блокирования требуемого участка трубопровода из него через сбросные свечи удаляется транспортируемая среда и вырезается необходимой участок трубы (сбросную свечу целесообразно приваривать к вырезаемому участку). Во избежание возникновения статического разряда между трубой и режущим инструментом необходимо выполнять мероприятия по заземлению места врезки. Тройниковое ответвление с заранее установленной на нем запорной арматурой вваривается в рассечку газопровода муфтами с закладными нагревателями по технологии, изложенной в главе 9.3. Последовательность работ по врезке тройникового ответвления с использованием воздушно-камерной запорной арматуры и пережимных струбцин показана на рисунке 157.

Подготовительные работы для проведения врезки под давлением на эксплуатируемых сетях газоснабжения всегда связаны с большими расходами. Освобождение от грунта достаточно протяженного участка магистрального газопровода для проведения тройниковой врезки требует дополнительных финансовых затрат и затрат времени. При тройниковой врезке необходимо соответствующее запорное оборудование, детали для монтажа байпаса, обеспечивающего снабжение потребителей, а также соединительные детали для присоединения тройника. Интересную альтернативу разрезанию трубопровода представляет собой применение патрубков-накладок с отводами относительно больших диаметров. Наиболее часто применяются патрубки накладки фирм «Friatec» (накладки типа «Фриален» и «SA-XL») и «Georg Fisher» (накладки «Сатурн»). Применение таких деталей позволяет существенно снизить затраты на установку аппаратуры для резки и не мешает обычному режиму снабжения потребителей. Сварка этих

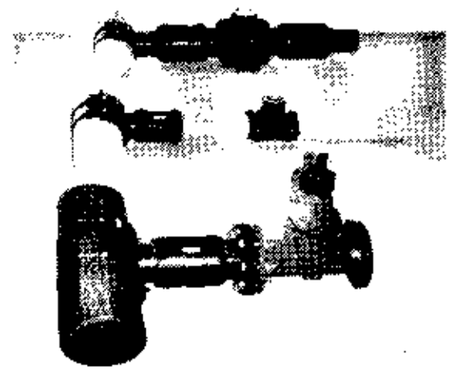


Рисунок 158. Приваренные к трубе патрубки накладки, подготовленные к установке врезных устройств посредством:
– шарового крана (вверху); – трубы с воздушно-камерной арматурой; – фланцевой задвижки (внизу)

деталей производится с использованием закладного нагревательного элемента, а монтаж отводного трубопровода производят при полном рабочем давлении в системе.

С применением специальных патрубков-накладок в сочетании с запорным элементом становится возможным монтаж отводов с диметром проходного сечения до 123 мм, что соответствует трубам диаметром 160 мм SDR 11 (рисунки 158 и 159). Врезку можно проводить в трубопроводы диаметром до 225 мм включительно. В случае применения врезки под давлением следует учитывать местную потерю давления в трубопроводе, на которую оказывают влияние диаметр засверловочного инструмента, толщина стенки трубопровода и выходной диаметр патрубка.

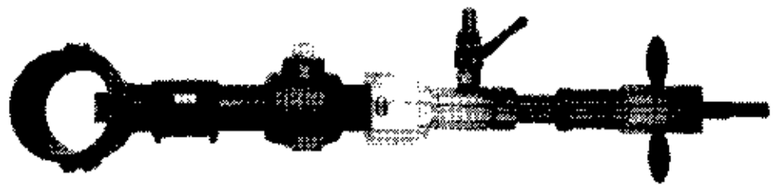


Рисунок 159. Оборудование для врезки под давлением в газопроводы диаметром 50–160 мм

Седловой элемент патрубка с закладным нагревательным элементом приваривается к магистральной трубе по стандартной технологии для данного способа сварки. Патрубки-накладки выпускаются с отводными патрубками наиболее распространенных диаметров до 160 мм с SDR 11 и позволяют производить боковую врезку в трубопроводы с обеспечением максимального диаметра проходного сечения отвода. В соответствии с европейскими нормативами EN 1555-3 и EN 12201 разрешается использование патрубков-накладок из ПЭ100 с коэффициентом SDR 11 для максимально допустимого давления для газопроводов до 1,0 МПа (для водопроводов до 1,6 МПа). Надежное сварное соединение достигается независимо от значения SDR материала трубы, как под давлением в ней, так и в безнапорном состоянии. Величина подаваемой энергии для сварки должна соответствовать толщине стенки таким образом, чтобы в процессе нагрева не произошла потеря прочности трубы под нагрузкой отвода, и в то же время не появлялся дефицит энергии в зоне сварки вследствие отвода тепловой энергии в прилегающий к зоне сварки материал.

Для закрепления устройства для врезки существуют различные технические возможности:

– установка на конце полиэтиленового патрубка шарового крана для врезки под давлением;

– съемный адаптер для гладких концов труб из полиэтилена многократного применения, устойчивый к растяжению;

– применение приварного полиэтиленового фланца, особенно если используется фланцевая арматура;

– соединение патрубка-накладки с фланцевым выходом заводского изготовления.

Применение запорного элемента (шарового крана, задвижки или запорного шара) позволяет проводить врезку в магистральный трубопровод, находящийся под рабочим давлением, практически без утечки транспортируемой среды. Патрубок-накладка приваривается к главной трубе традиционным способом. Для присоединения к отводному трубопроводу запорной арматуры (шарового крана или металлической задвижки) используют сварку соединительными деталями с закладными нагревательными элементами. Монтаж задвижек ведут с использованием фланцевых или других разъемных соединений. При работе с газопроводами, находящимися под низким давлением, от установки запорной арматуры можно даже отказаться: временное перекрытие отвода после врезки осуществляется за счет применения сдвоенной запорной камеры, введение которой производится с помощью воздушно-камерной запорной арматуры.

После производства врезных работ, демонтажа устройства для врезки и перекрытия запорной арматуры монтаж отводного трубопровода может быть продолжен обычным способом с применением фитингов с закладными нагревательными элементами или нагретым инструментом встык.

При прокладке новых трубопроводов, т.е. в безнапорном состоянии, применение патрубка-накладки представляет собой альтернативу применению обычных тройников.

Еще одна возможность присоединения ответвлений к действующим газопроводам – применение шаровых кранов для врезки под давлением, также оснащенных седловым основанием, которые позволяют производить врезку ответвлений диаметром 63 и 90 мм с диаметром проходного отверстия 42 и 60 мм соответственно (таблица 120).

Таблица 120. Диаметр проходного сечения патрубков-накладок и шаровых кранов для врезки под давлением (по материалам фирм «Friatec» и «Fusion»)

Тип соединительной детали	Диаметр магистральной трубы, мм	Наружный диаметр отвода, мм						
		63	90	110	125	160	225	250
		Диаметр проходного сечения, мм						
Патрубок-накладка	110	46	65	–	–	–	–	–
	125	46	65	84	–	–	–	–
	160	46	65	84	95	–	–	–
	180	46	64	84	95	123	–	–
	225	46	65	84	95	123	–	–
	250–710*	–	–	–	–	123	–	–
	250	–	–	–	–		90	–
	315	–	–	–	–	90	–	200
	355	–	–	–	–	90	–	200
	400	–	–	–	–	90	–	–
Шаровой кран для врезки под давлением	110	42	60	–	–	–	–	–
	125	–	60	–	–	–	–	–
	160	42	60	–	–	–	–	–
	180	–	60	–	–	–	–	–
	225	42	60	–	–	–	–	–
Шаровой кран для врезки под давлением с универсальным седлом	250-500	42	60	–	–	–	–	–

* Примечание. Патрубок-накладка типа «SA-XL»

Для прорезания стенки труб разработаны фрезы, предназначенные для работы с патрубками-накладками и шаровыми кранами, для боковой врезки с номинальным наружным диаметром 63 мм и 90 мм. Системы для врезки, применение которых является обычной практикой для деталей небольших диаметров, вследствие увеличения диаметров врезаемых отводов применяться не могут. Поэтому специально для отводов больших диаметров разработаны специальные фрезы, которые позволяют прорезать отверстия в магистральной трубе газопровода с малыми затратами сил, при этом в главную трубу практически не попадает стружка, образуемая при врезке. Это важно для обеспечения бесперебойной работы газораспределительной сети и оборудования на ней.

Таким образом, в настоящее время для решения проблемы монтажа отводов больших диаметров (63–160 мм) от магистрального трубопровода, находящегося под рабочим давлением, существенную помощь предоставляют выпускаемые фасонные изделия из полиэтилена с закладными нагревателями. Использование патрубков-накладок в сочетании с дополнительным оборудованием не требует отключения снабжения потребителей, отпадает необходимость в разрезании трубопровода для проведения работ. Врезка осуществляется с минимальными затратами и с применением отработанной технологии и оборудования. Разработанные фрезы позволяют осуществлять врезку отвода без образования стружки, при одновременном снижении затрат на проведение данной операции. Продуманная конструкция предлагаемых деталей, оптимальное сочетание оборудования, инновационная технология их применения предоставляют заказчикам максимальные возможности для использования.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Каким образом проводится оценка герметичности сварных соединений на действующем газопроводе при проведении на нем работ по врезке?

1. Приборным методом или мыльной эмульсией под рабочим давлением газа;
2. Открытым пламенем;
3. Возможны все способы, перечисленные выше.

Правильный ответ: 1.

В каких случаях при осуществлении врезки с использованием седловых отводов с ЗН необходимо снижать давление в действующем газопроводе?

1. При давлении газа в трубопроводе более 0,3 МПа;
2. Давление должно снижаться в любом случае;
3. При сварке отвода с трубой SDR 17,6 и более.

Правильный ответ: 1.

Сварные соединения на строящихся газопроводах-отводах подвергают пневматическим испытаниям на герметичность вместе со всем газопроводом при его сдаче в эксплуатацию. Сварные соединения на действующих газопроводах подвергаются приборному контролю или контролю мыльной эмульсией при рабочем давлении газа на предмет отсутствия утечек, а стыковые соединения полиэтиленовых труб еще и ультразвуковому контролю.

При засыпке в местах ответвлений тщательно подбивают все пазухи под трубами для предотвращения работы сварного соединения на срез, а засыпку ведут грунтом с послойным уплотнением.

Раздел одиннадцатый. Техника безопасности при строительстве

11.1. Общие требования безопасности

Выполнение работ в ...строительстве, реконструкции или эксплуатации опасных производственных объектов осуществляется на основе решений по охране труда и промышленной безопасности, разрабатываемых в составе организационно-технологической документации (ПОС, ППР и др.)[39]. Разработка проектных решений по охране труда и промышленной безопасности ведется в соответствии с руководящими и справочными материалами, содержащими государственные требования охраны труда и промышленной безопасности, а также типовыми решениями по безопасному проведению работ. К этим материалам относятся:

– ПБ 12-529-03 «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления»;

– «Правила технической эксплуатации и требования безопасности труда в газовом хозяйстве России»;

– ОСТ 153-39.3-051-2003 «Техническая эксплуатация газораспределительных систем»;

– СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве.Часть 1. Общие требования»;

– СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;

– Система стандартов безопасности труда;

– СП 12-131-95 «Безопасность труда в строительстве. Примерное положение о порядке обучения и проверки знаний по охране труда руководящих работников и специалистов»;

– СП 12-132-99 «Безопасность труда в строительстве. Макеты СТП по безопасности труда для организаций строительства, промышленности строительных материалов и ЖКХ»;

– СП 12-133-2000 «Безопасность труда в строительстве. Положение о порядке аттестации рабочих мест по условиям труда в строительстве и ЖКХ»;

– СП 12-135-200 «Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда»;

– СП 12-136-2002 «Безопасность труда в строительстве. Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ»;

– ПОТ Р М-026-2003 «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации газового хозяйства организаций»;

– ППБ 01-2003 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»;

– «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей»;

– ПБ 10-382-00 «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов»;

– инструкции заводов – изготовителей машин, оборудования и оснастки, применяемых в процессе работ.

Проект организации строительства (ПОС), передаваемый исполнителю работ в составе проектной документации, должен *...содержать конкретные проектные решения по безопасности труда, определяющие технические средства и методы работ, обеспечивающие выполнение нормативных требований безопасности труда*[40], в т.ч. размеры опасных зон, необходимость применения ограждающих устройств, порядок складирования материалов, способы заземления электрооборудования, средства защиты работающих, крутизну откосов траншей (при сварке труб в траншее), меры безопасности при сварке и резке труб и т.п. На основании проекта организации строительства и других документов генеральной подрядной строительно-монтажной организацией в проекте производства работ (ППР) разрабатывается раздел по безопасности, являющийся основным документом, определяющим необходимые положения и требования охраны труда при проведении строительно-монтажных работ.

Ответственность за безопасность действий на строительной площадке для окружающей среды и населения и безопасность труда в течение строительства в соответствии с действующим законодательством несет подрядчик[36]. В целом по строительной организации для предотвращения травматизма и аварийности разрабатываются стандарты предприятия (СТП) по безопасности труда на основе СП 12-131-95 и СП 12-132-99. Мероприятия по охране труда должны

присутствовать в должностных и производственных инструкциях персонала организации. Ответственными за обеспечение охраны труда, как правило, назначаются:

– главный инженер – в целом по организации;

– руководители подразделений – в структурных подразделениях;

– мастер – при выполнении конкретных работ и на рабочих местах.

Для осуществления координации деятельности подразделений и должностных лиц по охране труда в организациях создаются службы охраны труда, входящие в структуру предприятия. *Запрещается применение труда лиц в возрасте до восемнадцати лет на работах с вредными и (или) опасными условиями труда... Запрещается направление в служебные командировки, привлечение к сверхурочной работе, работе в ночное время, в выходные и нерабочие праздничные дни работников до 18 лет*[41]. Допуск к производству сварочных работ могут получить лица, не страдающие заболеваниями верхних дыхательных путей и прошедшие соответствующее обучение и аттестацию. Перед допуском к работе сварщики-операторы должны пройти необходимый инструктаж (вводный, первичный, повторный, внеплановый) по безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-90 и пройти необходимое обучение методам и приемам безопасного проведения работ на конкретном типе сварочного оборудования, а также при проведении погрузо-разгрузочных операций. Допуск к работам оформляется записью в журнале регистрации инструктажа на рабочем месте, в котором каждый работник ставит свою подпись в подтверждение получения необходимого инструктажа по технике безопасности. *Рабочие допускаются к самостоятельной работе после стажировки, проверки теоретических знаний и приобретенных навыков безопасных способов работы*[15]. Перед началом работы сварщики должны изучить инструкцию по охране труда, утвержденную руководителем предприятия-работодателя. Один из возможных вариантов инструкции по охране труда приведен в приложении 3.

В соответствии с межотраслевыми правилами охраны труда при эксплуатации электроустановок потребителей лица, допускаемые к управлению ручными электрическими машинами, должны иметь I группу по электробезопасности, подтверждаемую ежегодно, и II группу при работе ручными электрическими машинами класса I в помещениях с повышенной опасностью[40].

Работники организации по утвержденному графику должны проходить проверку знания ими правил охраны труда и техники безопасности в объеме должностных инструкций. Газоопасные работы должны проводиться по специальным нарядам – допускам и под руководством инженерно-технического работника.

При складировании труб должны выбираться площадки с уклоном, как правило, не более 5°. Запрещается складирование труб и других материалов на расстоянии ближе 2 м от трасс существующих подземных газопроводов. Трубы из полиэтилена относят к 3-му классу опасности по ГОСТ 12.1.005-76 и к группе горючих материалов по ГОСТ 12.1.044-89. Температура воспламенения составляет около 365 °С. В связи с этим в местах проведения сварочных работ и хранения (складирования) полиэтиленовых труб необходимо соблюдать требования пожарной безопасности, которые, в первую очередь, должны обеспечиваться мероприятиями организационно-технического характера. К таким мероприятиям относится организация *обучения работающих правилам пожарной безопасности на производстве. Предотвращение пожара должно достигаться предотвращением внесения в горючую среду источников зажигания*[42]. С целью исключения возгорания труб и деталей из полиэтилена запрещается пользоваться открытым пламенем на расстоянии менее 5 м от мест их хранения или производства работ. Полиэтиленовые трубы и детали должны храниться не ближе 1 м от нагревательных приборов во избежание их теплового деформирования. Не допускается хранение вместе с трубами горюче-смазочных материалов. *Тушение горящих труб проводят огнетушащими составами (средствами), двуокисью углерода, пеной, огнетушащими порошками, распыленной водой со смачивателями, кошмой*[1]. При тушении пожара необходимо пользоваться противогазами и защитными костюмами.

Максимальная высота транспортных средств с перевозимым грузом не должна превышать 3,8 м, чтобы проходить под габаритные размеры проездов под мостами, тоннелями, эстакадами и переходами. Сварочное оборудование, трубы и другие изделия при их транспортировке должны фиксироваться (закрепляться) в транспортном средстве.

Сварку труб разрешается выполнять только на исправном оборудовании. Для этого необходимо проводить технический осмотр сварочных устройств с проверкой работоспособности всех узлов, агрегатов и отдельных инструментов *...не реже одного раза в 10 дней, а также непосредственно перед применеием. Неисправный инструмент, не соответствующий требованиям безопасности, должен изыматься* [40]. Перед началом работ проверяют затяжку фиксирующих болтов на каж-

дом из узлов сварочного оборудования. Со сварочной техникой следует обращаться осторожно. Ее не следует ронять во избежание повреждения и опасности пролучить травму. Движущиеся и вращающиеся части периодически подвергают смазке следуя рекомендациям изготовителя. Каждая сварочная машина или аппарат должна иметь паспорт и инструкцию по эксплуатации.

К основным опасностям, связанным с использованием сварочных машин и аппаратов относятся: опасность поражения электрическим током, опасность теплового ожога (нагреватель), опасность порезов (ножи торцевателя и зачистных оправок), опасность сдавливания рук (центратор).

Поскольку сварочное оборудование для сварки полиэтиленовых труб работает, как правило, от сети переменного тока 220 В и частотой 50 ГЦ, наиболее опасной для человека, должны приниматься необходимые меры защиты от поражения людей электрическим током. Недопустимо прикосновение человека к незащищенным изоляцией частям оборудования или проводам, находящимся под электрическим потенциалом (напряжением). В случае прохождения через тело человека электрического тока до 0,05 А возникают судороги, спазмы, ожоги, что является опасным для жизни человека. Ток 0,1 А является смертельным, так как приводит к параличу сердца и дыхательных центров. В связи с этим контроль за состоянием изоляции должен проводиться постоянно. При появлении характерного «пощипывания», «легких ударов» при касании оборудования необходимо отключить оборудование от источника питания и провести необходимые работы по устранению утечки тока в изоляции. Перед началом и во время производства сварочных работ необходимо следить за исправностью изоляции электрических проводов и плотностью соединения контактов. *Для питания переносных и передвижных электроприемников следует применять шнуры и гибкие кабели с медными жилами, специально предназначенные для этой цели, с учетом возможных механических воздействий. Все жилы указанных проводников, в т.ч. заземляющая, должны быть в общей оболочке, оплетке или иметь общую изоляцию*[43]. При размещении проводов и каждом их перемещении должны приниматься меры по предупреждению повреждения изоляции, а также меры, исключающие возможность соприкосновения проводов с водой, маслом, источниками тепла, которые могут повредить изоляцию проводов. При перерывах в работе, по окончании работы, а также при переноске, смазке, очистке и т.п. оборудование должно быть выключено и отсоединено от электрической сети. Более подробно о мерах по обеспечению электробезопасности рассказано в следующей главе.

Рукоятки нагревателей должны быть выполнены из теплоизоляционного материала. Температура на поверхности рукояток нагревателей, *предназначенных для выполнения операций без применения средств индивидуальной защиты рук, не должна превышать 40 °С для выполненных из металла, и 45 °С – для выполненных из материалов с низкой теплопроводностью*[44]. Не допускается касаться поверхности зеркала нагревателя в период его работы. После отключения электронагревателя необходимо помнить, что высокая температура зеркала будет сохраняться еще в течение нескольких минут. При проверке работоспособности терморегулятора температура рабочей поверхности электронагревателя не должна превышать 250–280 °С, поскольку при больших температурах происходит деструкция антиадгезионного покрытия (как правило, политетрафторэтилена, PTFE), с выделением токсичных веществ. Очистку антиадгезионного покрытия зеркала проводят в рукавицах, когда температура снизится до 40–50 °С. При очистке используют материалы (ткань или бумагу), которые не могут повредить покрытие.

Таблица 121. Воздействие продуктов термоокислительной деструкции на человека

Наименование продукта	Предельно допустимая концентрация, мг/м³	Класс опасности	Действие на организм
Формальдегид	0,5	2	Вызывает раздражение слизистых оболочек глаз и дыхательных путей, дегенеративные процессы в паренхиматозных органах, сенсибилизирует кожу
Ацетальдегид	5	3	Вызывает раздражение слизистых оболочек, при высоких концентрациях вызывает удушье, кашель, головную боль, бронхиты, воспаление легких
Окись углерода	20	4	Вызывает головокружение, шум в ушах, чувство слабости
Уксусная кислота	5	3	Раздражает кожу и слизистые оболочки верхних дыхательных путей

При механической обработке полиэтиленовых труб (резке, торцевании, сверлении) необходимо учитывать пластические свойства труб, легко подверженных деформированию при приложении избыточных

нагрузок. Трубы и детали во избежание их повреждения должны закрепляться через пластмассовые или алюминиевые прокладки. Зажимные приспособления должны иметь округлую форму, охватывающую зажимаемую деталь не менее чем на 2/3 периметра. Скорость вращения (возвратно-поступательные перемещения) режущих инструментов не должна приводить к расплавлению материала труб, что приводит к заклиниванию и поломке инструмента. Не допускается при работе механизированного оборудования производить замеры обрабатываемых изделий или убирать стружку из-под режущего инструмента. *При переноске или перевозке инструмента его острые части следует закрывать чехлами*[40].

При погрузке, разгрузке и переносе труб и сварочных механизмов нагрузку на одного человека следует ограничивать 30–35 кг. При периодическом (до 2 раз в час) подъеме и перемещении грузов более 30 кг рабочий персонал должен проходить 1 раз в год осмотр в лечебно-профилактическом учреждении. *Производственное оборудование и его части, перемещение которых предусмотрено вручную, должно быть снабжено устройствами (например, ручками) для перемещения или иметь форму, удобную для захвата рукой*[45]. Электрические кабели и гидравлические шланги при переноске должны быть смотаны. Для перемещения центраторов и других грузов весом более 50 кг в соответствии с инструкциями по охране труда должно обязательно использоваться грузоподъемное оборудование. *При перемещении груза подъемно-транспортным оборудованием нахождение работающих на грузе и в зоне его возможного падения не допускается*[46]. Перед подъемом и перемещением грузов необходимо проверить их устойчивость и правильность строповки.

При разогреве полиэтиленовых и стальных труб (например, во время изготовления переходов типа «полиэтилен – металл») предусматривают соответствующие мероприятия против ожога рук: работа в защитных рукавицах, применение специальных захватов для нагреваемых изделий, использование термоизоляционных прокладок и пр.

При производстве сварочных работ необходимо учитывать, что при расплавлении полиэтилена в воздух выделяется незначительное количество летучих продуктов термоокислительной деструкции, содержащих органические кислоты, карбонильные соединения, в том числе формальдегид, ацетальдегид и окись углерода. Длительное их воздействие на органы дыхания приводит к раздражению верхних дыхательных путей и в последующем к нарушению функций дыхания (таблица 121).

Для безопасного ведения работ в закрытых помещениях необходимо наличие обычной вентиляции с 2–3-кратным воздухообменом в час, что гарантирует непревышение предельно допустимой концентрации. На открытом воздухе вредное воздействие элементов распада на человека практически исключено.

Сварочные работы на открытом воздухе во время дождя, снегопада, тумана и при ветре скоростью свыше 10 м/с можно выполнять только при обеспечении защиты места сварки от влаги и ветра. Рабочая зона должна быть достаточно освещенной. Для защиты сварщиков от тепловых и механических воздействий работы необходимо проводить в специальной одежде из несинтетического материала (х/б костюмы, береты, перчатки или рукавицы, ботинки или сапоги). В зимний период времени используют утепленные костюмы (рисунок 160). Не рекомендуется использовать длинную одежду. В сырую погоду необходимо пользоваться прорезиненной обувью и изолирующими перчатками, а сами работы проводить в защитных палатках.

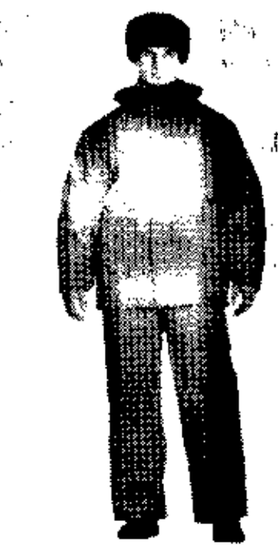


Рисунок 160.
Утепленный костюм «Иней»

Растворители и другие обезжиривающие жидкости должны храниться в герметично закрываемой и не боящейся ударов таре емкостью до 200 мл. После работы с растворителями руки промываются водой.

Баллоны с газом, используемые при проведении газовой резки и сварки металлических труб, должны перевозиться, как правило, в горизонтальном положении. Допускается перевозить баллоны в вертикальном положении только в случае использования специальных контейнеров или ограждений, предотвращающих их падение. Электрические кабели должны располагаться от баллонов с газом на расстоянии не менее 1 м.

При проведении пневматических испытаний трубопроводов необходимо обеспечить их защемление грунтом присыпки или засыпки на случай возможного разрыва сварных соединений. Контрольные мано-

метры, а также необходимая на время испытания запорная арматура должны располагаться на высоте 20–100 см над верхом траншеи. На время проведения испытаний на прочность вокруг трубопровода устанавливают охранную зону путем установки предупреждающих знаков и постов наблюдения. Осмотр трубопровода на предмет обнаружения дефектов возможно производить только на стадии его испытания на герметичность, а устранять дефекты – только после снижения давления до атмосферного. При работе людей в траншее необходимо убедиться в устойчивости откосов и, при необходимости, произвести их крепление.

Проводя продувку трубопровода, необходимо предусматривать мероприятия против травмирования людей выдуваемыми твердыми частицами. Для этих целей возможно использование защитной сетки, закрепляемой на фланце открываемой задвижки, перекрытие траншеи в месте расположения задвижки деревянными щитами и других способов.

Эксплуатация газопроводов должна проводиться с соблюдением требований действующих нормативных документов на данный вид работ. Руководители, специалисты и рабочие, ответственные за безопасную эксплуатацию газопроводов, должны пройти проверку знаний Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления и Правил технической эксплуатации и требований безопасности труда в газовом хозяйстве. *Работы по врезке газопроводов и пуску газа производятся пусковыми бригадами в составе не менее трех человек, имеющих необходимый инструмент, приборы и средства индивидуальной защиты, под руководством специалиста (мастера)*[38].

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

В какой организационно-технологической документации должны предусматриваться решения по безопасности труда?
1. Должностные инструкции сварочного персонала;
2. Проекты организации строительства и проекты производства работ;
3. Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и мероприятиях по предупреждению чрезвычайных ситуаций.
Правильный ответ: 1.

Какую группу по электробезопасности должны иметь лица, допускаемые к управлению ручными электрическими машинами на площадках (в помещениях), не отнесенных к повышенной опасности?
1. II группу по электробезопасности, подтверждаемую ежегодно;
2. I группу по электробезопасности, подтверждаемую ежегодно;
3. При отсутствии повышенной опасности иметь группу по электробезопасности не требуется.
Правильный ответ: 2.

В каких случаях электрооборудование должно быть выключено и отсоединено от электрической сети?
1. При перерывах в работе и по окончании работы;
2. При смазке и чистке;
3. Правильные ответы 1 и 2.
Правильный ответ: 3.

Какие кабели следует использовать для питания переносных и передвижных электроприемников?
1. Шнуры и гибкие кабели с медными жилами;
2. Шнуры и гибкие кабели со стальными обмедненными жилами;
3. Любые шнуры и кабели, сечение которых соответствует мощности электроприемника.
Правильный ответ: 1.

Врезка в действующие газопроводы и пуск газа, как и другие газоопасные работы, производятся по нарядам-допускам и, при необходимости, по утвержденному плану организации работ, согласованному с АДС. Лица, участвующие в выполнении работ по врезке или ремонту газопровода должны быть проинструктированы о последовательности технологических операций и задачах каждого члена бригады, мерах безопасности и применении средств индивидуальной защиты. При врезках со снижением давления газа в действующем газопроводе величину давления следует проверять по манометрам в течение всего времени производства работ. Выпуск газовоздушной смеси при продувке газопроводов производят через продувочные свечи, регулируя кранами скорость выхода смеси. В случае воспламенения газа на свече краны немедленно перекрывают.

Полиэтиленовые трубы обладают высокими диэлектрическими свойствами. Поэтому в процессе эксплуатации газопроводы накапливают заряды статического электричества (элекролизуются), что может явиться причиной воспламенения газа при выходе его из трубы. В связи с этим при проведении ремонтно-восстановительных работ на действующих газопроводах при обнаружении выхода газа или перед пережатием или перерезкой полиэтиленовых труб, а также продувке ремонтируемого участка обязательно должно производиться их заземление. Заземление труб осуществляют при помощи мокрых хлопчатобумажных лент, обернутых вокруг трубы. Ленту заземляют с помощью металлического штифта, дополнительно увлажняя возле него грунт.

11.2. Требования электробезопасности

В настоящей главе приведены основные требования электробезопасности, которые необходимо соблюдать для защиты людей от поражения электрическим током. Нижеприведенные требования содержатся в Правилах устройства электроустановок (п.п. 1.7.12–1.7.14, 1.7.32, 1.7.35, 1.7.36, 1.7.42, 1.7.44, 1.7.45, 1.7.70, 1.7.72, 1.7.95–1.7.98, 7.6.27, 7.6.41), ГОСТ 12.1.019-79, ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 25570.27-91 и ГОСТ 27487-87*.

* Примечание. «Правила устройства электроустановок». М.: Главгосэнергонадзор России, 1998. (ПУЭ-98). ГОСТ 12.2.007.0-75 «Изделия электротехнические. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.019-79 «Электробезопасность. Общие требования». ГОСТ 27487-87 «Электрооборудование производственных машин. Общие технические требования и методы испытаний».

Электробезопасность должна обеспечиваться как конструкцией самих электроустановок, так и техническими способами и средствами защиты, а также организационными и техническими мероприятиями.

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции должна быть применена по крайней мере одна из следующих защитных мер: заземление, зануление, защитное отключение, разделительный трансформатор, малое напряжение, двойная изоляция. Эти защитные мероприятия относятся к техническим способам и средствам защиты. Предупредительные надписи, знаки, окраска в сигнальные цвета и другие средства сигнализации об опасности поражения электрическим током могут применяться только в сочетании с основными мерами обеспечения безопасности.

Организационные мероприятия включают проведение перед допуском к работе на электроустановках инструктажа и обучения безопасным методам труда, а также проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью и выполняемой работой.

Питание переносных электроприемников (к которым относится оборудование для сварки полиэтиленовых труб) следует выполнять от сети напряжением не выше 380/220 В. Рабочие кнопки и рукоятки управления сварочной техники не должны находиться под напряжением.

Все металлические корпуса переносных электроприемников с напряжением свыше 42 В переменного тока в наружных установках должны быть заземлены или занулены (подключаться к источнику электропитания через розетку с заземляющим контактом). Оборудование с напряжением свыше 42 В переменного тока, не имеющее заземляющего контакта, должно иметь двойную изоляцию или питаться от разделительных трансформаторов.

Заземление или зануление переносных электроприемников должно осуществляться специальной жилой, расположенной в одной оболочке с фазными жилами переносного провода и присоединяемой к корпусу электроприемника и к специальному контакту вилки втычного соединителя. Сечение этой жилы должно быть равным сечению фазных проводников. Использование для этой цели нулевого рабочего проводника, в том числе расположенного в общей оболочке, не допускается.

Жилы проводов и кабелей, используемые для заземления или зануления переносных электроприемников, должны быть медными, гибкими, сечением не менее 1,5 мм² для переносных электроприемников в промышленных установках.

Переносные электроприемники установок, перемещение которых в период их работы не предусматривается, допускается заземлять с использованием стационарных или отдельных переносных заземляющих проводников. При этом переносные заземляющие проводники должны быть гибкими, медными, сечением не менее сечения фазных проводников, но не менее 1,5 мм².

Во втычных соединителях переносных электроприемников, удлинительных проводов и кабелей к розетке должны быть подведены проводники со стороны источника питания, а к вилке – со стороны электроприемников.

Втычные соединители должны иметь специальные контакты, к которым присоединяются заземляющие и нулевые защитные проводники. Заземляющие и нулевые защитные проводники переносных проводов и кабелей должны иметь отличительный знак.

Для заземления электроустановок в первую очередь должны быть использованы естественные заземлители*. В качестве естественных заземлителей рекомендуется использовать:

1) проложенные в земле водопроводные и другие металлические трубопроводы, за исключением трубопроводов горючих жидкостей, горючих или взрывчатых газов и смесей;

2) металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей;

3) металлические шунты гидротехнических сооружений, водоводы, затворы и т.п.;

4) свинцовые оболочки кабелей, проложенных в земле. Алюминиевые оболочки кабелей не допускается использовать в качестве естественных заземлителей. Если оболочки кабелей служат единственными заземлителями, то в расчете заземляющих устройств они должны учитываться при количестве кабелей не менее двух;

5) рельсовые пути магистральных неэлектрофицированных железных дорог и подъезные пути при наличии преднамеренного устройства перемычек между рельсами.

* Примечание. **Заземлителем** называется проводник (электрод) или совокупность металлически соединенных между собой проводников (электродов), находящихся в соприкосновении с землей. **Естественными заземлителями** называются находящиеся в соприкосновении с землей электропроводящие части коммуникаций, зданий и сооружений производственного или иного назначения, используемые для целей заземления.

Для заземления электроустановок, территориально приближенных одна к другой, рекомендуется применять одно общее заземляющее устройство. Не допускается последовательное включение в заземляющий проводник нескольких сварочных аппаратов. Для присоединения заземляющего проводника должны применяться сварные или резьбовые соединения. Не допускается использование для заземления болтов, винтов, шпилек, выполняющих роль крепежных изделий.

Защитное отключение* рекомендуется применять в качестве основной или дополнительной меры защиты, если безопасность не может быть обеспечена путем устройства заземления или зануления, либо если устройство заземления или зануления вызывает трудности по условиям выполнения или по экономическим соображениям. Защитное отключение должно осуществляться устройствами (аппаратами), удовлетворяющими в отношении надежности действия специальным техническим условиям.

В электроустановках до 1 кВ в местах, где в качестве защитной меры применяются разделительные или понижающие трансформаторы, вторичное напряжение трансформаторов должно быть: для разделительных трансформаторов – не более 380 В, для понижающих трансформаторов – не более 42 В.

При применении этих трансформаторов необходимо руководствоваться следующим:

1) разделительные трансформаторы должны удовлетворять специальным техническим условиям в отношении повышенной надежности конструкции и повышенных испытательных напряжений;

2) от разделительного трансформатора разрешается питание только одного электроприемника с номинальным током плавкой вставки или расцепления автоматического выключателя на первичной стороне не более 15 А;

3) заземление вторичной обмотки разделительного трансформатора не допускается. Корпус трансформатора в зависимости от режима нейтрали сети, питающей первичную обмотку, должен быть заземлен или занулен. Заземление корпуса электроприемника, присоединенного к такому трансформатору, не требуется.

* Примечание. **Защитным отключением** в электроустановках до 1 кВ называется автоматическое отключение всех фаз (полюсов) участка сети, обеспечивающее безопасные для человека сочетания тока и времени его прохождения при замыкании на корпус или снижении уровня изоляции ниже определенного значения. Это решение наиболее применимо в качестве меры защиты для переносных и передвижных сварочных установок.

При невозможности выполнения заземления, зануления или защитного отключения, удовлетворяющих вышеизложенным требованиям, или если это представляет значительные трудности по технологическим причинам, допускается обслуживание электрооборудования с изолирующих полощадок. Изолирующие площадки должны быть выполнены так, чтобы прикосновение к представляющим опасность незаземленным (незануленным) частям могло быть только с площадок. При этом должна быть исключена возможность одновременного прикосновения к электрооборудованию и частям другого оборудования или частям здания.

Перед включением электрооборудования необходимо убедиться в целостности изоляции электрических кабелей, а также в том, что отклонение напряжения от номинального не превышает 10 %. Не допускается применение электрических кабелей и проводов с поврежденной оплеткой и изоляцией. Электрические кабели электропитания перед началом работ необходимо разматывать полностью. Сечения проводов должны определяться в зависимости от максимального допустимого тока в соответствующей цепи при нормальных условиях работы. Это относится как к сетевым кабелям сварочного оборудования, так и к удлинительным кабелям.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

Что называют заземлителем?

1. Случайное соединение находящихся под напряжением частей электроустановки;
2. Проводник или совокупность металлически соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей;
3. Зона земли, находящаяся за пределами зоны растекания электрического тока.

Правильный ответ: 2.

Могут ли в целях защиты людей от поражения электрическим током использоваться естественные заземлители для заземления электроустановок?

1. Нет, могут использоваться только искусственные горизонтальные или вертикальные заземлители;
2. Могут только в случае, если устройство искусственных заземлителей невозможно;
3. Могут преимущественно использоваться естественные заземлители.

Правильный ответ: 3.

Приложение 1

Пример проекта организации строительства наружного полиэтиленового газопровода*

Газопровод межпоселковый
(наименование газопровода)

Проект организации строительства
00-00-00-0000 - ПОС

Том 3

Состав проекта

1. Организация строительства.
1.1. Общие данные.
1.2. Характеристика условий строительства.
1.3. Методы производства основных видов строительно-монтажных и специальных работ.
1.4. Указания о методах осуществления контроля за качеством сооружений.
1.5. Документация, предъявляемая приемочной комиссии.
1.6. Мероприятия по охране труда и противопожарные мероприятия.
1.7. Расчет продолжительности строительства.
1.8. Расчет потребности в рабочих кадрах на строительно-монтажные работы.
1.9. Потребность во временных зданиях и сооружениях.
1.10. Потребность в обеспечении строительства электроэнергией, водой и прочими ресурсами.
1.11. Расчет потребности строительства в основных строительно-монтажных машинах, механизмах и транспортных средствах.
1.12. Технико-экономические показатели.

* Примечание. Текстовые материалы ПОС и прилагаемые чертежи оформляются на листах по форме, предусмотренной ГОСТ 21.101-97.

2. Охрана окружающей природной среды.
3. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций.
4. Рекультивация земель.

Приложения:

Чертежи:

1. Стройгенплан газопровода**.
2. Схемы полосы временного отвода земель**.

(**Для данного примера чертежи не приводятся.)

1. Организация строительства

1.1. Общие данные

Проект организации строительства (ПОС) газопровода высокого давления для газоснабжения (наименование объекта) разработан в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

СНиП 1.04.03-85* «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений», части I и II;

«Пособие по определению продолжительности строительства предприятий, зданий и сооружений» (к СНиП 1.04.03-85);

СНиП 12-01-2004 «Организация строительства»;

СНиП 3.01.03-84 «Геодезические работы в строительстве»;

СНиП 3.03.01-87 «Несущие и ограждающие конструкции»;

СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;

СНиП 12-03-2001. Ч. 1 «Безопасность труда в строительстве»;

СНиП 12-04-2002. Ч. 2 «Безопасность труда в строительстве»;

СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы»;

СНиП 2.09.04-87 «Административные и бытовые здания»;

ППБ 05-86 «Правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ»;

ПОТ РМ 007-98 «Правила по охране труда при погрузочных работах и размещении грузов»;

ПБ 12-529-03 «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления»;

СН-494-77 «Нормы потребности в строительных машинах для объектов газовой промышленности»;

«Расчетные нормативы для составления ПОС». Ч. 2. 1970 г.;

СП 42-103-2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов»;

СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем для металлических и полиэтиленовых труб»;

СП 12-136-2002 «Безопасность труда в строительстве. Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и в проектах производства работ»;

ГОСТ Р 52289-2004 «Технические средства организации дорожного движения. Правила применения дорожных знаков, разметки, светофоров, дорожных ограждений и направляющих устройств».

Исходными данными для разработки ПОС служат:

– технические условия заинтересованных организаций;
– техническое задание на проектирование;
– акт выбора трассы газопровода;
– сводный сметный расчет;
– соответствующие разделы рабочего проекта.

1.2. Характеристика условий строительства

Рабочий проект разработан на строительство подземного газопровода высокого давления из полиэтиленовых труб ПЭ80 и ПЭ100 160 х 14,6 мм по ГОСТ Р 50838-95 протяженностью 8,03 км с установкой ШУУРГ и ГРПШ, отключающих устройств (1 шт. – кран шаровый и 2 шт. – задвижки клиновые). Стальные трубы по ГОСТ 10704-91 (20 м) предусмотрены для надземных участков в местах выхода газопровода из земли для подключения ПУРГ (пункт учета расхода газа) и ГРПШ.

Прокладка газопровода предусмотрена от точки подключения в ранее запроектированный газопровод II категории высокого давления (наименование и шифр проекта газопровода) до п. Ольховка Вольского района и проходит по пашне с пересечением двух автодорог III и IV категорий, ручья и трех кабелей связи, в двух местах пересекает лесозащитные полосы и в одном месте проходит в створе водопропускного сооружения автодороги.

По трассе газопровода предусмотрено тройниковое ответвление на подключение с. Крюково с установкой ПУРГ и ГРПШ. В конце трассы у п. Ольховка предусмотрена установка ПУРГ и ГРПШ. На врезке в ранее запроектированный газопровод предусмотрена установка отключающего устройства – шарового крана.

Переходы газопровода через автодороги и ручей запроектированы методом наклонно-направленного бурения установкой типа «Навигатор» или «Грундоврилл».

По данным материалов инженерно-геологических изысканий, выполненных ООО «Геоизыскания» г. Саратов в 2006 г., грунты на участке строительства представлены:

– почвенно-растительным слоем толщиной 0,2–0,3 м;
– суглинками непросадочными и ненабухающими, среднепучинистыми и сильнопучинистыми.

Глубина промерзания грунтов – 1,5 м. Грунтовые воды вскрыты на глубине от 0,5 до 2,5 м.

Грунты и грунтовые воды обладают низкой агрессивностью к металлоконструкциям и в то же время являются сильноагрессивными к бетону по содержанию сульфатов. Блуждающие токи отсутствуют.

Трасса газопровода находится в районе с сейсмичностью менее 7 баллов. Рельеф местности спокойный, особые природные условия (эрозионные участки, оползневые склоны, карстовые полости) отсутствуют.

Строительство выполняется генподрядной строительной организацией. Выполнение строительно-монтажных работ предусматривается вахтовым методом. Подъезд автотранспорта к участкам строительства подземного газопровода осуществляется по полосе временного отвода земли.

1.3. Методы производства основных видов строительно-монтажных и специальных работ

Строительство газопровода разбивается на два периода – подготовительный и основной.

1.3.1. Работы подготовительного периода

До начала работ по прокладке подземного газопровода должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

– создание и закрепление геодезической основы на строительной площадке путем забивки металлических штырей с закрашенной головкой;
– расчистка трассы строительства (в т.ч. вырубка деревьев);
– планировка трассы;
– срезка и складирование растительного слоя грунта;
– устройство временных дорог и организация водоотвода;

– обеспечение строительной площадки противопожарными водоснабжением и инвентарем;

– обеспечение площадки водой, теплом, электроэнергией на период строительства;

– устройство временных зданий и сооружений административного, бытового и складского назначения;

– организация связи для оперативно-диспетчерского управления производством работ;

– согласование в соответствующих службах времени прокладки газопровода через существующие дороги.

Вырубка деревьев с выкорчевкой пней должна выполняться:

– на ширине 6 метров (ПК16+10 – ПК16+40) протяженностью 30 метров;

– на ширине 6 метров (ПК41+32 – ПК41+70) протяженностью 38 метров.

Вырубленная древесина используется в нуждах землепользователей. Пни выкорчевываются, перетряхиваются и отправляются на утилизацию. Планировка трассы предусматривается в местах выкорчевки пней (ПК16+10 – ПК 16+40, ПК 41+32 – ПК 41+70) и в месте оползания склона перед переходом через ручей (ПК 61+70 – ПК 61+85) на площади 498 м^2.

1.3.2. Работы основного периода

Работы основного периода строительства должны вестись на основании типовых технологических карт на основные виды работ. На технологические операции, на которые типовые технологические карты отсутствуют, генеральным подрядчиком должен быть разработан проект производства работ, предусматривающий технологию производства и безопасные методы и приемы выполнения работ.

Полный объем строительно-монтажных работ выполняется строительно-монтажной бригадой, оснащенной строительными машинами, механизмами, сварочной техникой и автотранспортом, согласно производимым работам и их объему.

Перед началом строительства генеральный подрядчик должен произвести уточнение количества и типов используемых строительных машин и агрегатов, определить потребности в средствах малой механизации и инвентаре, уточнить сроки выполнения работ.

Работы ведутся поточным методом.

1.3.3. Земляные работы

Прокладка газопровода принята на отметке дна траншеи 1,46 м для сильнопучинистых грунтов (0,8 от нормативной глубины промерзания грунта с учетом толщины песчаной подсыпки под газопровод) и 1,31 м для среднепучинистых грунтов (0,7 от нормативной глубины промерзания грунта).

Снятие растительного слоя предусматривается бульдозером типа ДТ-75 с последующим перемещением его на площадки складирования в переделах отведенной полосы строительства, с которой по окончании основных работ он перемещается на засыпанную траншею и прилегающие участки трассы газопровода.

Разработка грунта в траншее производится осевой проходкой экскаватором непрерывного действия типа «Vermeer» Т-655 или Т-755. Марка строительной техники уточняется генеральным подрядчиком при производстве работ.

Разрабатываемый грунт складируется в пределах полосы строительства, при этом растительный слой и минеральный грунт складируются отдельно друг от друга. Отрытые траншеи не должны продолжительное время оставаться незасыпанными.

После прохождения экскаватора выполняется съемка дна траншеи с помощью геодезических приборов. При необходимости вручную выполняют доработку грунта до проектных отметок или засыпку участков перебора грунта. Возможно совмещение работ по разработке траншеи с укладкой в нее сваренных труб.

При пересечении проектируемой трассы газопровода с существующими кабелями связи (ПК 3+15, ПК 78+60, ПК 78+71) разработку грунта экскаватором следует вести до расстояния по горизонтали не ближе 2 м от кабеля и не ближе 1 м над его верхом. Оставшийся грунт дорабатывается пневмовакуумными установками или вручную без применения ударов и с принятием мер, исключающих повреждения коммуникации. Все земляные работы, связанные со вскрытием кабелей связи, а также проводимые ближе двух метров от них проводить в присутствии представителя эксплутационной организации. Вскрытые кабели связи во избежание их повреждений должны быть защищены от повреждения и временно закреплены (подвешены) с помощью футляров из полиэтиленовых труб диаметром 110 мм, предварительно разрезанных на две части и скрепленных после этого проволокой.

В случае обнаружения подземных коммуникаций, не указанных в проектной документации, работы приостановить. На место вызвать представителей организации, эксплуатирующей эти коммуникации, и принять меры по их сохранности.

Трассу газопровода в месте створа водопропускного сооружения (ПК 19+61) необходимо укрепить слоем щебня, толщиной 0,1 м, втрамбованным в грунт по 3 метра в обе стороны от оси газопровода и по 4 метра в обе стороны от оси водопропускного сооружения.

Прокладку газопровода через автомобильные дороги (ПК 14+30 – ПК 15+10 и ПК 73+81 – ПК 74+61) и ручей (ПК 61+40 – ПК 61+60) выполнить методом горизонтально-направленного бурения (ГНБ) установкой типа «Навигатор» или «Грунтодрилл». Перед работой установки ГНБ необходимо произвести замер длины участка бурения для определения количества буровых штанг.

По обе стороны пересекаемой преграды необходимо предусмотреть приемный и рабочий котлованы и котлованы для сбора бентонитовой смеси. Разработка котлованов выполняется ковшовым экскаватором. Котлованы предусматриваются без откосов с креплением стенок против обрушения при помощи деревянных щитов с распорками. Весь разрабатываемый грунт перемещается во временный отвал вдоль трассы газопровода.

Прокладка газопровода на переходах через автодороги III и IV категорий предусмотрена проектом в полиэтиленовых футлярах диаметром 315 мм длиной 52 и 38 м соответственно.

Размеры рабочего и приемного котлованов для выполнения горизонтально-направленного бурения должны определяться в проекте производства работ (ППР) или технологической карте на данный вид работ и обеспечивать проектное положение газопровода и футляров. При необходимости в период производства работ установить временные дорожные знаки, согласно требованиям ГОСТ Р 52289-2004.

При прокладке газопровода методом ГНБ в качестве приемного котлована возможно использовать траншею прокладываемого газопровода. Рядом с установкой ГНБ необходимо предусмотреть площадку для размещения машины с водой и бентонитовой смесью.

Прокладку газопровода способом горизонтально-направленного бурения выполнить с обязательной подачей бурового раствора (бентонита) в зону бурения для стабилизации буровой скважины, предотвращения ее обвала от давления окружающего грунта и образования дополнительной защитной пленки.

Бурение скважин для фундаментов опор газопровода и стоек ограждения ПУРГ и ГРПШ предусматривается механизированным буром на базе трактора «Беларусь». Марку бурильной установки уточнить в проекте производства работ. Бетонная смесь для устройства фундаментов и стоек ограждения доставляется на строительную площадку автосамосвалами, выгружается в бадьи и далее используется по назначению.

Разработку котлованов под ПУРГ и ГРПШ, расположенных в сильнопучинистых грунтах (ПК 79+65 – ПК 79+73) предусмотреть одноковшовым экскаватором типа ЭО-2621 до расчетной глубины промерзания грунта с последующим выполнением противопучинистых мероприятий, предусмотренных рабочим проектом (обмазка фундаментов и футляров надземных выходов несмерзающимися мастиками, засыпка пазух песчано-гравийной смесью, устройство отмостки с глиняным замком). Поверхности стандартных фундаментных бетонных блоков, устанавливаемых в сильноагрессивных по отношению к бетону грунтах, должны быть защищены полимерным покрытием в два слоя на основе лака ХП-734 (состав лака принять по таблице 20 «Пособия к СНиП 2.03.11-85) или покрыты оклеечными битумными рулонными материалами (изол, гидроизол) с устройством внешней защитной стенки из полнотелого керамического кирпича на сульфатостойком цементе. Под фундаментными блоками в этих грунтах предусмотреть подготовку из бетона на сульфатостойком цементе толщиной не менее 10 см.

В местах пересечения некатегорированных грунтовых дорог прокладка газопровода предусматривается открытым способом.

1.3.4. Монтаж газопровода

Сооружение газопровода предусмотрено из труб по ГОСТ Р 50838-95 160 x 14,6 SDR 11 ПЭ80. На участке пересечения с автомобильной дорогой III категории (ПК 14+30 – ПК 15+10) используются трубы 160 x 14,6 ПЭ100.

Полиэтиленовые трубы поставляются на объект в отрезках мерной длины 6–24 м. Транспортировку труб на объект строительства от места складирования и развозку их по трассе выполнять автомобильным транспортом с использованием полуприцепа (на данном объекте применяем бортовой автомобиль МАЗ-54323 с полуприцепом). Количество

труб, завозимых на объект, должно устанавливаться сменной выработкой.

Сварку полиэтиленовых труб следует производить нагретым инструментом встык по технологии, предусмотренной СП 42-103-2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов». Сварку между собой труб из ПЭ80 и ПЭ100 рекомендуется предусмотреть деталями с закладными электронагревателями.

Сварка полиэтиленовых труб предусматривается на оборудовании с высокой степенью автоматизации, при температуре окружающего воздуха не ниже минус 15 °С и не выше +45 °С.

При монтаже газопровода должны быть приняты меры по предотвращению засорения полости труб. Перед укладкой плети газопровода провести контроль стыков 100%-ным внешним осмотром и выборочно – ультразвуковым контролем в соответствии с нормами СНиП 42-01-2002. Забракованные стыки исправлению не подлежат и должны быть удалены.

После окончания укладки и засыпки газопровод подвергается испытанию на герметичность в соответствии с нормами СНиП 42-01-2002 и СП 42-101-2003. Порядок проведения испытания приведен в разделе 1.3.6 ПОС.

Монтажные стыки подземных газопроводов, сваренные после испытаний, должны быть проверены физическим методом контроля.

На выполненные работы по построению геодезической разбивочной основы, устройству песчаного основания («постели») под трубы газопровода, устройству фундаментов под ГРПШ и ПУРГ, устройству защитного заземления, укладке сигнальной ленты, укладке труб (в части глубины их заложения), изоляции стыков стальных участков газопровода должны быть составлены акты освидетельствования (приемки) скрытых работ, выполненных генеральным подрядчиком или субподрядными организациями в соответствии с договорами подряда. На участках прокладки газопровода методом ННБ следует составить исполнительные чертежи, согласовав их с проектной организацией.

Укладку сваренной плети газопровода выполнить вручную или с помощью грузоподъемных механизмов (автокранов, автопогрузчиков и т.п.). Укладка предусматривается на подготовку из среднезирнистого песка толщиной 0,1 м. Сваренные плети укладываются в траншею с естественным изгибом. После укладки трубы присыпаются песком

средней крупности на высоту 20 см. Подготовку и присыпку выполняют механизированным способом с использованием автопогрузчиков типа МКСМ, Toyota 4SDK10. Разравнивание грунта подготовки и присыпки и подбивка пазух выполняется вручную. На разровненную присыпку укладывается сигнальная лента по всей длине трассы. В местах пересечения с кабелями связи лента должна укладываться дважды на расстояние 20 см друг от друга.

Последующую засыпку траншей производить бульдозером после проведения испытания газопровода, с уплотнением грунта проездом автотранспорта. Над засыпанной траншеей предусмотреть земляной валик, высота которого равна ожидаемой осадке грунта.

На участке трассы с постоянным высоким уровнем грунтовых вод (ПК 55+15 – ПК 61+20) выполнить балластировку газопровода пригрузами – мешками с цементно-песчаной смесью. Пригрузы следует размещать рассредоточенно на равных расстояниях друг от друга, не допуская укладки пригрузов на сварные соединения. Укладку пригрузов предусмотреть или после выполнения водопонижения грунтовых вод до низа траншеи, или на плавующую полиэтиленовую плеть (при этом пригрузы должны опускаться равномерно при помощи строп, с контролем положения трубопровода и пригруза после их опускания на дно траншеи).

При обнаружении воды в период ливневых дождей и интенсивного снеготаяния, так называемой «верховодки», необходимо произвести водопонижение или установку балластирующих устройств на газопроводе, либо проводить укладку сваренных плетей в период, когда уровень воды опускается ниже дна траншеи. Водопонижение предусмотреть способом свободного водоотлива.

Местоположение газопровода после окончания строительства закрепляется опознавательными знаками на железобетонных столбиках на расстоянии 1 м от оси газопровода, справа по ходу газа через 500 м, в точке врезки, на углах поворотов трассы, месте ответвления, а также на границах бестраншейной прокладки методом ГНБ.

На закладную пластину опознавательного знака наносятся данные о диаметре, давлении, глубине заложения газопровода, материале труб, расстоянии до газопровода, сооружения или другой характерной точки, номер телефона аварийно-диспетчерской службы.

Надземный газопровод после монтажа и испытаний окрасить лакокрасочным покрытием, состоящим из двух слоев грунтовки по ГОСТ 25129-82 и двух слоев эмали желтого цвета по ГОСТ 8292-85.

Монтаж газового оборудования, ГРПШ, ПУРГ, металлоконструкций, фундаментных блоков предусматривается автокраном типа КС-3579, КС-2561.

Одновременное выполнение на строительной площадке монтажных, строительных и специальных строительных работ (при обеспечении фронтов работ) допускается в соответствии с календарным графиком производства работ, разрабатываемым генподрядной организацией и согласованным со всеми участниками строительства. Ответственность за соблюдением графика совмещенных работ лежит на генподрядчике.

1.3.5. Выполнение работ в зимних условиях

При выполнении работ в зимний период времени, а также при температурах не выше +10 °С допускается уменьшение ширины траншей (устройство узких траншей) вплоть до диаметра трубы. Укладку труб вести при температурах не ниже минус 15 °С. При доработке грунта в местах пересечения проектируемой трассы газопровода с существующими подземными коммуникациями мерзлый грунт должен быть предварительно отогрет.

Устройство песчаной подготовки дна траншеи выполняют непосредственно перед укладкой труб. Укладывать трубы на промороженное основание траншеи не допускается.

Сварочные работы рекомендуется предусматривать в защитных палатках или других видах укрытий. Свободные концы труб следует закрывать заглушками.

Подъездные дороги, пешеходные дорожки на территории строительной площадки необходимо регулярно очищать от снега и наледи.

1.4. Указания о методах осуществления контроля за качеством строительства

Управление качеством строительно-монтажных работ должно осуществляться строительной организацией и другими организациями, осуществляющими надзор за строительством и включать в себя совокупность мероприятий, методов и средств, направленных на обеспечение соответствия качества строительно-монтажных работ и законченных строительством объектов требованиям нормативных документов и проектной документации. Система контроля качества строительно-монтажных работ должна вестись в соответствии с требованиями СП 42-101-2003 и предусматривать:

– проведение производственного контроля качества работ;

– проведение ведомственного контроля за качеством работ и техникой безопасности (при его наличии);

– проведение технического надзора со стороны заказчика и эксплуатационной организации;

– контроль со стороны органов Ростехнадзора;

– авторский надзор со стороны разработчика проекта.

Производственный контроль качества строительно-монтажных работ должен осуществляться систематически на всех этапах строительства и включать входной контроль проектной документации, оборудования, материалов и технических изделий, контроль отдельных строительных процессов и приемочный контроль строительно-монтажных работ. Система контроля качества строительно-монтажных работ должна предусматривать:

– проверку аттестации сварочного персонала, оборудования и технологий;

– входной контроль качества применяемых труб, соединительных деталей, технических устройств и материалов;

– технический осмотр сварочных устройств;

– проверку основания под газопровод;

– систематический операционный контроль качества сборки под сварку и режимов сварки;

– визуальный контроль (внешний осмотр) сварных соединений;

– ультразвуковой контроль (УЗК) сварных соединений;

– пневматические испытания смонтированного газопровода.

Внешний осмотр сварных соединений и измерительный контроль геометрических параметров должны производиться в 100%-ном объеме на всех сварных соединениях согласно раздела 10.2 СНиП 42-01-2002 и п.п. 3.2.6 и 3.2.7 ПБ 12-529-03.

Ультразвуковой контроль сварных стыков проводится после проведения внешнего осмотра или совместно с ним. Температура на поверхности трубы при ультразвуковом контроле не должна превышать +30 °С.

На подземном полиэтиленовом газопроводе высокого давления контролю подлежат 5 % стыков от общего количества стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте. При изменении степени автоматизации сварочной машины (проектом предусмотрено использование машины с высокой степенью автоматизации) число стыков, подлежащих контролю, должно быть откорректировано согласно СНиП 42-01-2002 и

СП 42-103-2003. На надземных стальных участках газопровода высокого давления контролю физическимим методами подлежат не менее 5 % сварных стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте, но не менее одного стыка. Сварные неповоротные и монтажные стыки на подземных стальных участках подлежат 100%-ному контролю радиографическим методом.

После проведения укладочных работ необходимо проверить глубину заложения газопровода требованиям проекта. Для проведения контроля за качеством выполнения земляных и укладочных работ следует использовать стандартные контрольно-измерительные инструменты, в том числе:

– нивелиры (ГОСТ 10528-90);
– рулетки (ГОСТ 7502-89);
– метры, уровни (ГОСТ 9416-83) и др.

При прокладке газопровода методом ННБ участки труб, выведенные в приемные котлованы, визуально проверить на предмет отсутствия поверхностных повреждений, полученных при их протягивании по скважине.

Испытания на герметичность проводятся давлением воздуха. Подземный газопровод высокого давления испытывается давлением 0,75 МПа в течение 24 часов. До начала испытаний на герметичность газопроводы после заполнения их воздухом следует выдержать под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в подземном газопроводе с температурой грунта. Длину испытываемого участка принять в зависимости от класса точности манометра согласно СП 42-101-2003. Газопровод считается выдержавшим испытание на герметичность, если фактическое падение давления в период испытания не превысит допустимых величин. При разбивке газопровода на отдельные участки после испытаний произвести сварку их между собой, стыки проверить ультразвуковым контролем.

Перед началом испытаний провести очистку внутренней полости газопровода согласно принятой в строительной организации технологии. Газопровод должен очищаться участками и целиком. Результаты продувки и испытаний газопровода оформить записью в строительном паспорте газопровода.

Испытания трубопроводов производят при температуре трубопровода не ниже минус 15 °С и не ранее, чем через 24 ч после окончания

сварки последнего стыка. Переходы через ручей и автомобильные дороги, предусмотренные методом наклонно-направленного бурения, проводятся вместе с основным газопроводом.

1.5. Документация представляемая приемочной комиссии

Перед приемкой газопровода в эксплуатацию строительно-монтажная организация должна подготовить следующий комплект документов:

– исполнительные чертежи или чертежи проекта с подтверждением записью ответственного лица о выполнении СМР в соответствии с ними;
– акты на скрытые работы;
– строительный паспорт газопровода;
– протокол продувки газопровода;
– протокол проверки сварных стыков газопровода;
– сертификаты качества на трубы;
– технико-эксплуатационную документацию на оборудование, арматуру и разрешительные документы на нее;
– журнал авторского надзора (при наличии);
– журнал общестроительных работ;
– акты испытаний газопроводов на герметичность;
– акты проверки изоляционных покрытий стальных труб.

1.6. Мероприятия по охране труда и противопожарные мероприятия

Охрана труда в строительстве должна представлять собой систему взаимосвязанных мероприятий, направленных на создание безопасных условий для выполнения СМР.

Инструкции по охране труда и противопожарной безопасности для рабочих каждой профессии с учетом выполняемых ими работ должны быть разработаны в строительно-монтажных организациях и утверждены главным инженером.

Перед допуском к работе рабочие должны пройти инструктаж по безопасности труда и пройти необходимое обучение методам безопасного проведения работ. Допуск к работам оформляется записью в журнале инструктажа по технике безопасности, в котором каждый работник ставит свою подпись в подтверждение получения необходимого инструктажа.

При выполнении комплекса работ по сооружению газопровода необходимо использовать современные средства техники безопас-

ности и соблюдать правила охраны труда. Работающих необходимо обеспечить санитарно-гигиеническими и безопасными условиями труда с целью устранения производственного травматизма и профессиональных заболеваний. В зависимости от выполняемых работ рабочие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и защитными средствами.

При выполнении строительно-монтажных работ необходимо соблюдать правила, изложенные в СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002, ПБ 10-382-00, ППБ 01-2003, СанПиН 2.2.3.1384-03.

Особое внимание при этом должно быть уделено выполнению правил эксплуатации строительных механизмов, установленных вблизи откосов и зон возможного обрушения грунта, устройству ограждений опасных мест, выполнению электрозащитных устройств оборудования и механизмов, работающих на электрической энергии (включая электросварку).

При бестраншейной прокладке труб методом наклонно-направленного бурения место размещения установки оградить. Расстояние между ограждением и установкой ГНБ должно быть не менее 1,5 метра. Рабочий и приемный котлованы должны иметь предупредительные надписи и знаки, в ночное время – сигнальные огни. Разрабатываемые траншеи должны иметь сигнальное ограждение.

Для спуска рабочих в траншеи и котлованы должны использоваться переносные лестницы. Проезды, проходы и рабочие места необходимо регулярно очищать от строительного мусора и не загромождать.

Вопросы по технике безопасности должны отражаться в технологических картах или проекте производства работ в виде конкретных инженерных решений.

До начала основного этапа строительства в местах размещения санитарно-бытовых помещений в составе проекта производства работ предусмотреть дополнительные мероприятия, обеспечивающие пожарную безопасность в соответствии с требованиями ППБ 01-03. Во всех инвентарных санитарно-бытовых помещениях должны находиться первичные средства пожаротушения (огнетушители), на площадке строительства смонтированы пожарные щиты.

Запрещается хранение легковоспламеняющихся веществ в одном помещении с полиэтиленовыми трубами.

Запрещается проведение огнеопасных работ на расстоянии ближе 5 м от места складирования полиэтиленовых труб.

Условия хранения должны обеспечивать сохранность труб и соединительных деталей от механических повреждений, деформаций, попадания на них нефтепродуктов и жиров.

При обнаружении течи масла из сварочных машин или каких-либо отклонений от нормальной работы гидросистему следует немедленно отключать.

Сварные соединения при всех способах сварки должны оставаться открытыми до тех пор, пока не будет произведено пневматическое испытание газопроводов.

Сбрасывание труб, плетей, отдельных заготовок и соединительных деталей с транспортных средств не допускается.

Строительно-монтажные работы с применением машин в охранной зоне действующей воздушной линии электропередач (ЛЭП) следует производить согласно СНиП 12-03-2001 и под непосредственным руководством лица, ответственного за безопасность производства работ, и при наличии письменного разрешения организации – владельца линии. На выполнение работ вблизи ЛЭП выдать наряд-допуск с мероприятиями по безопасной работе.

Вне рабочего времени строительные машины и механизмы должны быть убраны из зоны производства на специально отведенные площадки. Место расположения складских помещений определить по месту.

1.7. Расчет продолжительности строительства

Расчет продолжительности строительства выполнен в соответствии с требованиями СНиП 1.04.03-85*, часть II, раздел 2 «Коммунальное хозяйство», с. 180 п. 42 и «Пособия по определению продолжительности строительства предприятий, зданий и сооружений» (к СНиП 1.04.03-85*) п. 2.46.

Сооружение газопровода подземной прокладки предусмотрено из труб полиэтиленовых и стальных общей протяженностью 8,03 км, в т.ч.:

– трубы полиэтиленовые диаметром 160 мм – 8,01 км;

– трубы стальные диаметром 159 мм – 0,02 км, в местах расположения ПУРГ и ГРПШ.

По трассе газопровода предусмотрена бестраншейная прокладка труб методом ГНБ общей длиной 128 м.

Установка ПУРГ (2 шт.), ГРПШ (2. шт.), крана шарового (1 шт.) и задвижек крановых (2 шт.).

Продолжительность строительства надземных участков газопровода из труб стальных диаметром до 200 мм протяженностью 0,02 км (с. 180 п. 42) составит:

1 · 0,02 = 0,02 мес.

Продолжительность строительства подземного газопровода из труб полиэтиленовых диаметром до 200 мм протяженностью 8,01 км (с. 180 п. 42) составит:

(3,5 – 1,5) / (10 – 3,0) · 8,01 = 2,29 мес.

Продолжительность строительства перехода газопровода через ручей и автомобильные дороги установкой ГНБ принята согласно локальных смет равной 0,8 месяца. Установка ПУРГ, ГРПШ, крана шарового и задвижек принята согласно лакальных смет 1,8 месяца.

Продолжительность строительства подземного газопровода составит:

2,29 + 0,02 + 0,8 + 1,9 = 5,01 мес.

Передача в собственность 1 месяц.

Всего продолжительность строительства газопровода составит:

5,01 +1,0 = 6,01 месяца, включая подготовительный период.

1.8. Расчет потребности в рабочих кадрах на строительно-монтажные работы

При определении потребности строительства в рабочих кадрах учитывались объемы строительно-монтажных работ и продолжительность строительства.

Средняя численность работающих на строительно-монтажных работах и вспомогательных производствах составит 36 человек.

В количество работающих на строительстве включены работающие непосредственно на строительной площадке, а также на транспортных средствах и обслуживающий персонал. При этом в состав работающих входят рабочие, инженерно-технические работники (ИТР), служащие, младший обслуживающий персонал (МОП) и охрана.

Число работающих на строительстве определено по нормативной трудоемкости.

В проекте принято, что строительство ведется силами строительной организации, постоянные кадры которой, обеспечены жилой площадью и необходимым культурно-бытовым обслуживанием.

В общем количестве работающих численность отдельных категорий работников согласно «Расчетным нормативам для составления

проектов организаци строительства» (часть 1 табл. 46) принимается следующей:

ИТР 36 · 0,11 = 4 человека

Рабочие 36 · 0,845 = 30 человек

Служащие, МОП, охрана 36 · 0,045 = 2 человека

Потребность в рабочей силе покрывается за счет подрядной организации.

1.9. Потребность во временных зданиях и сооружениях

Расчет требуемых санитарно-бытовых помещений выполнен исходя из численности соответствующих категорий работников при числе рабочих в наиболее многочисленную смену до 70 % от общего количества. При расчете принято, что в строительстве задействованы только лица мужского пола, а ИТР, служащие, МОП и охрана выполняют производственные процессы, относящиеся к группе 1а, рабочие – группе 2в. Площадь временных зданий определяется с учетом наличия на объекте строительства 3 ИТР, 21 рабочего, 2 служащих МОП и охраны.

Расчет потребности во временных административных и санитарно-бытовых зданиях, выполненный согласно СНиП 2.09.04-87, приведен в таблице 1.

Потребность в административных и санитарно-бытовых зданиях для строительства удовлетворяется за счет использования передвижных вагончиков, которые по мере укладки трубопроводов перемещаются вдоль трассы.

Размещение санитарно-бытовых помещений для работающих выполняют вдоль трассы газопровода по месту на удалении от рабочих мест не далее 500 метров в инвентарных передвижных зданиях-вагончиках с обеспечением требований пожарной и санитарной безопасности. Питание работающих предусматривается в специально оборудованных для этих целей помещениях с возможностью доставки горячей пищи в термосах и последующей ее раздачей.

Учитывая, что при строительстве газопроводов трубы и изделия укладываются вдоль трассы на временных площадках хранения, складские помещения временного типа рекомендуется не строить.

Доставка материалов и конструкций производится со складских помещений и площадок генерального подрядчика, субподрядных организаций или поставщиков строительной продукции.

1.10. Потребность в обеспечении строительства электроэнергией, водой и прочими ресурсами

Потребность в электроэнергии, топливе, воде, сжатом воздухе определена по нормам для линейных объектов на основании «Расчетных нормативов для составления проектов организации строительства» (часть X табл. 12 с. 107, 108).

Работа сварочных машин и аппаратов для соединения полиэтиленовых труб газопровода, освещение санитарно-бытовых помещений осуществляется от передвижных электростанций мощностью 4 кВА/час. Потребность в электрической мощности сварочной техники для полиэтиленовых труб определена исходя из продолжительности сварки 1 стыка по СП 42-103-2003 и усредненной длины труб 160 х 14,6 мм в 12 м.

Таблица 1

Наименование помещений	Назначение	Расчетное количество помещений и санитарно технического оборудования, шт.	Расчетные нормы площади, м²/чел.	Число пользующегося персонала, человек	Требуемая площадь, м²	Минимально допустимая площадь помещения, м²
1	2	3	4	5	6	7
Контора для инженерно-технических работников	Для всех ИТР смены	Одно	4	3	12,0	12,0
Гардеробные для одежды	Для рабочих производственных процессов 2 «в»	Одно	0,1 (гардер) 0,7 (проход)	21	16,8	16,8
Помещение для МОП с местом для инвентаря	Для МОП	Одно	0,2	2	0,4	4,0
Помещение для хранения спецодежды	Для рабочих производственных процессов 2 «в»	Одно	0,07	21	1,47	4,0
Помещение для обогрева рабочих	Для рабочих производственных процессов 2 «в»	Одно	0,1	21	2,1	4,0
Помещение для приема пищи	Для всего персонала	Одно	1,0 на 4 чел.	26	7,0	12,0

Окончание таблицы 1

Душевые с преддушевой и тамбуром	Для рабочих производственных процессов 2 «в»	Душевых сеток: 21 / 5 ≅ 5 Кранов: 21 / 20 ≅ 2	1,51 на 5 чел.	21	7,55	8,0
Уборные с курительной комнатой	Для всего персонала	Унитазов: для рабочих – 2; писсуаров – 2	2,16 на один 0,96 на один 0,96 (тамбур)	26	7,2	7,2
Помещение для сушки спецодежды и обуви	Для рабочих производственных процессов 2 «в»	Одно	0,15	21	3,15	4,0

Потребность в воде для хозяйственно-бытовых нужд удовлетворяется за счет привозной воды, доставка которой осуществляется в автоцистернах или передвижных емкостях. Норматив потребности воды для производственных и хозяйственно-питьевых нужд определен согласно таблицы 23 «Расчетных нормативов для составления проектов организации строительства» (часть II).

Таблица 2

Вид ресурса	Единица измерения	Расчетная потребность при темпе строительства 42 км в год	Расчетная потребность на время строительства (5,01 мес)
Установленная электрическая мощность	кВт/ч	5,2	1160
Вода для производственных и технических нужд*	м³/сут	2,94	14,7
Вода для хозяйственно-питьевых и гигиенических нужд	м³/сут	3,36	162,3
Сжатый воздух	м³	13,3 на 1 км	106,8

* Примечание. Потребность определена исходя из времени на изготовление бетонных конструкций 5 дней.

Сжатый воздух используется для продувки газопроводов и его испытаний на герметичность и потребность в нем удовлетворяется за счет эксплуатации передвижных компрессированных установок типа ЗИФ-55 или ПКС-5.

Вид связи на строительной площадке (телефонная, радиосвязь) определяется генеральной подрядной организацией.

Потребность строительства во временных ресурсах приведена в таблице 2.

1.11. Расчет потребности строительства в основных строительно-монтажных машинах, механизмах и транспортных средствах

В соответствии с физическими объемами строительно-монтажных работ, весом конструкций, принятыми методами организации строительства определена потребность строительства в основных машинах, механизмах и транспортных средствах.

Результаты расчетов сведены в график потребности в основных строительных машинах и транспортных средствах (таблица 3).

Таблица 3

Наименование строительных машин и транспортных средств	Марка	Объем работ	Потребное кол-во, шт.	Область применения	Число машин и транспортных средств по кварталам	
					I	II
Экскаватор одноковшовый	ЭО-2621	7 м³	1	Разработка грунта под фундаменты	1	1
Экскаватор непрерывного действия	«Вермеер» Т-755, Т-655	4446 м³	1	Разработка грунта траншеи	1	1
Бульдозер	ДТ-75	14823 м³	2	Перемещение грунта	2	2
Корчеватель	ДП-3 на базе трактора Т-100М3	140 шт.	1	Выкорчевка пней	1	–
Трубоукладчик	Т-300	8010 м	2	Укладочные работы	1	1
Автомобильный кран	КС-3579	–	1	Строительно-монтажные работы	1	1
Автотранспорт	МАЗ-54323 с п/п МТМ-93304	8030 м	1	Перевозка труб	1	1
Автотранспорт	ЗИЛ-130	20 т	1	Перевозка материалов и конструкций	1	1
Автобус	ПАЗ-3205	21 чел.	1	Перевозка рабочих	1	1
Автобус	УАЗ-452В	5 чел.	1	Перевозка ИТР	1	1
Передвижная электростанция	ПС-60	8,0 кВт/ч	1	Обеспечение электроэнергией	1	1

Окончание таблицы 3

Передвижной компрессор	ЗИФ-55В, ПКС-5	106,8 м³	1	Продувка и испытание газопровода	–	1
Асфальтокаток	ДУ-54	48 м²	1	Устройство асфальтобетонной отмостки	–	1
Сварочный агрегат	САГ-500	34 ст.		Сварка стальных труб	1	1
Установка для сварки полиэтиленовых труб	GATOR 250	668 ст.	1	Сварка полиэтиленовых труб	1	1
Прибор ультразвукового контроля	УД-10	35 ст.	1	Контроль сварных стыков	1	1
Бурильно-крановая машина на базе трактора «Белорусь»	БМ-205	19,2 м	1	Бурение грунта под опоры и стойки ограждения	–	1
Установка горизонтально-направленного бурения	«Навигатор»	128 м	1	Бурение грунта для прокладки газопровода бестраншейным способом	–	1

1.12. Технико-экономические показатели

Продолжительность строительства полиэтиленового газопровода высокого давления протяженностью 8,03 км диаметром 160 мм определена методом линейной интерполяции по нормам СНиП 1.04.03-85* раздел 3, параграф 2, пункт 42 (распределительная газовая сеть).

Общая продолжительность строительства составляет 6,01 месяца, в том числе подготовительный период 1 месяц, передача в собственность 1 месяц.

Общая численность работающих 36 человек.

Сметная стоимость строительства с распределением капитальных вложений приведена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование работ	Сметная стоимость, тыс. руб.		Распределение кап. вложений и объемов строительно-монтажных работ по периодам строительства		
	Всего	в том числе СМР	Подготов.	Основной	Другие работы
Подготовительные работы	25,256	25,256	25,256	–	–
Временные здания и сооружения	180,991	180,991	180,991	–	–
Рекультивация земель	43,882	43,882	–	43,882	–

Окончание таблицы 4

Газоснабжение. Наружные сети	3378,788	3378,788	–	3378,788	–
Газорегуляторный пункт шкафной № 1	871,095	871,095	–	871,095	–
Газорегуляторный пункт шкафной № 2	1020,78	1020,78	–	1020,78	–
Пункт учета расхода газа № 1 и № 2	496,10	496,10	–	496,10	–
Восстановление плодородного слоя пахотной земли	516,953	516,953	–	516,953	–
Прочие работы и затраты	143,745	143,745	–	282,911	–
Проектные работы	522,894	–	–	–	522,894
Экспертиза проектных работ	86,957	–	–	–	86,957
Авторский надзор	12,692	–	–	12,692	–
Технадзор	80,315	–	–	80,315	
Непредвиденные работы и затраты	147,609	147,609	–	147,609	–
Итого	7447,742	6825,199	206,247	6851,125	609,851
НДС	1340,594	1228,536	37,125	1233,203	109,773
Всего с НДС	8788,336	8053,735	243,372	8084,328	719,624

1.13. Объемы строительно-монтажных работ

Объемы строительно-монтажных работ и потребность в основных материалах определены на основании локальных смет (таблица 5).

2. Охрана окружающей природной среды

При выполнении строительно-монтажных работ по прокладке газопроводов необходимо соблюдать требования защиты окружающей среды, сохранения ее устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране окружающей среды. Охрана окружающей природной среды в зоне размещения строительной площадки осуществляется в соответствии с действующими нормативными правовыми актами по вопросам охраны окружающей природной среды и рациональному использованию природных ресурсов.

Производство строительно-монтажных работ должно проводиться с учетом требований СанПиН 2.2.3.11384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ». Работы следует выполнять только в пределах полосы временного отвода земель.

При проведении строительно-монтажных работ предусматривается осуществление ряда мероприятий по охране окружающей природной среды:

– обязательное сохранение границ территории, отводимых для строительства;

Таблица 5

Наименование работ	Ед. изм.	Объем строительно-монтажных работ			Распределение объемов по кварталам строительства	
		всего	подготовительные работы, восстановление плодородного слоя	газопровод высокого давления, газорегуляторные пункты	1	2
1	2	3	4	5	6	7
Валка деревьев	шт.	140	140	–	140	–
Срезка плодородного грунта	$м^3$	5193	5193	–	5193	–
Разработка грунта, в т.ч:		4595	–	4595	4595	–
– механизированная	$м^3$	4446	–	4446	4446	–
– вручную	$м^3$	149	–	149	149	–
Обратная засыпка грунта в том числе:	$м^3$	2782	–	2782	–	2782
– механизированная	$м^3$	2220	–	2220	–	2220
– вручную	$м^3$	562	–	562	–	562
Песчаное основание и присыпка	$м^3$	1655	–	1655	–	1655
Уплотнение грунта	$м^2$	3941	–	3941	–	3941
Планировка площадки механизированным способом	$м^2$	498	498	–	498	–
Восстановление плодородного слоя механизированным способом	$м^3$	5193	5193	–	–	5193
Вспашка и боронование	га	1,73	1,73	–	–	1,73
Посев трав	га	0,01	0,01	–	–	0,01
Прикатывание посевов катками	га	0,01	0,01	–	–	0,01
Бурение скважин под стойки	м	19,2	–	19,2	–	19,2
Прокладка полиэтиленовых труб	м	8010	–	8010	–	8010
Монтаж стальных труб	м	20	–	20	–	20
Сварки стыков	шт.	702	–	702	–	702
Прокладка сигнальной ленты	м	7920	–	7920	–	7920
Очистка полости трубопровода	м	8030	–	8030	–	8030
Установка опознавательных знаков	шт.	23	–	23	–	23
Устройство бетонной подготовки	$м^3$	2	–	–	–	2

Окончание таблицы 5

Устройство монолитных бетонных конструкций	м³	2	–	–	–	2
Монтаж м/к	т	0,428	–	0,428	–	0,428
Монтаж сборных бетонных конструкций	м³	5,76	–	5,76	–	5,76
Ограждение из сетки по ж/б столбам	м²	60	–	60	–	60
Окраска м/к	т	0,85	–	0,85	–	0,85
Монтаж полосы заземления	м	20	–	20	–	20
Монтаж кабеля	м	27	–	27	–	27
Устройство асфальтобетонного покрытия	м²	48	–	48	–	48
Установка бортового камня	м	40	–	40	–	40

– применение герметических емкостей для перевозки растворов и бетонов;

– устранение открытого хранения, погрузки и перевозки сыпучих пылящих веществ (применение контейнеров, специальных транспортных средств);

– завершение строительства уборкой и благоустройством территории с восстановлением растительного покрова;

– оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов;

– использование специальных установок для подогрева воды, материалов;

– слив горюче-смазочных материалов только в специально отведенных и оборудованных для этой цели местах;

– выполнение в полном объеме мероприятий по сохранности зеленых насаждений;

– удаление полиэтиленовой стружки при обработке торцов труб и деталей в полиэтиленовых мешках с последующим вывозом их на свалку;

– соблюдение требований местных органов охраны природы.

Зона строительных работ при разработке траншей принята минимальной. При выполнении земляных работ на пахотных землях существующий почвенный слой толщиной 0,3 метра, пригодный для дальнейшего использования, снимается и складируется во временных отвалах. При снятии, складировании и хранении плодородного слоя почвы должны приниматься меры по предотвращению его размыва и выдувания.

Работа строительных машин и механизмов должна быть отрегулирована на минимально допустимый выброс выхлопных газов и уровень шума. Выполнение работ на отведенной полосе должно вестись с соблюдением чистоты территории, а санитарно-бытовые помещения должны быть оборудованы средствами биологической очистки или сбором стоков в непроницаемую металлическую емкость с регулярной последующей ее очисткой и обеззараживанием.

Территория должна предохраняться от попадания в нее горюче-смазочных материалов. Все виды отходов, образующихся в процессе строительства газопровода, собираются и утилизируются на территории предприятия, производящего строительство. Сбор и хранение строительных отходов осуществляется в закрытых контейнерах. При соблюдении норм и правил сбора и хранения отходов, а также своевременном удалении отходов с территории строительства отрицательное воздействие отходов на окружающую среду будет максимально снижено.

При организации строительной площадки вблизи зеленых насаждений работа строительных машин и механизмов должна обеспечивать сохранность существующих зеленых насаждений.

Предоставляемые во временное пользование земельные участки после окончания строительно-монтажных работ должны быть рекультивированы (восстановлены). Рекультивации подлежит строительная полоса трубопроводов по всей ширине отвода земель. В местах корчевания пней производится засыпка ям.

После засыпки трубопровода, проложенного на рекультивируемых землях, над газопроводом устанавливают валик, высота которого должна совпадать с ожидаемой осадкой грунта засыпки. После засыпки газопровода минеральным грунтом на рекультивируемых землях в летнее время его уплотняют многократными проходами гусеничных тракторов. По уплотненному грунту укладывают, а затем разравнивают ранее снятый плодородный слой.

3. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Рабочий проект разработан с соблюдением норм и требований СНиП 42-01-2002, ПБ 12-529-03, а также рекомендаций СП 42-101-2003 и СП 42-103-2003 без отступлений от них.

Возникновение чрезвычайных ситуаций на строящемся газопроводе маловероятно, но полностью не исключено. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций предусмотрены при проектирова-

нии и строительстве сети газопровода, а также в организации контроля за его состоянием в процессе эксплуатации.

Трасса газопровода выбрана на безопасных расстояниях от существующих зданий и сооружений. Заглубление подземного газопровода обеспечивает отсутствие на него сверхнормативных динамических и статических воздействий машин. Проектом предусмотрена охранная зона газопровода, ГРПШ и ШУУРГ, в которой не допускается выполнение строительных работ без согласования с эксплуатационной организацией. Вдоль трассы газопровода устанавливаются опознавательные знаки, предусмотрена укладка предупреждающей ленты желтого цвета вдоль всего газопровода. Для локализации возможных аварийных ситуаций предусмотрены отключающие устройства. Таким образом, проектными мероприятиями предусмотрены все решения, направленные на обеспечение надежности газопровода. В период эксплуатации газопровода должен осуществляться периодический контроль за его состоянием. Все работы по техническому обслуживанию газопровода должны выполняться в соответствии с ПБ 12-529-03.

В процессе строительства газопровода предусматривается контроль качества строительно-монтажных работ.

4. Рекультивация земель

4.1. Параметры нарушенных земель

Проектируемый газопровод высокого давления проходит по выгону, пашне, частично по лесонасаждениям и прочим землям.

По трассе газопровода приняты параметры рекультивации, приведенные в таблице 6.

Таблица 6

Параметры	Назначение земель		
	Пашня	Выгон	Лесонасаждения*
Ширина полосы отвода, м	14	14	6
Толщина снимаемого ПСП в пределах полосы отвода, м	0,3	0,3	0,3
Ширина полосы рекультивации, м	3,0	3,0	3,0
Длина полосы рекультивации, м	4602	1070	83
Площадь рекультивации, м^2	13806	3210	294
Объем снимаемого плодородного слоя почвы, м^3	4142	963	61,2
Площадь вспашки и боронования, га	1,38	0,32	0,0408
Планировка трассы, га	–	–	0,0498

* Примечание. Включая ополаживаемый склон при пересечении водной преграды

Перед началом производства работ по трассе газопровода на глубину 0,3 метра снимается почвенно-растительный слой и складируется вдоль трассы газопровода на временной полосе отвода. Дальность перемещения грунта до 10 метров.

Длина полосы рекультивации:

– по пашне (ПК 5 + 30 – ПК 13 + 90, ПК 16 + 60 – ПК 34 + 72, ПК 41 + 85 – ПК 61 + 15) общей протяженностью 4602 метра;

– по выгону (ПК 62 + 50, ПК 73 + 20) общей протяженностью 1070 метра.

Рекультивация земель по лесонасаждениям в местах выкорчевки пней (ПК 16 + 10 – ПК 16 + 40 и ПК 41 + 32 – ПК 41 + 70) и на участке ополаживаемого склона в месте пересечения водной преграды (ПК 61 + 70 – ПК 61 + 85) выполняется на площади 294 м^2 (ширина полосы земель 6,0 м).

Ширина полосы земель, отводимых во временное краткосрочное пользование на период строительства, по прочим землям принята 10 метров. Почвенно-растительный слой не снимается.

4.2. Техническая рекультивация

Техническая рекультивация проводится силами строительной организации.

Рекультивация участков временного отвода земель по трассе газопровода включается в общий комплекс работ по прокладке инженерных сетей и выполняется в следующей последовательности:

1. Снятие плодородного слоя почвы с полосы шириной 3,0 метра по пашне и выгону, а также участков пересечения лесополос и ополаживаемого склона. При снятии, перемещении и хранении плодородного слоя почвы не допускается смешивание его с подстилающими породами, загрязнение жидкостями и материалами, ухудшающими плодородие. Во избежание размыва и выдувания складируемого плодородного слоя почвы хранение его в отвалах должно быть минимально возможным. При длительном сроке хранения необходимо поверхность отвалов укрепить посевом трав.

2. После проведения сварочно-монтажных работ уложенный в траншею трубопровод засыпают, перемещая из отвала весь минеральный грунт с послойным его уплотнением с устройством валика над газопроводом, высота которого должна соответствовать ожидаемой осадке грунта. Оставшийся грунт вывозят или равномерно распределяют в полосе строительства.

3. После засыпки траншеи минеральным грунтом по полосе рекультивации распределяют плодородный слой почвы.

По трассе строительства не допускается непредусмотренная проектом вырубка древесно-кустарниковой растительности и засыпка грунтом корневых шеек и стволов растущих деревьев и кустарников. По окончании работ по рекультивации земли, отведенные во временное пользование, возвращаются землепользователям в состоянии, пригодном для использования их по назначению. Передача восстанавливаемых земель оформляется актом приемки выполненных работ, подписанным представителями землепользователей.

4.3. Биологическая рекультивация

Биологическая рекультивация является последующим этапом технической рекультивации и выполняется силами землепользователей.

Рекультивация должна выполняться в теплый период года. При биологической рекультивации проводится посев трав, посадка кустарников и деревьев.

Приложение 2

Заводы-изготовители полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 50838-95

Наименовае завода-изготовителя	Почтовый адрес	Электронный адрес и сайт
Центральный федеральный округ		
ООО «Климовский трубный завод» (Холдинг «Евротрубпласт»)	142181, Московская обл., г. Климовск, Бережковский проезд, 10, тел. (495) 505-97-83, 745-68-57, факс 505-97-86	dikareva@ktz.ru www.gaztrubplast.ru
ООО «Бородино-Пласт»	143240, Московская обл., Можайский р-н, п. Бородинское поле, ул. Юбилейная,141, тел. (495) 136-0497, факс 786-4845	info@borodino-plast.ru www.pipe.365.ru
ООО «Политек-ПТК»	103045, Московская обл., г. Одинцово, ул. Транспортная, 2, тел. (495) 789-3276, 789-3634, факс 789-3276	www.politek-ptk.ru
ООО «ТОЗТИ-ПЛАСТ»	300041, г. Тула, ул. Ленина, 18, тел. (0872) 309-391, 303-900	toztiplast@ tulasteel.ru
ООО «Прометей» ИСК	249855, Калужская область, Дзержинский р-н, Товарково 1, ул. Лесная 21, т/ф. (484-34) 461-15	
ООО «Строймашполимер» (бывший ООО «Трубопласт»)	249855, Калужская область, Дзержинский р-н, Товарково, т/ф. (484-34) 414-13, 422-40	stroimash@ kaluga.ru www.stroimash.ru
ООО «Тверьтрубпласт»	170000, г. Тверь, Главпочтамт, а/я 1602, тел. (482-2) 776-131, факс 776-130	tplast@tvcom.ru www.trubplast. tver.ru
ПО «Тамбовмаш»	392010, г. Тамбов, ул. Монтажников, 10, тел. (4752) 537-730, факс 552-317	tambovmash@pub. tmb.ru
ООО «Агригазполимер»	249040, Калужская обл., г. Обнинск, п. Кабицино, тел. (484-39) 348-43, т/ф: 407-37	agp@kaluga.ru (http://agp.obninsk. com)
«Шилово-ОПС»	391500, Рязанская область, п. Шилово, тел. (09136) 223-51, факс 224-72	post@shilovoops. ryazan.ru
ОАО «Орелсибгазаппарат»	302008, г. Орел, ул. Машиностроительная, 6, тел. (486-2) 725-630, факс 725-630	
ОАО «Ливныпластик»	307738, Орловская обл., г. Ливны, ул. Гайдара, 2в, тел. (086-77) 325-45, 342-20	plastik@rekom.ru
Приволжский федеральный округ		
Казанское ОАО «Органический синтез», «Завод по производству и переработке ПЭНД»	420051, г. Казань, ул. Беломорская, 101, тел. (843-5) 339-811, 339-866, факс 123-296	doska-s@mail.ru kos@kos.ru
ООО «НПП «Гидролит»	420095, г. Казань, ул. Восстания, 100, тел. (8432) 425-624, 424-438	