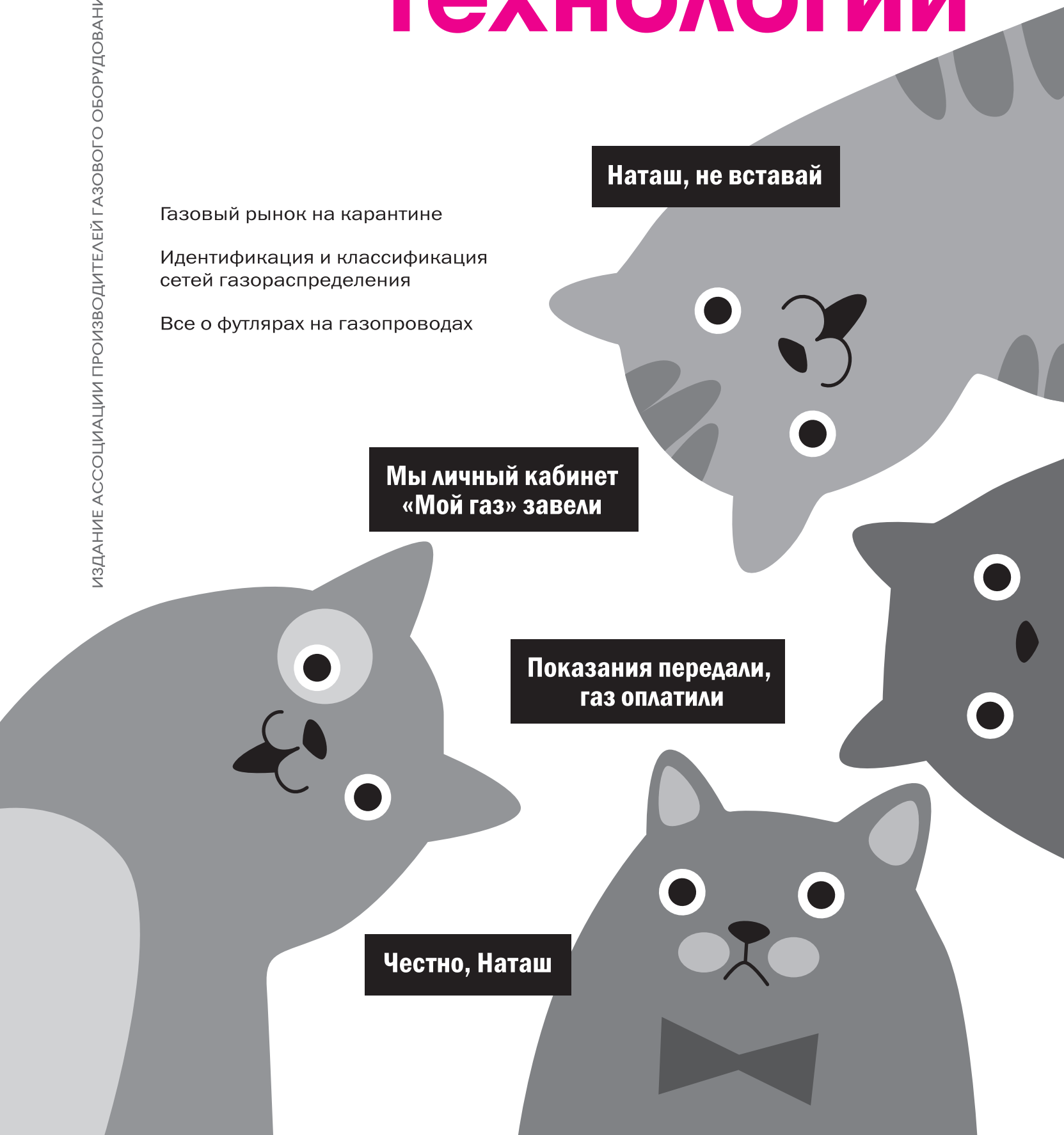
Газовые технологии

2/2020

ИЗДАНИЕ АССОЦИАЦИИ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ



Газовый рынок на карантине

Идентификация и классификация сетей газораспределения

Все о футлярах на газопроводах

+7 (495) 937-89-68
www.adl.ru

ПРОИЗВОДСТВО ОБОРУДОВАНИЯ для ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

Дисковый поворотный затвор «Гранвэл»

Стальной шаровый кран «Бивал» с изолирующей вставкой ВЭИ

Стальной шаровый кран «Бивал»

Стальной шаровый кран «Бивал» для подземной установки с изоляцией ВУТ

ГАЗСЕРТ CE EAC

ООО «СервисСофт»

neftegas.ssoft24.com

+7 (4872) 70-05-82, 55-26-44
sales@ssoft24.com
Служба техподдержки:
support@ssoft24.com

ЭХЗ

РЕШЕНИЯ ПО ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЕ ГАЗОПРОВОДОВ

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ТЕЛЕМЕТРИИ

МОНИТОРИНГ И УПРАВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРАМИ СКЗ

МОНИТОРИНГ ЗАЩИТНОГО ПОТЕНЦИАЛА ТРУБОПРОВОДА И СКОРОСТИ КОРОЗИИ НА КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПУНКТАХ

Гарантия до 3 лет.

GPRS SMS CSD

погрешность измерений < 0,2%

USB настройка диагностика управление

ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ:

- Возможность подключения, управления, мониторинга СКЗ любого производителя.
- Встроенный источник резервного питания.
- Гибкая настройка опроса и передачи данных.
- Модульная архитектура устройства.
- Интеграция в любую SCADA-систему по технологии OPC, ODBS.
- Измерительные каналы 0–75 мВ, 0–5 В, 0–100 В.
- Сигнальные каналы – дискретные выходы (3 шт.).
- Степень пыле- и влагозащищенности IP 54.
- Автономное решение с источником питания, рассчитанным на 1500 сеансов связи или на 2 года работы по заводским настройкам.
- Режим энергосбережения.
- Автоматическая архивация и хранение данных.
- Измерение потенциалов, скорости коррозии, температуры окружающей среды и др. параметров (6 каналов измерения).
- Высокая наработка на отказ.
- Возможность установки в любой типоразмер КИП.
- Степень пыле- и влагозащищенности IP 65.

АДАПТИВНЫЕ СТАНЦИИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ «АСКЗ-ТМ»

ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ:

- Модульная архитектура станции.
- Встроенная система телемеханики.
- Переключение режимов работы 48/96 В.
- Функция самодиагностики по всем модулям станции.
- Режим «горячего» резервирования силовых модулей.
- Адаптивные алгоритмы управления.
- Естественное охлаждение, защита от перегрева.

-45С +45С

GPRS SMS CSD

$P_{ном}$ 0,6...5кВт

15 лет СРОК СЛУЖБЫ

до 5 лет ГАРАНТИИ

Вся продукция ООО «СервиСофт» сертифицирована и соответствует стандартам и требованиям ПАО «Газпром».

СИСТЕМА ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ ГАЗСЕРТ
РОСС RU.31370.04ОГ100

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

СИСТЕМА ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ ИНТЕРГАЗСЕРТ
РОСС RU.31370.04ОГ100

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

СИСТЕМА ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ ИНТЕРГАЗСЕРТ
РОСС RU.31370.04ОГ100

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

«ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»
№2 (8), 2020

Корпоративное издание Ассоциации производителей газового оборудования (АПГО)

АССОЦИАЦИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Адрес: 236022,
Калининград, ул. Пугачева, д. 18
Тел.: +7 (4012) 21-44-05
+7 (906) 237-20-53
e-mail: Asprogazru@mail.ru

Редакция
Главный редактор
Кристиан Сергеевич Колев
Обозреватель
Александр Владимирович Алексеев
Дизайнеры-верстальщики
Марта Алексеевна Крылова,
Жанна Михайловна Кошечко
Корректор
Юлия Вячеславовна Халфина

Фотобанк Shutterstock

Сотрудничество и реклама
Тел.: +7 (812) 244-02-87;
e-mail: press@asprogaz.ru

Печать
Типография «Дитон»
194044, Россия, Санкт-Петербург,
Большой Сампсониевский пр.,
д. 60, лит. М
Тел.: +7 (812) 333-15-42;
e-mail: diton@diton.ru

Тираж 999 экземпляров

Актуально

Александр Алексеев
ГАЗОВЫЙ РЫНОК НА КАРАНТИНЕ 4

Оборудование и технологии

В. А. Вершилович, начальник отдела ПБ, ОТ и Э ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород»
ФУТЛЯРЫ НА ГАЗОПРОВОДАХ. МОНИТОРИНГ, ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ 10

Г. И. Зубаилов, к. т. н., директор научно-технического центра «Оценка соответствия» АО «Гипрониигаз»
А. В. Кузнецов, директор ООО «Эксперт Юг»
Д. В. Салин, начальник отдела испытаний и внедрения новой техники, материалов и технологий НТЦ АО «Гипрониигаз»
В. С. Тюкалин, заместитель начальника испытательной лаборатории НТЦ АО «Гипрониигаз»
САНАЦИЯ ГАЗОПРОВОДОВ СВЕТООТВЕРЖДАЕМЫМ НАПОРНЫМ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫМ РУКАВОМ 18

Ю. А. Рудченко, Д. И. Зализный, Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого, Республика Беларусь
УСЛОВИЯ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ИЗОЛЯЦИИ ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ГАЗОПРОВОДОВ ПРИ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ СИСТЕМЫ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ 22

Региональное решение

Р. Р. Аглямов, к. э. н., ведущий инженер отдела эксплуатации АСКУГ ООО «Газпром межрегионгаз Уфа»
ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУТАЦИИ СИСТЕМЫ ТЕЛЕМЕТРИИ НА БАЗЕ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА «МАТРИКС» В ООО «ГАЗПРОМ МЕЖРЕГИОНГАЗ УФА» 26

Н. Л. Великанов, С. И. Корягин, А. М. Гарина, Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта
АВТОНОМНАЯ РАБОТА СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ МНОГОКВАРТИРНЫХ ДОМОВ ГОРОДА 34

События

ВОСКРЕСШИЙ ГЕРОЙ 38

Нормативная база

Инесса Сафронова, начальник отдела нормативно-технической документации Группы ПОЛИПЛАСТИК, эксперт по стандартизации
НОРМАТИВНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ ИЗ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ 40

А. О. Хомутов, начальник технического отдела АО «Гипрониигаз», технический директор АПГО
ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ПРИ ИДЕНТИФИКАЦИИ ИЛИ КЛАССИФИКАЦИИ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ 46

Г. И. Зубаилов, к. т. н., директор научно-технического центра «Оценка соответствия» АО «Гипрониигаз»
ТРЕБОВАНИЯ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА И ЗАДАЧИ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ ПЕРЕВООРУЖЕНИИ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ 50

Оборудование и технологии

Юрий Толщинов, заместитель директора по развитию ООО «АКСИТЕХ»
НОВЫЕ ПРИНЦИПЫ ВНЕДРЕНИЯ СРЕДСТВ ТЕЛЕМЕТРИИ НА УЗЛАХ УЧЕТА РАСХОДА ГАЗА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ 54

Т. В. Ефремова, к. т. н., доцент кафедры «Энергоснабжение, теплотехника, теплогазоснабжение и вентиляция» (ЭТиТГСВ) Института архитектуры и строительства Волгоградского государственного технического университета (ИАиС ВолгГТУ)
А. Ю. Тихвинская, к. т. н., преподаватель ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»
ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ РОССИЙСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ ШУМА В ГРП 60

РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА СЕРИИ РДПВ ЭКФО ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ С ВЫХОДНЫМ ДАВЛЕНИЕМ ДО 10,0 МПА 64

ИСПЫТАТЕЛЬНЫЕ ЛАБОРАТОРНЫЕ УСЛУГИ, ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ И НОВИНКИ ООО ЭПО «СИГНАЛ» 66

М. В. Ретивых, У. Ю. Цюцькома
ЛАБОРАТОРНАЯ ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ПОЛИМЕРНОГО ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ СТАЛЬНОГО МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА 70

НОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ
Краны LD в условиях кризиса 74

М. Ю. Шумилин, специалист АО «Газпром газораспределение Майкоп»
ТРУДНОСТИ РАСЧЕТА МАКСИМАЛЬНЫХ ЧАСОВЫХ РАСХОДОВ ГАЗА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ СОЗДАНИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 76

М. В. Анисимов, А. Ю. Верхотурова
НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ НАРУЖНЫХ ЗАВОДСКИХ ПОКРЫТИЙ ТРУБОПРОВОДОВ 80

Ретроспектива

А. Д. Седых, к. т. н., заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности
СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ ОРГАНОВ УПРАВЛЕНИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В СССР 84

М. С. Недлин, к. э. н., заместитель генерального директора АО «Гипрониигаз»
КАК РОЖДАЮТСЯ ТРЕБОВАНИЯ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ: ИСТОРИЯ ОДНОЙ ФОРМУЛЫ 90

НОВОСТИ ОТРАСЛИ 94

ГАЗОВЫЙ РЫНОК НА КАРАНТИНЕ

Александр Алексеев

Влияние коронавирусного кризиса в первой половине 2020 года на рынки нефти и нефтепродуктов оказалось беспрецедентным. Падение спроса составило 30 млн баррелей в сутки — почти треть от всего мирового потребления жидких углеводородов, что заставило участников соглашения ОПЕК+ пойти на исключительное сокращение добычи. Падение спроса и избыточное предложение привели к рекордному падению нефтяных котировок, а цены на нефть WTI из-за нехватки хранилищ в США в какой-то момент и вовсе достигли отрицательных значений.

Одна из важнейших причин нефтяного кризиса — резкое падение мобильности в мире, закрывшемся на карантин. Ведь основной потребитель нефтепродуктов — это именно транспорт. Так, например, количество авиарейсов в мире, по данным Flightradar, за вторую половину марта снизилось в три раза (и с тех пор выросло лишь незначительно).

С одной стороны, газ в меньшей степени зависит от ситуации в транспортном секторе. Этот вид топлива используется преимущественно для выработки электроэнергии и тепла, поэтому падение мобильности не

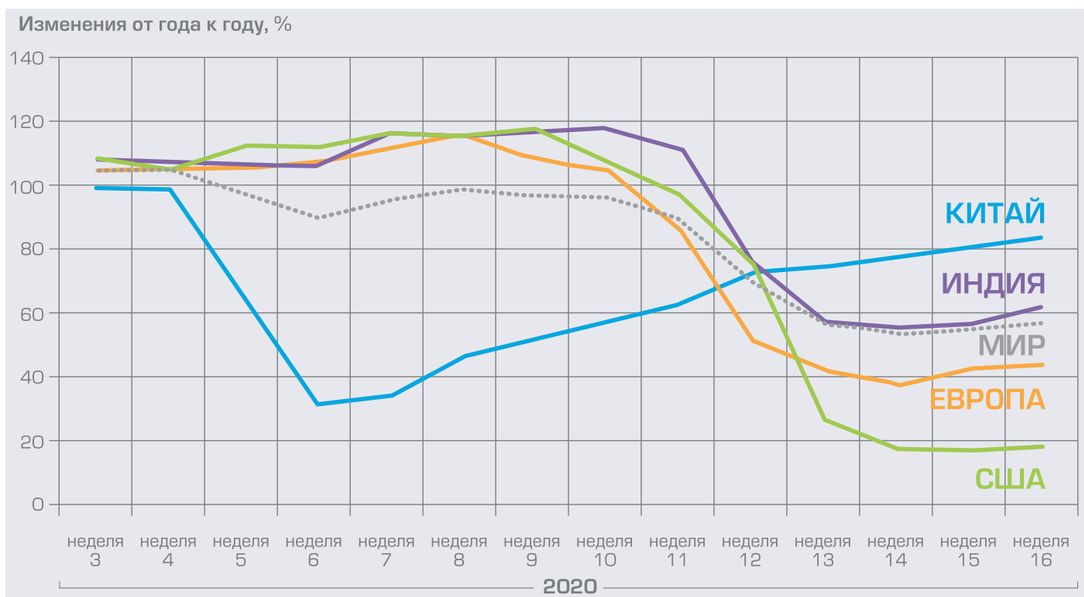


Рис. 1. Изменение активности дорожного пассажирского транспорта под влиянием пандемии COVID-19 в некоторых странах (к аналогичному периоду прошлого года). Данные МЭА

должно напрямую влиять на газовый рынок и газовые цены. С другой стороны, пандемия и карантин стали причиной серьезного спада производства во всем мире. Несмотря на ожидаемое возобновление экономической активности, уже сейчас аналитики прогнозируют заметную рецессию по итогам 2020 года. Так, по оценке S&P Global Ratings, мировая экономика по итогам года покажет снижение на 2,4%, а Международный валютный фонд прогнозирует 3%-ный спад. Особенно серьезное падение ожидает зону евро — до 7,7% по оценкам Европейской комиссии. В США снижение ВВП может превысить 5%. В России, согласно прогнозу Fitch Ratings, спад составит 5%, аналогичные оценки делает и Минэкономразвития. Все это неизбежно отразится на потреблении энергоносителей, в частности, газа (рис. 1).

Так, исследователи газового рынка из Оксфордского института энергетических исследований прогнозируют в 2020 году 3%-ное снижение потребления газа в мире (6% — в Европе), не исключая и более драматических вариантов развития событий. По оценке Международного энергетического агентства (МЭА), в I квартале 2020 года потребление газа в мире уже сократилось более чем на 3%, а падение по итогам года составит 5%. Стоит также отметить, что потребление газа в последние два десятка лет заметно сильнее коррелирует с изменениями экономической активности, чем потребление нефти.

ПОТРЕБЛЕНИЕ

Что же происходит со спросом на газ? Если в марте ситуация в Европе варьировалась от страны к стране, то в апреле началось повсеместное и резкое его падение. Так, в Германии оно составило 9%, а в таких странах, как Великобритания, Испания, Италия и Франция — в районе 20% по сравнению с показателями предыдущего года.

По оценкам экспертов Оксфордского института энергетических исследований, подготовивших в мае обзор Quarterly Gas Review: The impact of COVID-19 on global gas markets, низкие цены на газ смогут поддержать спрос в некоторых странах, например в Индии, которая получит возможность использовать больше газа в своем энергетическом секторе. В начале года Индия действительно активно закупала СПГ, воспользовавшись удачной ценовой конъюнктурой. Однако это не сможет заметно сбалансировать рынок из-за существенного сокращения потребления со стороны промышленности.

Спрос в Китае, несмотря на кризис, показал рост в первом квартале 2020 года (на 8% по отношению к аналогичному периоду прошлого года). Однако возможно, что потребление все-таки снизилось, а поставляемый газ загружался в хранилища, которые, вероятно, уже приблизились к пределу своих возможностей, о чем говорит отказ от ряда поставок. Спрос на газ в Китае по итогам года все-таки вырастет,

считают аналитики, но не так сильно, как ожидалось ранее (рис. 2).

По оценкам Управления энергетической информации США (EIA), общее потребление природного газа в стране в 2020 году в среднем составит 81,7 млрд кубических футов в сутки, что на 3,9% меньше, чем в 2019 году. Снижение произойдет главным образом из-за уменьшившегося потребления природного газа промышленным сектором.

ЦЕНЫ

Резкое падение нефтяных цен в марте было вызвано сразу несколькими факторами: развитием эпидемии в Китае и усиливающимися карантинными ограничениями, разрывом сделки ОПЕК+ и последующей ценовой войной, наконец, нарастающим снижением спроса, вызванным распространением COVID-19 по всему миру.

Газ вскоре последовал за нефтью. Впрочем, нельзя не учитывать и тот факт, что постепенное снижение газовых цен происходило и ранее — задолго до пандемии и коллапса нефтяного рынка. Так, за весь прошлый год спотовые цены на газ в Европе потеряли около половины своей стоимости: в январе 2019 года они находились на уровне около 240 долларов за 1 тысячу кубометров, а год спустя составляли чуть более 120 долларов. Таким образом, предпосылки для падения цен на газ сложились намного раньше.

Еще в конце марта цена на газ на европейских хабах составляла 95–100 долларов за тысячу кубометров. В апреле цены на газ на биржах Северной Европы снижались до 72 долларов за тысячу кубометров, в начале мая — до 67. Затем и вовсе случился обвал: цена на газ обновила исторический минимум, достигнув 22 мая на голландском хабе TTF 26,5 доллара за тысячу кубометров (цена с поставкой следующим днем). Цены на европейских площадках оказались заметно ниже тех, по которым газ торговался на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже (СПбМТСБ) (по результатам торгов 22 мая средняя цена составляла 3425 рублей или 47 долларов за тысячу кубометров).

В США в мае 2020 года рынок вел себя неожиданным образом: цены на газ иногда оказывались здесь самыми высокими в мире, превышая котировки европейских и азиатских хабов. Последний раз цены на американском рынке превышали цены европейского и азиатского рынков в 2005 году, отмечают авторы доклада «Мировой рынок газа, мониторинг, май 2020 года» Центра энергетики Московской школы управления «Сколково».

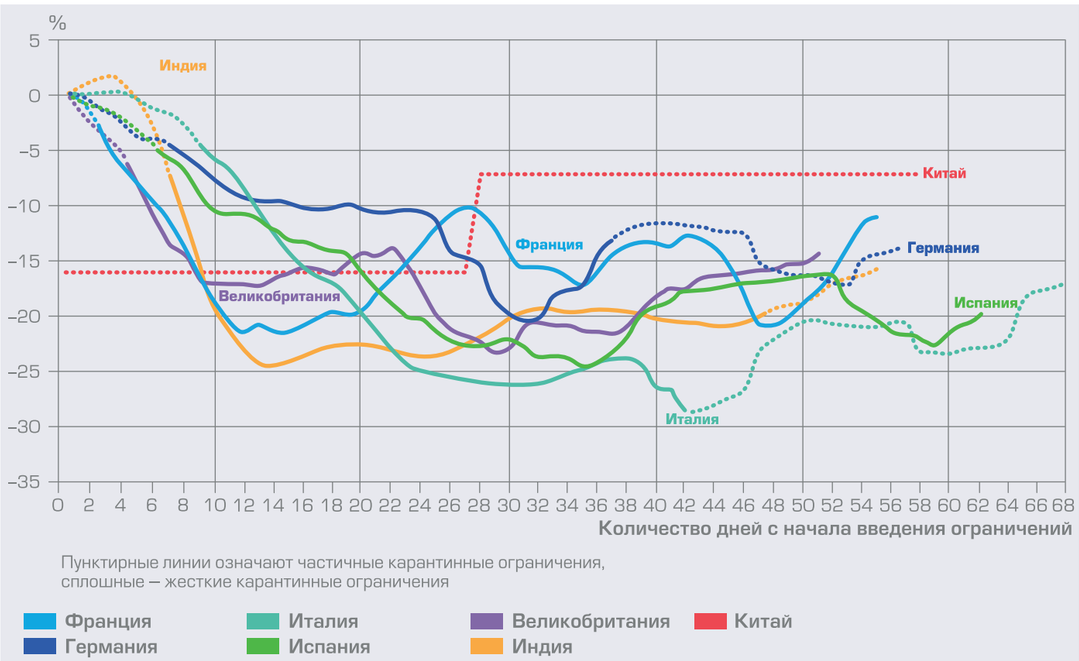


Рис. 2. Снижение потребления электроэнергии в некоторых странах после введения карантина. Данные МЭА

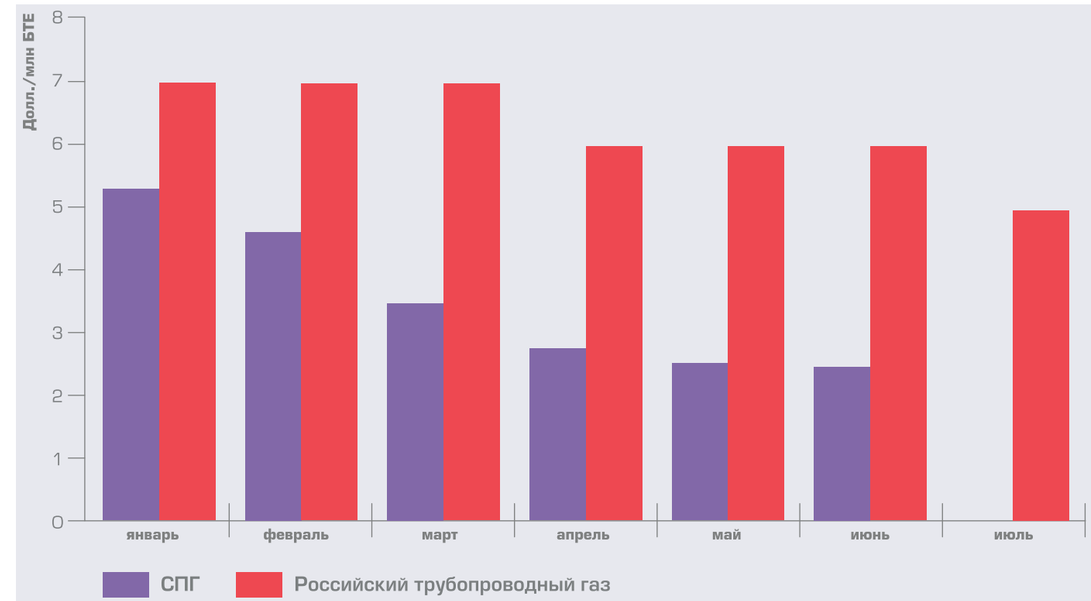


Рис. 3. Оценка средней цены на СПГ на месяц вперед и цены на российский газ с привязкой к ценам нефти по долгосрочным контрактам. Данные ICIS

Некоторые трейдеры и вовсе предрекают возможное падение спотовых цен на газ в Европе ниже нуля, сообщило агентство Reuters, как это ранее произошло с американской нефтью WTI. Это возможно, если предложение на рынке будет оставаться высоким. Нулевые или отрицательные цены означают, что продавцы газа вынуждены отдавать его бесплатно или даже доплачивать, чтобы его забрали. Пока, впрочем, мрачные прогнозы не оправдались: цены остаются низкими, но достигнутых 22 мая минимумов не обновляют.

Кроме того, значительная часть поставок газа в Европу идет по долгосрочным контрактам, цены в которых хоть и меняются по формулам, учитывающим котировки нефти или спотовые цены на газ, но не так радикально и быстро. Если сопоставлять цены спотовых и долгосрочных контрактов, то вторые сегодня в Западной Европе в 3,5 раза дороже (125 долл./тыс. м^3 в I квартале), а на рынках СНГ в 4–5 раз дороже.

ПЕРСПЕКТИВЫ И ПОСЛЕДСТВИЯ

Как уже было сказано выше, постепенное снижение цен на газ началось задолго до COVID-19, а значит, связано не только с падением потребления газа из-за пандемии и карантина. Как и в случае нефти, здесь сошлось несколько факторов. И один из них — рост предложения СПГ, связанный с вводом в эксплуатацию целого ряда новых СПГ-проектов, запущенных в середине 2010-х годов.

Одним из триггеров резкого падения нефтяных цен стало стремительное заполнение нефтехранилищ в США. Аналогичная ситуация сегодня может случиться и с хранилищами газа в Европе. Фактором, усугубившим ситуацию, стала аномально теплая зима. Из-за этого значительная часть газа из хранилищ к весне не была израсходована. В результате хранилища в Европе уже сегодня заполнены более чем на 72%, и это оказывает существенное влияние на положение дел на рынке. По оценкам экспертов, хранилища могут быть заполнены целиком уже в июле-августе. Если спрос будет оставаться низким, когда хранилища заполнятся, конкуренция между трубопроводным газом и СПГ еще более обострится, что приведет к дальнейшему снижению цен (рис. 3).

Уже понятно, что восстановления баланса на рынке и возвращения цен на прежние позиции в ближайшее время ждать не приходится. Однако, по мнению аналитиков Оксфордского института энергетических исследований, в более долгосрочной перспективе кризис может пойти на пользу отрасли: низкие цены могут создать предпосылки для роста спроса на газ в некоторых странах и ускорить транзит энергетики от угля к газу. Также ситуация может стимулировать отказ от привязки к нефтяным ценам в СПГ-контрактах, что улучшит позиции газа, в первую очередь, на азиатских рынках — наиболее перспективных с точки зрения роста

спроса. Все это, как считают авторы исследования, может дать газовой отрасли дополнительные возможности для выработки взвешенной стратегии декарбонизации и определения своего места в этом новом мире.

Надо отметить, что крупные международные энергетические компании уже начали менять соотношение нефтяных и газовых проектов в своих портфелях в пользу газа, следуя трендам на декарбонизацию экономики. Тем не менее, хотя кризис вроде бы создает в будущем для газа некоторые дополнительные возможности, по-прежнему остается слишком много неизвестных в отношении того, как будет развиваться ситуация: кто сможет пережить период низких цен и в каком состоянии выйдет из него, и насколько в целом пострадают инвестиции в нефтегазовый сектор.

«Газпром» был вынужден начать снижать объемы поставок в Европу уже с января этого года в связи с падением спроса. Доля «Газпрома» в поставках основных внешних экспортеров газа в Европу («Газпром», Норвегия, СПГ, Алжир, Ливия) по итогам четырех месяцев снизилась с чуть более 40% в 2019 году до порядка 35% в текущем году, отмечают эксперты Центра энергетики Московской школы управления «Сколково». Падение прежде всего связано с возросшей конкуренцией со стороны СПГ, и по итогам года доля «Газпрома», по оценкам аналитиков «Сколково», окажется в диапазоне 33–35%.

Компания снизила прогноз по объемам своего экспорта в 2020 году на 16,4% — с 199,2 млрд до 166,6 млрд куб. м. Перерасчет бюджета произведен исходя из падения средней цены газа на 37%, с 210,6 до 133 долларов за 1 тыс. куб. м. Ситуация не обещает ничего хорошего, однако, по мнению экспертов, российский газовый концерн все-таки лучше подготовлен к кризису, чем многие производители СПГ, в первую очередь в США. А в перспективе кризис может создать для него и новые рыночные возможности

Более половины экспортного портфеля «Газпрома» реализуется по долгосрочным контрактам с прямой привязкой к ценам на европейских торговых площадках. Средняя цена, по которой концерн экспортировал газ, в марте составила 125 долларов за тысячу кубометров. Это на 9% меньше, чем в феврале, и на 38% ниже, чем в марте прошлого года. По оценке «Интерфакса», рентабельный уровень продажи газа в Европу для «Газпрома» находится на уровне 100 долларов за тысячу кубометров.

Особенно же сильно страдает рынок сжиженного природного газа. Очевидно, что сегодняшний кризис будет иметь для него долгоиграющие последствия, так как отразится на объемах инвестиций в новые проекты и затормозит ввод начатых. По данным, которые приводит Энид Блантон из Центра мировой энергетической политики Колумбийского университета, к 2025 году должны были начать работу новые производственные мощности объемом более 100 млн тонн СПГ в год, а около 30 млн тонн из них — уже в ближайшие 18 месяцев. Однако сроки ввода уже переносятся, а инвестиционные решения по ряду новых проектов отложены. Это, например, СПГ-завод в нефтегазовом бассейне Rovuma в Мозамбике, завод Goldboro в Канаде, проект в Папуа — Новой Гвинее, проекты в Мексиканском заливе. Российский «НОВАТЭК» пока сообщил лишь о переносе сроков ввода «Обского СПГ» с 2023 на 2024 год, в то время как остальные проекты движутся по ранее намеченным графикам, а долгосрочные планы по увеличению объемов производства СПГ остаются неизменными.

По мнению Энид Блантон, инвестиции не восстановятся вслед за ценами. Как следствие, рост спроса, вызванный восстановлением экономики, может столкнуться с ограниченным предложением на рынке и ростом цен. Такая тенденция способна привести к тому, что текущий переизбыток на рынке СПГ сменится его нехваткой уже через несколько лет.

Впрочем, есть еще фактор Катара, который не только не планирует сокращать объемы производства СПГ, но недавно заявил о своих планах по его увеличению. У этой страны одна из самых низких себестоимостей СПГ, а кроме того, отрасль пользуется мощной государственной поддержкой. Не исключено, что Катар попробует воспользоваться ситуацией и занять на рынке место игроков, выбывающих под давлением низких цен. Кто в итоге выйдет победителем из этих ценовых войн и сможет использовать кризис по максимуму, а для кого он станет фатальным, покажет время.

ВОЗМОЖЕН ЛИ «ГАЗОВЫЙ ОПЕК»?

Успешные действия ОПЕК+ по влиянию на нефтяные цены в условиях кризиса порождают вопрос, возможно ли подобное и на газовом рынке. На подобную роль мог бы претендовать Форум стран-экспортеров газа (GECF) — объединение 12 стран, лидирующих в мире по экспорту природного газа. Организация была создана в 2008 году, основным инициатором выступила Россия. Впрочем, сейчас у GECF нет полномочий по установлению квот на добычу газа. Кроме того, ряд крупных производителей (Австралия, США, Туркменистан) не входят в объединение. Но главное препятствие для превращения GECF во влиятельную организацию, способную, подобно ОПЕК, управлять рынком, эксперты видят в том, что говорить о едином международном рынке газа пока сложно. Впрочем, рост производства СПГ постепенно меняет ситуацию, делая газ более мобильным ресурсом и связывая отдельные региональные рынки в единую систему.

ФУТЛЯРЫ НА ГАЗОПРОВОДАХ. МОНИТОРИНГ, ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ

***В. А. Вершилович**, начальник отдела ПБ, ОТ и Э ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород»*

Футляры — это важные элементы газопровода, обеспечивающие надежность и долговечность сетей газораспределения и газопотребления. Они используются там, где труба подвергается значительным внешним воздействиям:

— на выходах из земли;
— при проходе через стенки газовых колодцев;
— при пересечении подземных коммуникационных коллекторов и каналов различного назначения, а также бесканальных теплотрасс;
— на переходах через автомобильные и железные дороги, трамвайные пути;
— при пересечении строительных конструкций зданий.

Кроме обеспечения защиты от механических воздействий, футляры позволяют оперативно выявлять утечки газа на участках пересечения с искусственными преградами. Для этого их оборудуют контрольными трубками, через которые газ отводится в атмосферу, что препятствует его распространению в грунте.

Еще одно назначение футляра — упростить замену газопровода. На переходах через преграды не требуется раскапывать траншею, достаточно выполнить котлованы с двух сторон. Нет необходимости ломать стены или перекрытия при пересечении газопроводом строительных конструкций.

Футляр представляет собой трубу большего, чем газопровод, диаметра. Обычно для его изготовления применяют сталь, но возможно использование полиэтилена и других материалов, отвечающих требованиям прочности, долговечности и надежности. При этом на пересечениях с каналами теплотрасс и железными дорогами применяют стальные трубы или другие, стойкие к температурным воздействиям. Диаметр футляра определяется диаметром газопровода, условиями производства строительно-монтажных работ, а также возможными перемещениями под нагрузкой. Концы футляра уплотняют, что обеспечивает защиту от воздействия грунта и проникновения грунтовых вод. Уплотнение должно позволять газопроводу свободно перемещаться в футляре.

Футляры при пересечениях строительных конструкций

При проектировании обычно используют узел прокладки газопровода через строительные конструкции из типового проекта серии 5.905-25.05, выпуск 1 «Оборудование, узлы, детали наружных и внутренних газопроводов».

Газопровод прокладывается внутри трубы и уплотняется в нем эластичным материалом, обычно просмоленной пеньковой прядью (рис. 1). Края футляра закрываются. При этом для газопроводов в помещениях используют алебастр, гипс или цемент. Пространство между футляром и стеной или перекрытием плотно заделывают цементом или алебастром на всю толщину пересекаемой конструкции. Футляр, заделываемый в стену, выполняется заподлицо. Футляр в перекрытии должен быть заподлицо с потолком и выступать выше пола на 50 мм, что защищает от попадания внутрь влаги при проливе жидкости. Из стенки газового колодца края футляра должны выступать не менее чем на 2 см. Газопровод в футляре не должен иметь стыковых и разъемных соединений.

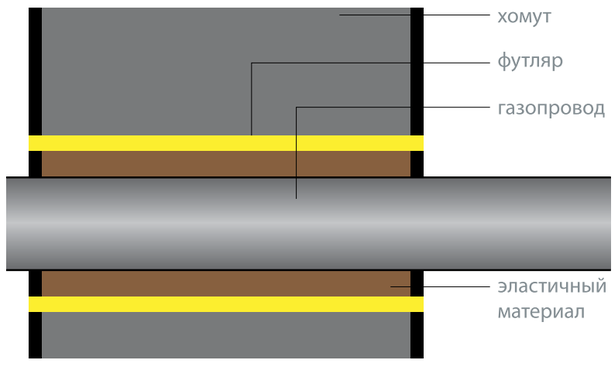


Рис. 1. Футляр при пересечении строительных конструкций

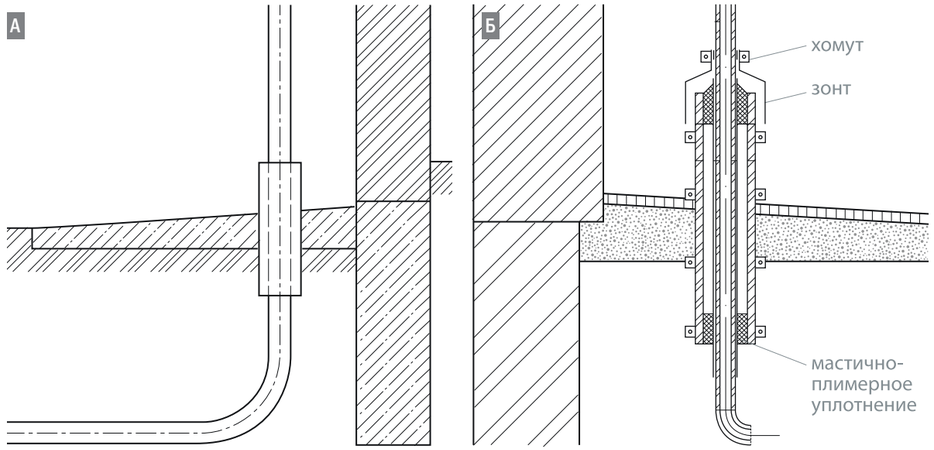


Рис. 2. Цокольные вводы стальных газопроводов

При проходе газопровода через наружную стену здания край футляра с внешней стороны закрывают влагостойким материалом, обычно битумом. При проходе газопровода через стенки колодца битумом закрывают оба конца футляра.

В процессе эксплуатации газопровод в футляре может подвергаться коррозии. Наиболее уязвимы футляры, проходящие через козырьки подъездов, реже — через наружные стены. Участки газопровода относятся к сети газопотребления зданий различного назначения. При техническом обслуживании их проверяют внешним осмотром и контролируют на наличие утечек. Битумное уплотнение с течением времени разрушается и перестает защищать от влаги. При выявлении повреждений надо оповещать организации, владеющие или управляющие зданиями, о необходимости ремонта уплотнения футляра. Ремонт проводится по заявкам. Восстанавливается уплотнение, при коррозии участок газопровода заменяют, при сквозном повреждении это осуществляют в аварийном порядке.

Внутри помещений коррозия чаще всего повреждает газопровод в футлярах через перекрытия. В ныне не применяемом МДС 42-1.2000 «Положение о диагностировании технического состояния внутренних газопроводов жилых и общественных зданий. Общие требования. Методы диагностирования» важное значение имела проверка газопроводов в местах пересечения строительных конструкций — как в зонах, наиболее опасных с точки зрения коррозионных повреждений. Визуально проверялось наличие влаги на газопроводе, его прохождение через намокающие стены и (или) перекрытия. Приборными методами оценивали агрессивность воздействия на футляр и газопровод бетона: его влажность, щелочность жидкой фазы, содержание в нем хлорид-иона. Положение МДС 42-1.2000 было утверждено приказом Госстроя России от 03.05.2000 г. № 101, но не нашло широкого применения.

В настоящее время действуют «Правила проведения технического диагностирования внутридомового и внутриквартирного газового оборудования», утвержденные приказом Ростехнадзора от 17.12.2013 г. № 613. Для контроля переходов через строительные конструкции рекомендованы визуально-измерительный и ультразвуковой контроль. При этом должны выявляться контакты «труба-футляр», нарушения конструкции перехода, а также коррозионные повреждения и наличие сварных стыков. Последние проверки требуют снятия футляра. Только в этом случае можно увидеть коррозию и стыки на газопроводе внутри футляра. Демонтаж футляра требует нарушения декоративного ремонта (вскрытия участка стены или пола, демонтажа натяжных потолков и т.п.), поэтому на практике такая проверка не проводится.

Футляры на выходах газопровода из земли

Выход из земли располагается на переходе газопровода из подземного в надземное положение. Если он находится непосредственно у газифицированного здания, то называется цокольным вводом. Качественное изготовление выхода газопровода из земли, правильный монтаж и обслуживание в процессе эксплуатации играют важную роль в обеспечении безаварийной работы газопровода.

На протяжении длительного времени газопроводы в местах входа и выхода из земли заключались в футляр. В настоящее время при наличии на газопроводе защитного покрытия, стойкого к внешним воздействиям, допускается отсутствие футляра. При этом в пучинистых грунтах все же рекомендуется применение выхода газопровода из земли в футляре.

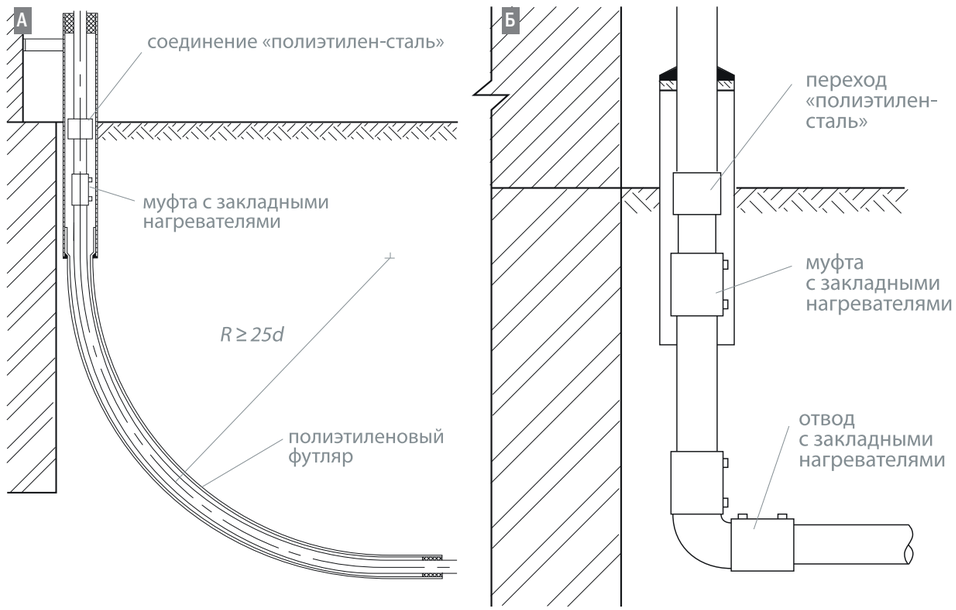


Рис. 3. Цокольные вводы полиэтиленовых газопроводов

Для стальных газопроводов долгое время применяли и в настоящее время применяют выход в футляре, изготовленный в заводских или базовых условиях (рис. 2, *а*). Это готовое изделие, имеющее документы изготовителя, подтверждающие его качество. Для выхода берут стальную трубу, ее изгибают и изолируют на участке, который будет располагаться под землей. Надземную часть окрашивают лакокрасочными материалами. На трубу монтируется футляр, концы которого уплотняют гидроизоляционными материалами, обычно битумом. При этом заделка зазора между футляром и трубой должна иметь форму гриба, с тем чтобы вода не попадала в этот зазор.

Современным конструкциям посвящен СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-2018 «Альбом типовых решений по проектированию и строительству (реконструкции) газопроводов с использованием устройства выхода газопровода из земли». Большинство предложенных решений — без футляра, но АО «Гипрониигаз» также предлагает традиционный вариант (рис. 2, *б*). Места входа трубы в футляр уплотняются мастично-полимерной лентой и мастично-полимерным шнуром. Внутренняя полость между футляром и трубой футеруется веревкой или пряденым льном до полного заполнения. Дополнительно для защиты от проникновения влаги в футляр сверху устанавливается зонт с хомутом, обжимаемый по эластичному материалу. Такое новшество в конструкции выходов из земли учитывает опыт эксплуатации.

На выходах из земли полиэтиленовых газопроводов присоединение к стальному отрезку может быть выполнено как на горизонтальном, так и на вертикальном участке газопровода. СП 42-103-2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов» предлагает три варианта:

— стальной цокольный ввод;
— ввод, выполненный свободным изгибом трубы;
— ввод, выполненный при помощи отвода с закладными нагревателями.

Первый вариант используют чаще всего, конструкция выхода аналогична применяемой для стальных подземных газопроводов. На конце размещаемого под землей горизонтального участка имеется неразъемное соединение «полиэтилен-сталь», к которому приваривается полиэтиленовая труба. В футляр заключается часть вертикального стального участка. Возможно применение выхода без футляра.

Варианты размещения соединения «полиэтилен-сталь» на вертикальном участке предложены в СТО ГАЗПРОМ 2-2.1-093-2006 «Газораспределительные системы. Альбом типовых решений по проектированию и строительству (реконструкции) газопроводов с использованием полиэтиленовых труб». При вводе полиэтиленовой трубы изгибом с радиусом не менее 25 диаметров (рис. 3, *а*) соединение «полиэтилен-сталь» размещается на вертикальном участке, ниже — муфта с закладными нагревателями. Этот отрезок заключается в стальной футляр. Подземный участок полиэтиленового газопровода вне стального футляра размещается в полиэтиленовой трубе большего диаметра, которая служит для него футляром.

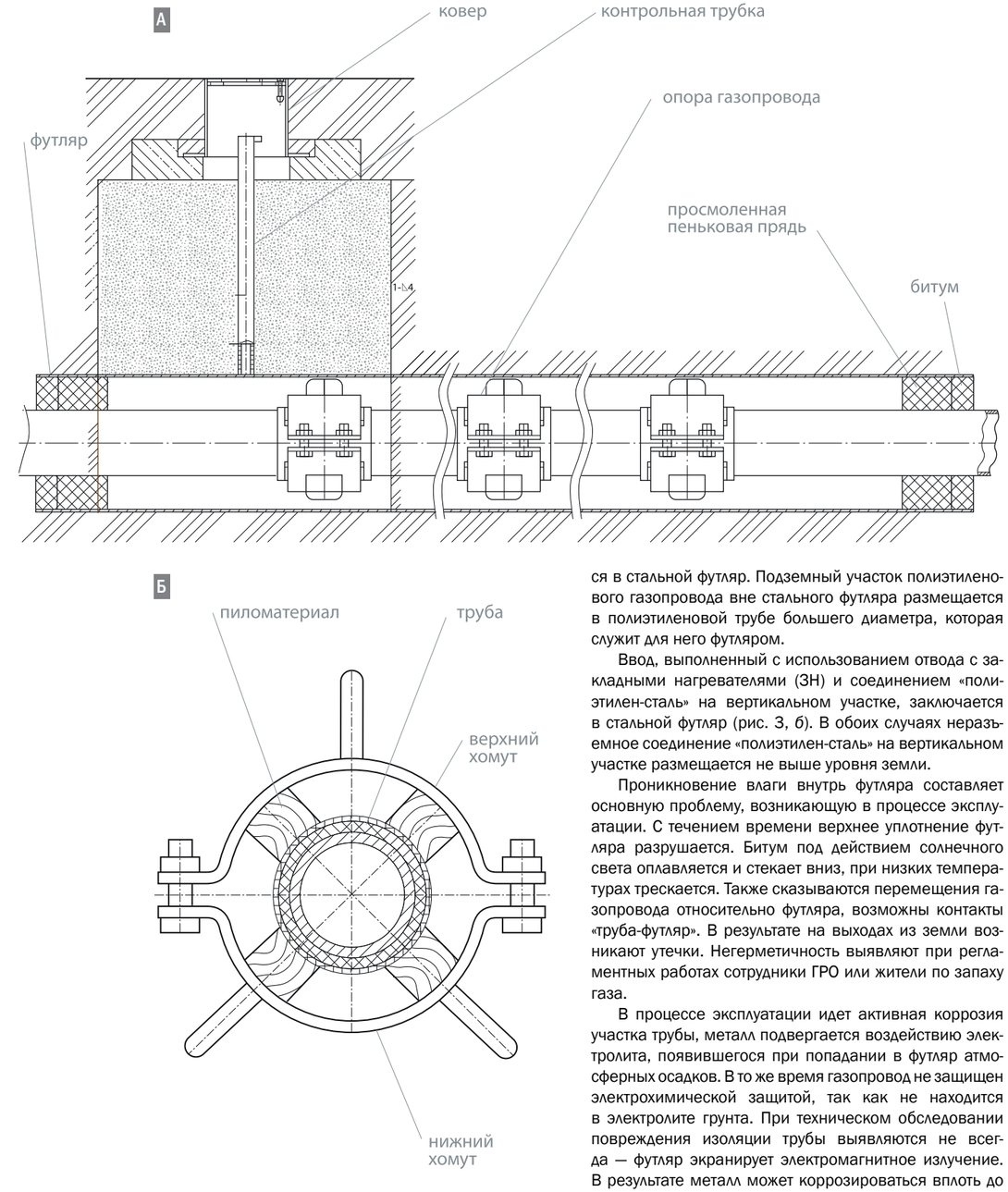


Рис. 4. Прокладка газопровода в футляре

Ввод, выполненный с использованием отвода с закладными нагревателями (ЗН) и соединением «полиэтилен-сталь» на вертикальном участке, заключается в стальной футляр (рис. 3, *б*). В обоих случаях неразъемное соединение «полиэтилен-сталь» на вертикальном участке размещается не выше уровня земли.

Проникновение влаги внутрь футляра составляет основную проблему, возникающую в процессе эксплуатации. С течением времени верхнее уплотнение футляра разрушается. Битум под действием солнечного света оплавляется и стекает вниз, при низких температурах трескается. Также сказываются перемещения газопровода относительно футляра, возможны контакты «труба-футляр». В результате на выходах из земли возникают утечки. Негерметичность выявляют при регламентных работах сотрудники ГРО или жители по запаху газа.

В процессе эксплуатации идет активная коррозия участка трубы, металл подвергается воздействию электролита, появившегося при попадании в футляр атмосферных осадков. В то же время газопровод не защищен электрохимической защитой, так как не находится в электролите грунта. При техническом обследовании повреждения изоляции трубы выявляются не всегда — футляр экранирует электромагнитное излучение. В результате металл может коррозироваться вплоть до сквозного повреждения. Чтобы не допускать подобные

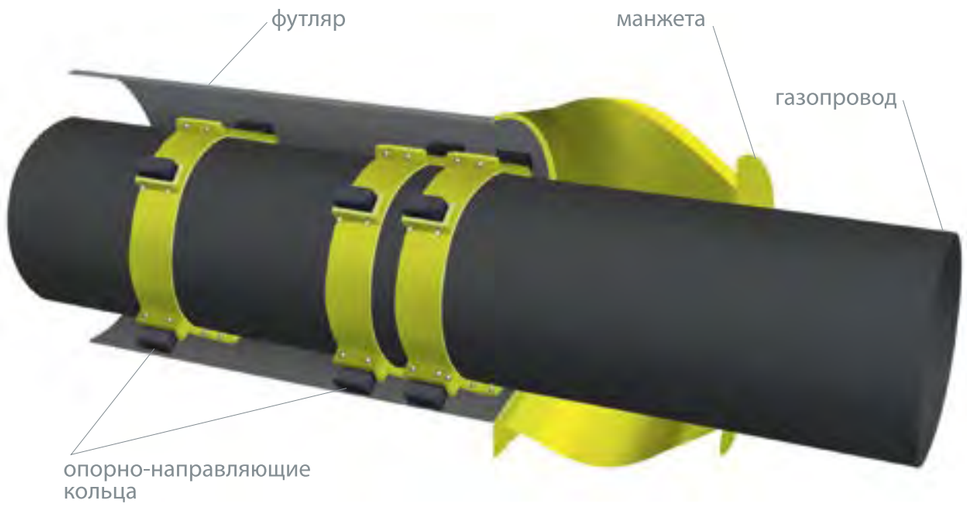


Рис. 5. Монтаж газопровода в футляре http://www.tial.ru/

случаи, необходимо при техническом обслуживании качественно восстанавливать герметизацию футляра подливкой битума. Еще один способ восстановления верха футляра, применяемый на практике, — оклейка его полимерно-битумными лентами. При качественной подготовке поверхности и выполнении необходимых нахлестов покрытие не позволяет влаге затекать в футляр.

Ремонт выхода из земли с коррозионными повреждениями проводят путем его замены на новый. Другой вариант — демонтаж футляра. Для ремонта футляр обычно срезают с газопровода газовым резаком. При этом изоляция оплавляется и обгорает, ее счищают с поверхности трубы. Трубу осматривают, при наличии коррозионных повреждений измеряют толщину стенки. Если она не выходит за установленные допуски, то наносят новую изоляцию. Если коррозия превышает допустимые размеры либо имеется сквозное повреждение, то врезают катушку.

При демонтаже не выполняется проектное решение, которым предусмотрен выход в футляре. Кроме того, выполненное в полевых условиях покрытие на переходе газопровода из подземного в надземное положение может не обеспечивать необходимую защиту. Обычно при ремонте в полевых условиях применяют полимерно-битумные ленты. Но СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-2018 для выходов без футляров предлагает использование других материалов. АО «Гипрониигаз» в качестве изоляционного материала применяет термоусаживающуюся ленту «ТИАЛ-Л» или экструдированный полиэтилен, ООО «3М Россия» — полиуретановый двухкомпонентный состав. Они обеспечивают лучшую защиту от внешних воздействий. Вместе с тем, монтаж нового выхода из земли требует значительных затрат, поэтому при ремонте выходов зачастую производят демонтаж футляров.

Футляры на переходах через преграды

Самые сложные по конструкции — футляры на пересечениях газопроводов с преградами: автомобильными и железными дорогами, трамвайными путями, коллекторами, теплотрассами. Концы футляра выводят на расстояние не менее 2 м от стенок пересекаемых сооружений и коммуникаций. При пересечении трамвайных путей, внутренних железнодорожных путей предприятий, автомобильных дорог, магистральных улиц и дорог концы футляров располагают на расстоянии:

— не менее 2 м от подошвы земляного полотна (оси крайнего рельса) для трамвайных путей и железных дорог;
— не менее 2 м от бордюра, обочины, подошвы откоса насыпи автомобильных дорог и улиц;
— не менее 3 м от края кювета, канавы, резерва.

Для железных дорог общей сети и внешних железнодорожных путей предприятий концы футляра располагаются с каждой стороны не менее чем в 50 м от подошвы откоса насыпи или бровки откоса выемки, а при наличии водоотводных сооружений — от крайнего водоотводного сооружения.

На одном из концов футляра в верхней точке уклона монтируют контрольную трубку (рис. 4, *а*), которую обычно выводят под ковер. Если уклона нет, трубку можно установить на любом конце футляра. Для отбора проб на переходах через железные дороги монтируют вытяжную свечу из стальных труб с установкой на фундамент. Концы футляра уплотняют гидроизоляционными материалами, которые защищают от проникновения влаги. В соответствии с типовым проектом серии 5.905-25.05, выпуск 1 применяют просмоленную пеньковую прядь и битум. Для герметизации полиэтиленовых футляров возможно использование пенополимерных уплотнительных материалов и герметиков на бутил-каучуковой или тиоколовой основе. В пределах футляра газопровод должен иметь минимальное число стыковых соединений. В настоящее время стальные газопроводы в стальных футлярах оснащают стационарными контрольно-измерительными пунктами для контроля контакта «труба-футляр».

Газопровод размещается в футляре на скользящих либо катковых опорах (вторые рекомендуются при длине плети более 60 м). Опоры защищают газопровод и изоляцию от повреждений при протаскивании плети. Для стальных труб конструкция опор должна обеспечивать отсутствие электрического контакта между футляром и трубой, для чего газопровод футеруют, защищая его от касания стенок футляра. В типовом проекте серии 5.905-25.05, выпуск 1 в опорах для разрыва электрической цепи применяют сосновый пиломатериал (рис. 4, *б*), который обжимают стальными хомутами к телу трубы. Хомуты стягивают болтами с гайками.

В настоящее время в ряде случаев используют опорно-направляющие кольца для протаскивания в футляре заводского изготовления (рис. 5).

Они изготавливаются из двух или трех металлических полуколец и скрепляются между собой с помощью болтов и гаек. На внешней части кольца закреплены диэлектрические опоры из полиамида или полиэтилена. Опорно-направляющие кольца, полностью изготовленные из полимеров, называются спейсерами.

Для герметизации футляра на его концах монтируются резиновые манжеты. Неразъемные манжеты применяют при новом строительстве, так как их можно надеть на трубопровод. Разъемные манжеты используют при ремонте, их надевают в разрезанном виде. Концы манжеты крепятся к газопроводу и футляру хомутами. Для защиты манжеты от воздействия грунта при засыпке на нее по периметру надевают защитное укрытие, которое представляет собой стеклопластиковый кожух.

В процессе эксплуатации газопровод в футляре может подвергаться коррозии. В настоящее время нормативными требованиями установлено, чтобы крышка ковера выводилась не менее чем на 0,5 м выше уровня земли при отсутствии проезда транспорта и прохода людей. Вокруг необходима отмостка шириной не менее 0,7 м с уклоном 50‰.

Многие смонтированные в XX веке контрольные трубки находятся ниже уровня грунта либо дорожного покрытия. С течением времени поднимается поверхность земли, особенно на территории поселений. Также производится расширение проезжей части дорог. В результате происходит следующее:

— через трубку, несмотря на наличие крышки, в футляр поступают атмосферные осадки;
— трубка со временем забивается грунтом.

Для очистки контрольных трубок, не только на футлярах, но и на врезках, и на канальных теплотрассах, в ГРО изготавливают и применяют инструмент, по конструкции напоминающий ледовый бур для рыбалки. На конец трубы наваривают сверло, по трубе из стальной полосы приваривают шнековый подъемник. Другой вариант — стержень с Т-образными рукоятками в верхней части и аналогичной конструкцией снизу. Инструмент нижней частью вставляют в трубку, при вращении он углубляется и поднимает грунт вверх.

Еще одна причина проникновения влаги в полость футляра — некачественное уплотнение его торцов.

При мониторинге газопроводов проводят их осмотр и техническое обследование. Но проконтролировать состояние трубы в футляре внешним осмотром невозможно. Для выявления утечек при обходе газопровода берут пробы воздуха из контрольных трубок. Но когда имеется утечка — это уже сквозное коррозионное

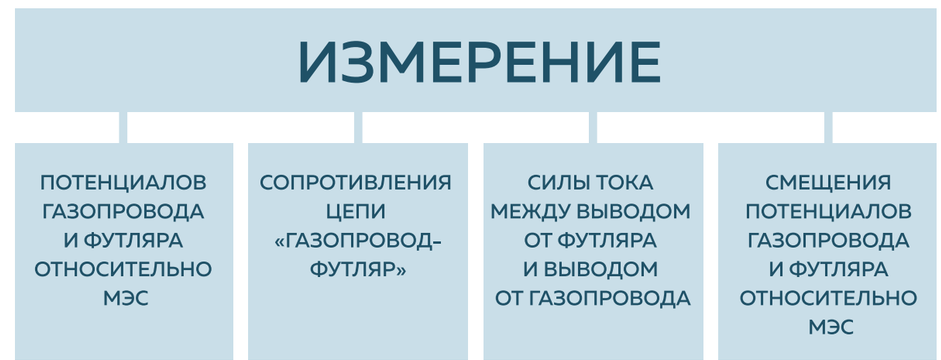


Рис. 6. Методы определения контактов «труба-футляр»

повреждение (или разрыв сварного стыка). При техническом обследовании нельзя проверить состояние изоляции приборами, использующими электромагнитное поле, наведенное в трубе. Футляр препятствует электромагнитному излучению.

Для решения проблемы сначала СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.3-2011 «Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация», а затем одноименный ГОСТ Р 54983-2012 ввели при техническом обследовании новую работу — выявление контакта «труба-футляр» на стальных газопроводах, проложенных под автомобильными и железными дорогами, трамвайными путями. Контроль следует проводить два раза в год с интервалом между обследованиями не менее четырех месяцев. Обследование переходов, обеспеченных катодной поляризацией, рекомендуется совмещать с проверкой эффективности средств ЭХЗ.

Газопровод в футляре фиксируется с использованием диэлектрических материалов, с тем чтобы избежать касания с футляром. Концы футляра герметично уплотняются, чтобы внутрь не попадал грунтовый электролит. Наличие металлического контакта между газопроводом и футляром приводит к коррозии газопровода, так как образуется короткозамкнутый гальванический элемент, который находится в электролите. Также возможна коррозия газопровода в футляре при электролитическом контакте при наличии повреждений изоляции и заполнении пространства внутри футляра грунтовым электролитом.

Наличие контакта «труба-футляр» определяется в соответствии со СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 9.4-1-2013 «Приборное обследование подземных стальных газопроводов на участках пересечения водных преград, железных и автомобильных дорог». Для этого выполняют одно из следующих измерений (рис. 6):

— потенциалов газопровода и футляра относительно медно-сульфатного электрода (МЭС) вольтметром (мультиметром), регистрирующим прибором с входным сопротивлением не менее 1 МОм;
— сопротивления цепи «газопровод-футляр» прибором для измерения сопротивления, работающим на переменном или постоянном токе;
— силы тока, протекающего от внешнего источника постоянного тока, между выводом от газопровода и выводом от футляра, с использованием амперметра;
— смещения потенциалов футляра и газопровода относительно МЭС при катодной поляризации с использованием вольтметра (мультиметра), регистрирующего прибора.

Возможно сочетание предложенных измерений. В результате определяется отсутствие контакта либо наличие металлического или электролитического контакта. В случае выявления контакта «газопровод-футляр» решение по обеспечению безопасных условий эксплуатации газопровода принимают в соответствии с табл. 1.

ГОСТ Р 54983-2012 относит устранение контактов «труба-футляр» к капитальному ремонту. В настоящее время нет нормативных документов, определяющих порядок ремонта переходов через автомобильные и железные дороги газопроводов природного газа давлением до 1,2 МПа. На практике для удаления электролита выполняют котлованы на концах футляра, удаляют уплотнение с торцов. Далее происходит высыхание внутренней полости футляра и газопровода за счет естественной вентиляции. После проверки наличия контакта производят повторное уплотнение концов футляра и засыпку котлованов.

Устранение механических контактов представляет более сложную задачу. Контакт может находиться на краю футляра, когда произошло смещение трубы и место касания расположено с краю. В этом случае после раскопки котлованов с концов футляра удаляется уплотнение. Далее контакт устраняют механическим воздействием на трубу в месте ее выхода из футляра в направлении от меньшего зазора к большему. Используют домкрат, установленный в котловане. Положение газопровода относительно футляра фиксируется, концы футляра уплотняют, котлован засыпают. Более сложен контакт, произошедший при изломе трубы футляра по сварному шву или при упругом изгибе газопровода. В этом случае контакт находится в отдалении от торцов футляра. Непонятно, куда давить и как поведет себя газопровод под нагрузкой.

Вопросы ремонта переходов через автомобильные дороги рассмотрены в нормативных документах ПАО «Газпром». Согласно СТО ГАЗПРОМ 2-2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» ремонт переходов через автомобильные и железные дороги возможен с заменой или без замены газопровода. Вариант перемещения трубы относительно футляра не рассматривается. Замену перехода производят с отключением участка газопровода и полным освобождением его от газа. При этом возможны вырезка и демонтаж трубы из защитного футляра, без повреждения полотна дороги, либо вырезка и демонтаж всего участка газопровода, включая защитный футляр. В первом случае повреждения дорожного полотна не происходит, во втором обычно приходится перекрывать движение.

Металлический контакт	Электролитический контакт	Коррозионная опасность	Рекомендации
Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	Техническое обслуживание и ремонт по графику с учетом требований НТД
Отсутствует	Имеется	Неопасно при условии эффективной ЭХЗ	Удаление электролита
Имеется	Не определяется	Высокая	Устранение металлического контакта

Табл. 1

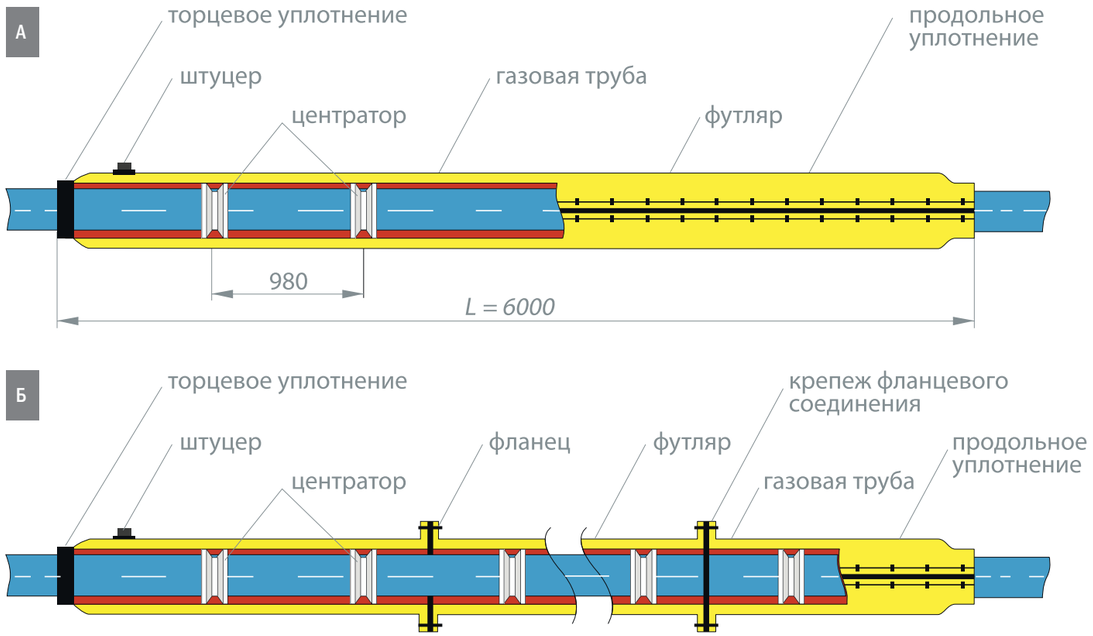


Рис. 7. Защитный футляр САФИТ https://safit.su/

Капитальный ремонт перехода без замены газопровода и без остановки транспорта газа производится, если на теле трубы отсутствуют недопустимые дефекты и существует возможность проведения работ открытым способом. Для этого можно использовать разъемные футляры, которые можно надеть на трубу, не разрезая ее.

Футляры САФИТ из стеклопластика выпускаются двух типов. Первый — разъемный вдоль оси моноблок с двумя горловинами под определенный диаметр трубы длиной 6 м (рис. 7, *а*). Защитный футляр для газопровода собирается из двух стеклопластиковых кожухов — нижнего и верхнего, стянутых между собой болтами из нержавеющей стали с применением резинового уплотнения. Внутри защитного футляра на трубу газопровода устанавливаются стеклопластиковые центраторы. На расстоянии 500 мм от торца в верхней части заформован стальной штуцер с наружной трубной цилиндрической дюймовой резьбой для установки контрольной трубки.

Второй тип — разъемный вдоль оси составной секционный футляр (рис. 7, *б*). Секции стыкуются фланцевым соединением, что позволяет монтировать футляры необходимой длины. Максимальная длина одной секции — 5,5 м, минимальная — 2 м. Между фланцами устанавливается резиновый уплотнитель. Фланцы крепятся болтами из нержавеющей стали. Стеклопластиковые футляры имеют высокую коррозионную стойкость, что обеспечивает длительный срок службы без применения электрохимической защиты. Чехол в шесть раз легче стального аналога, легко собирается, при его монтаже не требуется применение тяжелой техники или использование сварки. Заявленный изготовителем срок службы — 50 лет.

Содержание газопроводов в футляре в исправном состоянии — это важная задача, решаемая в процессе эксплуатации. ГРО при подготовке к осенне-зимнему периоду должны выполнить необходимые регламентные работы, обеспечивающие безаварийное и бесперебойное газоснабжение потребителей.

САНАЦИЯ ГАЗОПРОВОДОВ СВЕТООТВЕРЖДАЕМЫМ НАПОРНЫМ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫМ РУКАВОМ

Г. И. Зубаилов, *к. т. н., директор научно-технического центра «Оценка соответствия» АО «Гипрониигаз»*
А. В. Кузнецов, *директор ООО «Эксперт Юг»*
Д. В. Салин, *начальник отдела испытаний и внедрения новой техники, материалов и технологий НТЦ АО «Гипрониигаз»*
В. С. Тюкалин, *заместитель начальника испытательной лаборатории НТЦ АО «Гипрониигаз»*

Санация трубопроводов — комплекс мероприятий, осуществляемых для восстановления и/или улучшения функциональных свойств существующих трубопроводов. Практически все методы санации основаны на использовании полимерных материалов (труб, оболочек или рукавов), пластические свойства которых позволяют повторять конфигурацию восстанавливаемых трубопроводов и минимизировать уменьшение поперечного сечения действующего трубопровода. При этом с точки зрения сохранения рабочего сечения и минимизации потерь пропускной способности трубопровода технологии, основанные на использовании гибких полимерных рукавов, наружный диаметр которых соответствует внутреннему диаметру санируемых труб, имеют явные преимущества.

История развития технологии санации поврежденных и негерметичных трубопроводов с применением гибких полимерных рукавов в мировой практике насчитывает уже более 40 лет. Впервые эта технология была применена в Англии. Интенсивное движение транспорта, большое количество различных подземных коммуникаций, плотная городская застройка потребовали разработки технологий, обеспечивающих минимизацию объема земляных работ, затрат и времени выполнения операций.

С ростом популярности и накоплением опыта бестраншейного ремонта на рынке появлялись все новые и новые конструкции полимерных рукавов. Сначала в качестве несущего материала применяли войлок, пропитываемый двухкомпонентным эпоксидным клеем и отверждаемый горячей водой или паром. Позже вместо войлока стали использовать нетканые синтетические материалы. Возможность использования подобной технологии восстановления изношенных газораспределительных сетей предусмотрена, например, в СП 62.13330.2011 [1].

В последующие годы, с совершенствованием технологий, в качестве несущего материала стали применять композитный рукав, армированный специальными

Рис. 1. «Световая гирлянда» — аппаратура с источниками ультрафиолетового излучения и встроенной камерой

нитями из стекловолокна, в котором в качестве наполнителя используется светоотверждаемый полимер. Соответственно, для запуска реакции полимеризации связующего полимера вместо горячей воды или пара используется ультрафиолетовое облучение.

Санация трубопровода с помощью светоотверждаемого полимерного рукава — это метод, при котором рукав из стекловолокна, пропитанный полимером в вязкотекучем состоянии, помещается при помощи лебедки в санируемый участок трубопровода, затем расправляется там путем подачи внутрь рукава сжатого воздуха и отверждается в результате фотохимического процесса под воздействием ультрафиолетового излучения. Такой процесс санации обеспечивает эластичность рукава перед отверждением и высокие прочностные характеристики после затвердевания. Светоотверждаемый рукав (по зарубежной терминологии — лайнер) позволяет получить новую прочную трубу, плотно примыкающую к стенкам восстанавливаемого трубопровода, способную самостоятельно воспринимать все внутренние и внешние нагрузки и в точности повторять внутреннюю геометрию исходной трубы.

Самая первая система ультрафиолетового отверждения была снабжена лишь электрической лампой и амперметром. Сегодня она содержит датчики температуры на всех внутренних контурах, датчики местоположения, более мощные лампы, автоматизированное программное обеспечение для регулировки давления, запуска и остановки «световой» гирлянды с множеством камер слежения за процессом.

Для отверждения рукавов одновременно используют несколько ламп ультрафиолетового излучения мощностью 400 Вт или 1000 Вт. Современные системы управления лампами позволяют адаптировать облучение к конкретному рукаву. Во время перемещения в трубе «световой» гирлянды с бортовой телекамерой обеспечивается визуализация и непрерывный контроль протекания всего процесса полимеризации (рис. 1).

Новая технология восстановления трубопроводов находит все более широкие области применения вследствие достаточно явных технологических и экологических преимуществ по сравнению с аналогами [2]. Пионером данной технологии и производителем таких рукавов, получивших наименование SAERTEX-LINER®, стала компания SAERTEX multiCom® [3]. Использование этой инновационной технологии для сетей газораспределения представляет перспективное направление обеспечения их надежности и безопасности и находится в русле решений, направленных на повышение рентабельности процессов распределения природного газа.

Напорный светоотверждаемый стеклопластиковый рукав марки SAERTEX-LINER® имеет ряд преимуществ по сравнению с технологией отверждения путем температурного воздействия. К ним относятся:

1. Более высокая скорость проведения работ;
2. Поэтапное затвердевание светоотверждаемого полимера по мере продвижения световой гирлянды, снижающее статические напряжения на рукаве;
3. Формирование после санации композитной трубы, способной самостоятельно воспринимать эксплуатационные нагрузки, и отсутствие необходимости в сохранности стальной трубы;
4. Возможность размещения технологического оборудования на одном специализированном транспортном средстве;

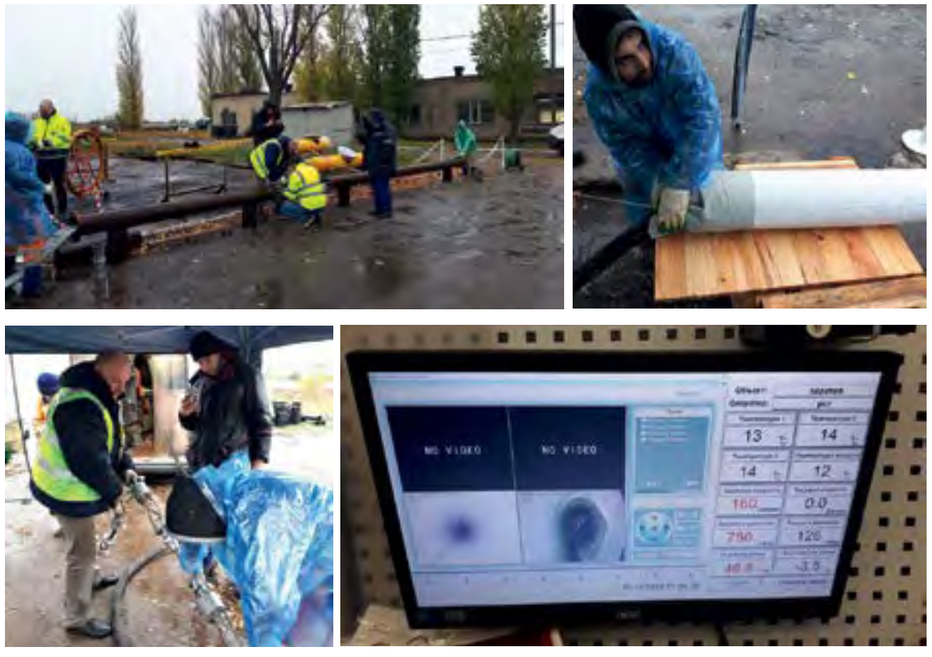


Рис. 2. Воспроизведение технологического процесса санации полимерным рукавом из стекловолокна производства компании SAERTEX multiCom® на НПЦ АО «Гипрониигаз»

№ п/п	Наименование показателя	Стекловолокно производства компании SAERTEX multiCom®	Трубы из полиэтилена ПЭ 100	Трубы из стали Ст20
1	Плотность материала, не менее, г/см^3	1,77	0,95	7,85
2	Допустимое напряжение в стенке трубы при эксплуатации, не менее, МПа	62,5	10	147
3	Кольцевая жесткость (SN), не менее, кН/м^2	18	3*	–
4	Модуль упругости при растяжении (+20 °С), не менее, МПа	$10 \cdot 10^3$	850	$210 \cdot 10^3$
5	Относительное удлинение при разрыве, %	не более 3,0	не менее 350	не более 23
6	Водопоглощение, %	не более 0,17	0,03–0,04	–
* Дано значение для сопоставимых по отношению диаметра и толщины стенки полиэтиленовых труб SDR 41.				

Таблица 1. Сравнительные результаты испытаний труб из стекловолокна производства компании SAERTEX multiCom®, ПЭ 100 и стали Ст20

5. Возможность непрерывного визуального контроля процесса ультрафиолетового отверждения с возможностью внесения корректировок в технологический процесс;
6. Отсутствие необходимости использования воды;
7. Гладкая внутренняя поверхность стенки композитной трубы (что уменьшает потери при трении).

АО «Гипрониигаз» в период 2018–2019 гг. опробовало и испытало данную технологию санации в отношении возможности ее применения на сетях газораспределения. На базе научно-производственного центра (НПЦ) АО «Гипрониигаз» был смонтирован экспериментальный стенд, на котором проведен комплекс работ по апробации технологии и испытаниям рукавов из стекловолокна производства компании SAERTEX multiCom®. Наружный диаметр рукава составлял 206,6 мм при толщине стенки 6,3 мм.

В результате проведенных испытаний труб из отвержденного стекловолоконного рукава производства компании SAERTEX multiCom® были получены данные, отображенные в табл. 1.

Была подтверждена возможность применения отвержденного рукава из стекловолокна производства SAERTEX multiCom® при ремонте (восстановлении) газопроводов. По своим физико-механическим характеристикам труба из стекловолокна занимает промежуточное положение между полиэтиленовыми трубами и трубами из стали. Как и полиэтилен, стекловолокно обладает практически неограниченной коррозионной стойкостью и в то же время имеет высокие прочностные характеристики, приближенные к аналогичным характеристикам углеродистых сталей. По сравнению с полиэтиленовыми трубами стеклопластик обладает большим водопоглощением, что снижает его морозостойкость. Однако при подземной прокладке это свойство несущественно.

Предложенная технология санации изношенных труб актуальна и для сетей газораспределения, в первую очередь газопроводов, проложенных в условиях плотной городской застройки, а также дюкерных переходов через водные преграды.

В настоящее время АО «Гипрониигаз» ведет разработку государственного стандарта по применению технологии санации светоотверждаемым полимерным рукавом из стекловолокна для газопроводов. Восстановление газопроводов с помощью высокопрочных светоотверждаемых рукавов может стать самым востребованным методом санации распределительных газовых сетей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002».
2. *Захаров Ю. С.* Опыт Германии. Использование гибких полимерных рукавов, отверждаемых ультрафиолетовым излучением для санации канализационных трубопроводов / Ю. С. Захаров // Техника и технологии мира, 2013. №2. С. 13–20.
3. *Sharon M. Bueno.* Light Bright: Ultraviolet Curing Continues to Make Inroads in the CIPP Market / Trenchless technology. November 5, 2019.

ГипроНИИгаз

Головной научно-исследовательский и проектный институт по распределению и использованию газа АО «Гипрониигаз»

АО «Гипрониигаз» – многопрофильная компания, занимающаяся комплексом вопросов, связанных с проектированием, строительством, эксплуатацией и научно-техническим обеспечением систем газораспределения и газопотребления с использованием природного газа и сжиженных углеводородных газов (СУГ).

Основные виды деятельности Общества на современном этапе развития:

Наука и инновации:
- Научные исследования и разработки;
- Нормотворчество;
- Инжиниринг (консультативный и технологический).

Проектирование и строительство:
- Инженерные изыскания;
- Проектные работы;
- Строительно-монтажные и пусконаладочные работы;
- Капитальный ремонт;
- Авторский и технический надзор за строительством.

Оценка соответствия:
- Экспертиза промышленной безопасности и техническая экспертиза;
- Техническое диагностирование;
- Испытания (приемочные, квалификационные, периодические и исследовательские испытания технологий, материалов и оборудования);
- Энергетические обследования;
- Подготовка кадров и повышение квалификации специалистов;
- Аттестация по линии НАКС (сварщиков и специалистов сварочного производства, сварочного оборудования, технологий сварки (наплавки)).

Производство промышленной продукции, комплектация и прочие работы.

410012, Саратов, проспект им. Кирова С.М., д. 54
тел.: +7 (845-2) 74-94-95, факс:+7 (845-2) 27-24-44
www.niigaz.ru

УСЛОВИЯ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ИЗОЛЯЦИИ ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ГАЗОПРОВОДОВ ПРИ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ СИСТЕМЫ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ

Ю. А. Рудченко*, *Д. И. Зализный, *Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого, Республика Беларусь*

Один из способов электрохимической защиты металлических трубопроводов от коррозии состоит в увеличении их продольного сопротивления с помощью изолирующих фланцевых соединений (ИФС). В соответствии с [1] ИФС устанавливаются, помимо прочего, на вводе газопроводов в здания, где возможен электрический контакт газопровода с землей через металлические конструкции здания и инженерные сети.

За последние пять лет государственными газоснабжающими организациями, входящими в систему ГПО «Белтопгаз», при эксплуатации газораспределительных сетей индивидуального жилого фонда граждан были зафиксированы несколько случаев возгорания жилых домов, обусловленных утечкой газа в ИФС, установленных на вводах газопроводов к этим домам. Одной из причин воспламенения газа в области его утечки можно считать электрический пробой изоляции ИФС, сопровождающийся искрой.

Обзор научных публикаций по данной проблематике [2] показал, что исследования условий пробоя ИФС практически не проводятся. В основном внимание сосредоточено на совершенствовании методов выявления и идентификации повреждений изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов [2], [3].

Вероятными причинами пробоя ИФС могут быть нарушения в работе газораспределительной системы со стороны источника газоснабжения (например, аварийный режим работы станции катодной защиты (СКЗ)), а также со стороны потребителя (к примеру, пробой электрической изоляции газовых устройств, имеющих систему электророзжига). Кроме того, пробой изоляции ИФС также вероятен в случаях атмосферных перенапряжений в результате попадания молнии в элементы газораспределительной системы.

Было проведено изучение условий пробоя электрической изоляции фланцевых соединений вводного газопровода [4] при аварийных режимах работы системы катодной защиты.

РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

Предварительно в ОАО «Минский электротехнический завод имени В. И. Козлова» были проведены электрические испытания ИФС с различными типами изоляции. В результате установлено, что пробой прокладок из паронита наступает при напряжении 2,85 кВ, а прокладок из фторопласта — при 5,15 кВ (табл. 1). Испытание проводилось повышенным напряжением промышленной частоты.

Для проведения вычислительных экспериментов, имитирующих анормальный режим работы СКЗ, способный привести к электрическому пробою ИФС, была составлена схема замещения участка газораспределительной системы, включающая элементы, оказывающие влияние на условия работы изоляции ИФС.

Рассматриваемый участок газораспределительной сети (рис. 1) включает: СКЗ *1*; участок распределительного газопровода низкого давления *2* от СКЗ до места присоединения к нему газопровода-ввода длиной l_1; участок газопровода *3* от места присоединения к распределительному газопроводу до ИФС длиной l_2; ИФС *4*; участок газопровода *5* от ИФС до газоиспользующего устройства длиной l_3; газоиспользующее устройство *6*.

Тип изоляции	Образцы	Величина напряжения пробоя, кВ
Фланцы с прокладкой из фторопласта толщиной 4 мм	Ду-20 (№ 2/396)	5,15
	Ду-25 (№ 2/398)	5,17
	Ду-32 (№ 2/399)	5,30
Фланцы с прокладкой из паронита толщиной 4 мм	Ду-20 (№ 2/396)	2,90
	Ду-25 (№ 2/398)	2,90
	Ду-32 (№ 2/399)	2,85

Табл. 1

Рис. 1. Функциональная схема газоснабжения жилого дома:
1 — СКЗ; *2* — распределительный газопровод; *3* — газопровод-ввод; *4* — ИФС; *5* — вводной газопровод; *6* — газоиспользующее устройство

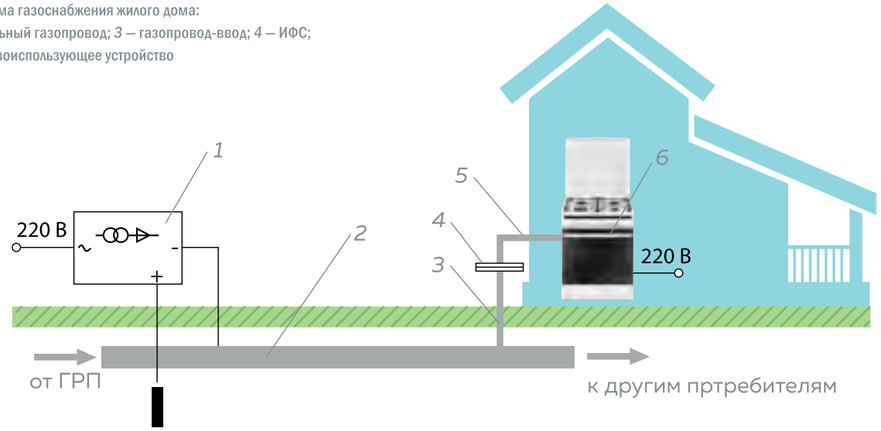


Табл. 2

ПАРАМЕТРЫ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ	
Параметр	Обозначение
ЭДС, формируемая СКЗ на газопроводе	$E_{СКЗ}$
Активное сопротивление схемы замещения СКЗ	$R_{СКЗ}$
Индуктивность схемы замещения СКЗ	$L_{СКЗ}$
Активное сопротивление распределительного газопровода от точки подключения СКЗ до рассматриваемого ответвления	$R_{р.г}$
Индуктивность распределительного газопровода от точки подключения СКЗ до рассматриваемого ответвления	$L_{р.г}$
Емкость электрически соединенных распределительных газопроводов по отношению к земле	$C_{р.г}$
Активное сопротивление ответвления от распределительного газопровода до точки соединения с ИФС	$R_{г.в}$
Индуктивность ответвления от распределительного газопровода до точки соединения с ИФС	$L_{г.в}$
Активное сопротивление ИФС	$R_{ИФС}$
Емкость ИФС	$C_{ИФС}$
Активное сопротивление газопровода от ИФС до газоиспользующих устройств	$R_{в.г}$
Индуктивность газопровода от ИФС до газоиспользующих устройств	$L_{в.г}$
Емкость изоляции газоиспользующих устройств между газопроводом и электрической частью этих устройств	$C_{из}$
ЭДС, прикладываемая к изоляции газоиспользующих устройств по отношению к земле	$E_{г.у}$
Сопротивление заземления газопровода потребителя	$R_з$

Описание параметров схемы замещения приведено в табл. 2.

В схеме замещения СКЗ, работающей в аварийном режиме, представим реальным источником ЭДС, внутреннее сопротивление которого, будем предполагать, равно внутреннему сопротивлению электрической сети 0,4 кВ (ориентировочно $RC_{кз}$ = 0,5 Ом, $L_{СКЗ}$ = 0,3 мГн).

Расчет активных сопротивлений трубопроводов газораспределительной системы $R_{р.г}$, $R_{г.в}$, $R_{в.г}$ проведем, считая, что они изготовлены из конструкционной стали со значением удельного электрического сопротивления 0,14 мкОм·м [5].

Значения $L_{р.г}$, $L_{г.в}$, $L_{в.г}$ рассчитаем по формуле для индуктивности полого прямолинейного проводника [6].

При определении параметров схемы замещения участков газопровода примем, что l_1 может изменяться в диапазоне от 1 до 10 км, l_2 = 10 м, l_3 = 10 м, общая протяженность распределительного газопровода изменяется в диапазоне от 10 до 50 км.

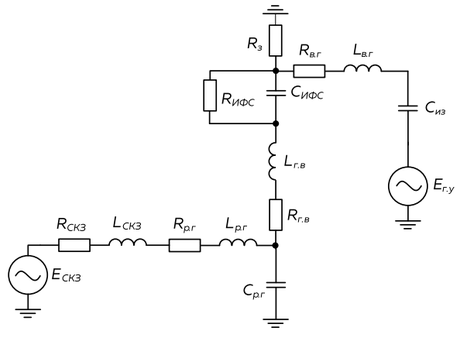


Рис. 2. Схема замещения аварийного режима работы газораспределительной системы

Общую емкость всех электрически соединенных участков распределительного газопровода $C_{р.г}$ определим как сумму емкостей отдельных газопроводов по формуле цилиндрического конденсатора [7].

Для проведения исследований РУП «Гомельоблгаз» были предоставлены различные образцы изоляции ИФС. Значения $R_{ИФС}$ и $C_{ИФС}$ образцов были определены опытным путем с помощью измерителя иммитанса Е7-14. Результаты измерений приведены в табл. 3.

При определении параметров изоляции газоиспользующих устройств между газопроводом и электрической частью этих устройств будем считать, что в нормальных условиях между газопроводом и электропроводкой потребителя находится воздух, а электропроводка проложена параллельно газопроводу, идущему от ИФС до потребителя, на расстоянии 0,1 м от трубопровода.

Значение $E_{г.у}$ примем равным фазному напряжению электрической сети потребителя, т. е. 220 В.

Согласно ПУЭ металлические трубы газоснабжения должны быть присоединены к системе уравнивания потенциалов. Причем если трубопровод газоснабжения имеет изолирующую вставку на вводе в здание, к основной системе уравнивания потенциалов присоединяется только та часть трубопровода, которая находится относительно изолирующей вставки со стороны здания. В схеме замещения данное требование учтено путем введения активного сопротивления $R_з$. В соответствии с [8] примем значение сопротивления заземления $R_з$ равным 10 Ом.

Значения инвариантных параметров схемы замещения, использованные для имитационного моделирования, приведены в табл. 4.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

В результате проведенных расчетов и анализа полученных данных выяснили следующее.

Значение напряжения на ИФС при аварийных режимах работы системы катодной защиты определяется расстоянием от ближайшей станции катодной защиты до ответвления от газопровода в рассматриваемый жилой дом. Чем меньше расстояние, тем выше значение напряжения на ИФС (табл. 5).

Значение напряжения на ИФС при аварийных режимах работы системы катодной защиты зависит от принятых потребителем мер защиты от поражения электрическим током при косвенном прикосновении. В случае присоединения трубопровода газоснабжения к системе уравнивания потенциалов значение напряжения на ИФС будет увеличиваться (табл. 6).

Значение напряжения на ИФС при аварийных режимах работы системы катодной защиты зависит от топологии газораспределительной системы. При определенном соотношении параметров схемы замещения газораспределительной системы может возникнуть резонанс напряжения. В этом случае напряжение на ИФС может достигнуть критического значения (десятков киловольт), при котором вероятен пробой изоляции (табл. 6).

РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ИФС				
Тип ИФС	Изоляция	Толщина, мм	$C_{ИФС}$, пФ	$R_{ИФС}$, МОм
ИФС д. 25	паронит Ду-32	2	1100	1,6
ИФС д. 32	фторопласт Ду-32	3	90	200
ИФС д. 50	фторопласт Ду-60	4	90	200
ИФС д. 25	фторопласт Ду-30	4,5	105	16,7
ИФС д. 32	паронит Ду-42	2	470	1
ИФС д. 50	паронит Ду-50	2,3	1050	0,24

Табл. 3

ЗНАЧЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ					
Параметр	$E_{СКЗ}$, В	$R_{СКЗ}$, Ом	$L_{СКЗ}$, мГн	$R_{г.в}$, Ом	$L_{г.в}$, мГн
Значение	220	0,5	0,3	$3{,}5 \cdot 10^{-3}$	3,7
Параметр	$R_{в.г}$	$L_{в.г}$, мГн	$C_{из}$, пФ	$E_{г.у}$, В	$R_з$, Ом
Значение	$3{,}5 \cdot 10^{-3}$	3,7	4	220	10

Табл. 4

РАСЧЕТ НАПРЯЖЕНИЯ НА ИФС ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЙ РАССТОЯНИЯ ОТ БЛИЖАЙШЕЙ СТАНЦИИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ ДО ОТВЕТВЛЕНИЯ ОТ ГАЗОПРОВОДА В РАССМАТРИВАЕМЫЙ ЖИЛОЙ ДОМ				
Расстояние l_1, м	1000	3000	5000	10 000
Значение напряжения $U_{ИФС}$, В	331,9	47,96	25,1	11,1
Примечание. Расчет проведен для общей протяженности распределительного газопровода равной 40 км.				

Табл. 5

Резонанс возможен при выполнении следующего условия:

$$l_1 = \frac{1}{\omega^2 L_{уд} C_{уд} L_{уд}},$$

где ω — угловая частота сети; $L_{уд}$, $C_{уд}$ — удельные значения индуктивности и емкости распределительного газопровода; $L_{уд}$ — общая протяженность распределительного газопровода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Следует отметить, что в работе определены необходимые, но не достаточные условия для воспламенения газа в области его утечки из ИФС. Были определены только условия пробоя изоляции ИФС, который сопровождается образованием искры, что в свою очередь может привести к воспламенению газовой смеси лишь при превышении минимальной мощности воспламенения искры и достаточной концентрации газа в области воспламенения. Проведенные расчеты являются приближенными, так как при моделировании и расчетах параметров схемы замещения были приняты ряд упрощений и допущений: например, в схеме замещения не учитывалась среда, в которой находится газопровод (сопротивлением грунта и воздуха пренебрегали), пренебрегали активным сопротивлением изоляции газоиспользующих устройств между газопроводом и электрической частью этих устройств (считали, что оно бесконечно велико), не учитывали емкость газопровода-ввода и вводного газопровода и т. п.

Для уменьшения вероятности пробоя ИФС можно предложить следующие мероприятия:

1) при проектировании газораспределительных систем следует проводить дополнительные расчеты по определению резонанса напряжений на ИФС потребителей и принимать меры для исключения таких явлений;
2) в качестве вводного газопровода следует использовать пластиковые трубопроводы, не присоединяя их и газовые устройства к системе выравнивания потенциалов;
3) при эксплуатации газораспределительных систем следует принимать меры для исключения аварийного режима работы СКЗ, сопровождающегося переходом первичного напряжения понижающего трансформатора СКЗ на вторичную сторону с одновременным перекрытием выпрямительных элементов выпрямительной установки, например, применять быстродействующие защиты от повышения тока и повышения напряжения со стороны СКЗ;
4) величина значения напряжения на ИФС зависит от типа изоляции фланцевого соединения;
5) наибольшие значения напряжения при моделировании наблюдались для ИФС типа ИФС д. 32 с изолирующей прокладкой из фторопласта Ду-32, а также ИФС д. 50 с изолирующей прокладкой из фторопласта Ду-60 (см. табл. 6).

Табл. 6

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПРИ НАЛИЧИИ РЕЗОНАНСНЫХ ЯВЛЕНИЙ			
Тип ИФС	Изоляция	Действующее значение напряжения на ИФС, кВ	
		При присоединении газопровода потребителя к системе выравнивания потенциалов	При отсутствии соединения газопровода с системой выравнивания потенциалов
ИФС д. 25	паронит Ду-32	68	0,12
ИФС д. 32	фторопласт Ду-32	71,1	2,71
ИФС д. 50	фторопласт Ду-60	71,1	2,71
ИФС д. 25	фторопласт Ду-30	70,9	1,16
ИФС д. 32	паронит Ду-42	67,3	0,09
ИФС д. 50	паронит Ду-50	57,2	0,02
Примечание. Расчеты проведены для l_1 = 1000 м и общей протяженности распределительного газопровода равной 24 050 м.			

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ТКП 45-4.03-267–2012 (02250) Газораспределение и газопотребление. Строительные нормы проектирования. — Минск: Минстройархитектуры, 2012. — 97 с.
2. Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта : материалы VII Междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 22–25 ноября 2011 г. / Полоц. гос. ун-т; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. В. К. Липского. — Новополоцк, 2011. — 292 с.
3. *Цих В. С.* Проблеми безконтактного виявлення та ідентифікації дефектів підземних нафтогазопроводів з поверхні землі / В. С. Цих, А. В. Яворський, С. П. Ващишак // Науковий вісник ІФНТУНГ. 2011. № 3 (29). — С. 104–111.
4. Правила промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь. — Минск: Энергопресс, 2014. — 262 с.
5. *Богородицкий Н. П.* Электротехнические материалы: учеб. для вузов / Н. П. Богородицкий, В. В. Пасынков, Б. М. Тареев. — Л.: Энергоатомиздат, 1985. — 304 с.
6. *Калантаров П. Л.* Расчет индуктивностей / П. Л. Калантаров, Л. А. Цейтлин. — Л.: Энергоатомиздат, 1986. — 488 с.
7. *Яворский Б. М.* Справочник по физике для инженеров и студентов вузов / Б. М. Яворский, А. А. Детлаф, А. К. Лебедев. — М.: Оникс, 2008. — 1056 с.
8. ТКП 339–2011 Электроустановки на напряжение до 750 кВ. — Минск: Филиал «Информ.-издат. центр» ОАО «Экономэнерго», 2011. — 593 с.

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУТАЦИИ СИСТЕМЫ ТЕЛЕМЕТРИИ НА БАЗЕ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА «МАТРИКС» В ООО «ГАЗПРОМ МЕЖРЕГИОНГАЗ УФА»

***Р. Р. Аглямов**, к. э. н., ведущий инженер отдела эксплуатации АСКУГ ООО «Газпром межрегионгаз Уфа»*

В условиях современной экономики, характеризующейся возросшей конкуренцией в энергосбытовой отрасли, одной из наиболее актуальных задач становится обеспечение своевременного достоверного учета энергоресурсов. Для контроля объемов отпускаемого газа потребителям и оперативного реагирования на нарушение ими дисциплины газопотребления применяются системы автоматизированного дистанционного сбора и обработки показаний с приборов учета — системы телеметрии (СТМ).

Впервые система телеметрии на основе программного комплекса (ПК) Pipe была внедрена «Газпром межрегионгаз Уфа» (далее — Общество) в 2006 г. Далее последовала СТМ на базе аппаратно-программного комплекса (АПК) «Стел». Причиной создания собственной системы телеметрии стала совокупность замечаний, предъявляемых к предыдущим системам телеметрии, среди которых:

1. Высокая стоимость внедрения и эксплуатации системы;
2. Завышенные расценки на разработку драйверов на новые устройства телеметрии, приборы узлов учета газа или способы сбора данных;
3. Длительное время опроса данных по контролируемым узлам;
4. Лицензия только на одно рабочее место с ограничением количества объектов в системе.
5. Низкий уровень сервиса.

Кроме того, предпосылками разработки собственной системы телеметрии послужили требования, предъявляемые современными реалиями. Это, в первую очередь, необходимость сбора данных с узлов учета газа, на которых установлены вычислители газа различных производителей, с разными протоколами обмена данных; решение задач по приему данных с оптических сканеров показаний приборов учета, визуализации режимов газопотребления путем построения графиков, интеграции различных систем телеметрии (пультов управления) для получения полной и объективной информации на базе одной платформы.

Рис. 1. Программные технологии, используемые при разработке СТМ ПАК «Матрикс»

Поэтому в ноябре 2011 г. в ООО «Газпром межрегионгаз» было проведено техническое совещание по вопросам совершенствования системы телеметрии, по итогам которого принято решено о создании на базе Общества собственной системы телеметрии. Уже в 2012 г. Обществом создана и принята в опытно-промышленную эксплуатацию система телеметрии на базе программно-аппаратного комплекса «Матрикс» (далее — СТМ ПАК «Матрикс», Система).

Система предназначена для оперативного учета расхода и других параметров газа (давление, температура), поступающих с узлов учета газа. СТМ ПАК «Матрикс» представляет собой совокупность измерительных приборов учета энергии, энергоносителей и программно-аппаратных средств локального и удаленного информационного доступа к ним. Ядром системы служит программный комплекс «Матрикс». Комплекс позволяет объединять приборы и компьютеры в виде сетевых структур.

Что касается программной реализации СТМ ПАК «Матрикс» (рис. 1), для написания сервисов (опрос узлов учета, формирование отчетов и т.д.) использован язык программирования C#, при создании web-интерфейса применены Javascript, HTML, CSS, AngularJS.

Архитектура системы реализована на основе графовой базы данных Neo4j, которая оптимальна для хранения сложной древовидной структуры. Архивом системы управляет Microsoft SQL Server, а хранение сессий осуществляется посредством Redis Server. Связующим программным обеспечением между сервисами (опрос, отчеты и т.д.) служит RabbitMQ. Особенно хочется отметить, что все используемое программное обеспечение, кроме Microsoft SQL Server, бесплатное. Но и Microsoft SQL Server, для работы с которым необходима лицензия, можно при необходимости заменить на бесплатное Postges SQL.

Пользовательский интерфейс СТМ ПАК «Матрикс» клиентоориентирован. Пользователь системы не привязан к определенному рабочему месту, к конкретному компьютеру: он может войти в web-интерфейс СТМ ПАК «Матрикс», согласно своему уровню доступа, с устройства любой операционной системы. Кроме того, на сегодняшний день находится на стадии разработки техническое задание для создания мобильного приложения СТМ ПАК «Матрикс» для iOS и Android устройств.

Передача данных в СТМ ПАК «Матрикс» реализована с контроллеров по GSM/CSD и GPRS каналам связи. Но, поскольку на отечественном рынке появилось оборудование, использующее для передачи данных такие каналы, как LoRaWan и NB-IoT, в данном направлении ведется работа по их интеграции в систему.

СТМ ПАК «Матрикс» легко масштабируется. Если для увеличения скорости опроса по CSD каналу необходимо увеличение количества модемов в модемном пуле, то для опроса по GPRS каналу дополнительное оборудование не требуется. Помимо того, опыт эксплуатации

1	Измерительные комплексы узлов учета газа	Все типы измерительных комплексов узлов учета газа, представленные в Республике Башкортостан, а именно: – ИРВИС-РС4; – ЕК260, 270; – ТС215, 220; – СПГ741, 761, 761.1, 761.2; – ИМ2300 (K, L, M, S, серии A), ИМ2300 Modbus; – Суперфлоу-IIE(T) (SF20RU5D, SF21RU5D, SF20RU6D, SF21RU6D), Суперфлоу-21B; – ГиперФлоу-УС; – ERZ2000; – TurboFlow GFG, TFG, UFG; – «Гобой-1»; – «Агат».
2	Механические счетчики газа	Любые типы механических счетчиков с помощью устройств бесконтактного съема данных «Наблюдатель» и оптических сканеров «Акцент СПС-2»
3	«Умные» счетчики газа (УСГ)	Реализован межсерверный обмен данными с УСГ «СМТ Смарт» (ООО «Техномер», Арзамас), УСГ «Вектор-Т» (НПП «Скайметр», Ростов-на-Дону). Находится в работе реализация обмена данными с УСГ ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника», АО «Газдевайс»
4	Электрические счетчики	– «Меркурий-203»; – «Меркурий-230»; – СЭТ-4ТМ.

Табл. 1. Поддерживаемые типы приборов учета

Российский нефтегазохимический форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXVIII специализированная выставка

Нефтяное направление

Химия. Нефтехимия

Инновации газовой отрасли

Газомоторное топливо

Сервисное направление

Промышленная безопасность и экология

ОРГАНИЗАТОРЫ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

СОДЕЙСТВИЕ

НАУЧНАЯ ПОДДЕРЖКА

По вопросам выставки
Бронь стенда www.gntexpo.ru
+7 (347) 246-41-77
gasoil@bvkexpo.ru

По вопросам форума
Регистрация на форум www.gntforum.ru
+7 (347) 246-42-81
kongress@bvkexpo.ru

Рис. 2. Окно результатов проведенного опроса объектов

системы позволяет утверждать, что скорость работы также напрямую зависит от оборудования сервера.

Надежность и безопасность Системы обеспечивают:

— авторизация с MD5 шифрованием;
— ведение журнала изменений в Системе;
— еженедельное архивирование баз данных;
— шифрование на уровне приложения баз данных с разграничением прав доступа.

В табл. 1 представлены типы приборов, поддерживаемые СТМ ПАК «Матрикс». Опционально возможно добавление любых новых типов приборов при наличии протоколов передачи данных.

Система позволяет получить расширенный спектр данных по контролируемым объектам, исходя из требований и уровня доступа пользователя. Для этого предназначены следующие инструменты:

1. **Опрос приборов учета.** Опрос объектов учета проводится в автоматическом режиме, однако при необходимости это можно осуществить вручную (рис. 2). Ручной опрос позволяет получать данные с узла учета в любое время, вне зависимости от расписания автоопроса. Необходимость в нем может возникнуть, например, при изменении параметров подключения, таких как сетевой адрес вычислителя или номер SIM-карты.

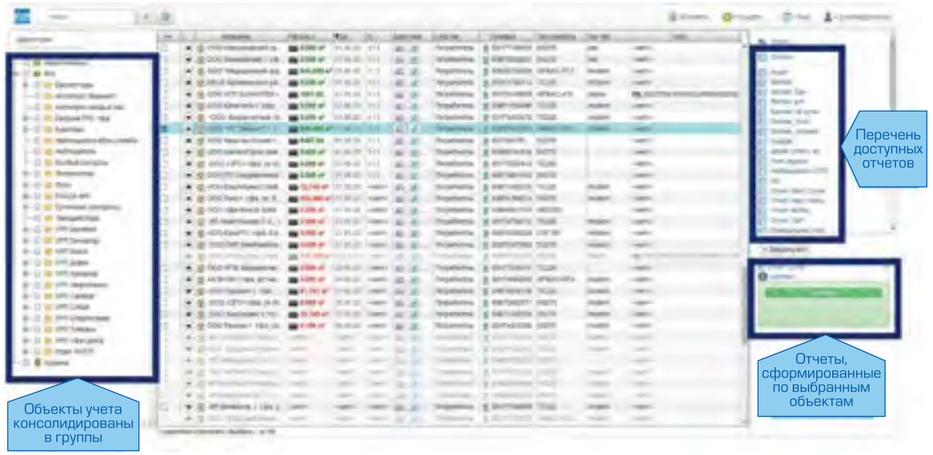


Рис. 3. Окно выбора критериев формирования отчетов

Рис. 4. Окно редактора параметров объекта

2. **Формирование отчетов.** Результаты опроса объектов можно сформировать в отчеты по выбранным критериям: по типам приборов, журналам, ситуациям (рис. 3). Это могут быть отчеты о текущем, часовом, суточном расходе газа, отчеты о нештатных ситуациях и др. Выходные формы можно сохранить в формате *.xls и *.pdf, либо вывести на принтер. Встроенный редактор отчетных форм позволяет разработать отчетную ведомость любой сложности и внешнего вида. Помимо того, имеется библиотека шаблонов отчетных форм.
3. **Редактор прав доступа** позволяет разграничивать доступ пользователей на просмотр объектов, группы объектов, отчетов (пользователь, инженер, администратор).
   Для создания новых пользователей Системы используется редактор пользователей: для каждого пользователя системы заполняется карточка, включающая в себя ФИО, логин, пароль и уровень доступа.
4. **Редактор приборов учета** применяется для создания/редактирования в Системе параметров настройки приборов учета — корректоров (вычислителей) газа. Каждый прибор обладает набором входных параметров (адрес прибора, версия и т.д.) и выходных параметров. Также существует возможность добавления/обновления/удаления драйвера прибора.
5. **Настройка контроллера** позволяет не только проанализировать параметры контроллера связи, прописанные в его микропрограмме (такие как скорость порта, четность бит, адрес сервера, версия микропрограммы), но и при необходимости отредактировать их.
6. **Карточка объекта** предусмотрена для получения подробной информации по объекту, в состав которой входят его название, тип установленного корректора газа, используемые константы, текущие параметры, суточные параметры и последние записи архива нештатных ситуаций (при их наличии).
7. **Редактор объекта** позволяет создать/изменить/отключить объект (рис. 4). Например, при создании нового объекта вводят данные для его идентификации (наименование, номер договора поставки газа, точка подключения), указывают параметры прибора учета (сетевой адрес, версия прошивки) и осуществляют выбор устройства передачи данных с объекта (модем, контроллер телеметрии, оптический сканер, УСГ).
8. **Графическая визуализация данных приборов учета**. В СТМ ПАК «Матрикс» реализован модуль отображения архивных параметров в виде графиков, гистограмм с параметрами (расход, давление, температура газа). Графики настраиваются и сохраняются в растровом формате.
9. **Получение данных с механических счетчиков газа**. Снятие показаний осуществляется устройствами бесконтактного съема данных «Наблюдатель» (производство АО «НИИ Солитон», Уфа) и оптическими сканерами «Акцент СПС-2» (производство «НПК Акцент.com», Борисовка, Белгородская обл.). Далее происходит обмен информацией между серверами

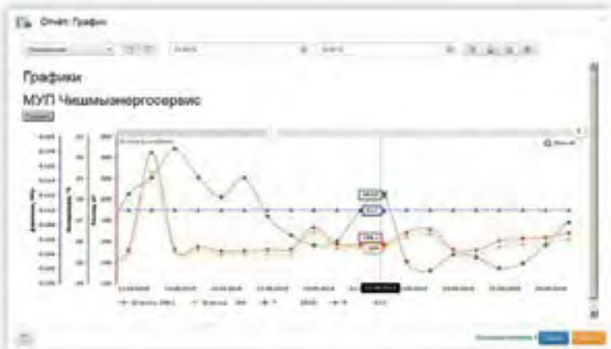


Рис. 5. График газопотребления по объекту

На примере оптического GPRS–сканера показаний механических счетчиков «Акцент СПС–2»

На примере устройства бесконтактного съема информации «Наблюдатель»

Рис. 6. Формы отчетов с оптических сканеров

Рис. 7. Динамика изменения количества объектов в Системе по годам

производителя данного оборудования и СТМ ПАК «Матрикс» (рис. 6).

С 2014 г. Обществу принадлежат исключительные права на данную программу (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2013614959). Сопровождение Системы ведется собственными силами — отделом эксплуатации автоматизированных систем коммерческого учета газа (АСКУГ) Общества.

На сегодняшний день Система выполняет сбор данных с 2790 измерительных комплексов узлов учета газа, более 1900 оптических сканеров, установленных на механических счетчиках газа контрагентов, осуществляющих потребление на коммунально-бытовые нужды (кроме населения), что позволяет контролировать 92,85% объема природного газа, поставляемого промышленной категории потребителей.

Сервер Системы включает в себя 5707 контролируемых параметра, из них:
— 298 суточных параметра;
— 261 часовой параметр;
— 171 текущий параметр;
— 727 констант;
— 4250 параметров нештатных ситуаций.

Сервер обеспечивает 14,303 млн записей в месяц, из них:
— 675 тыс. суточных записей;
— 13,628 млн часовых записей.

На рис. 7 представлен график изменения количества измерительных комплексов узлов учета газа, заведенных в Систему, за 2013–2020 гг.

За 2019–2020 гг. наблюдается значительный рост (на 38,4%) количества объектов в Системе, что во многом связано с увеличением числа потребителей, использующих для передачи данных с узлов учета устройства съема показаний с механических счетчиков типа «Наблюдатель» и «Акцент СПС-2».

Кроме того, в 2016 г. принято решение об объединении СТМ Общества и ГРО на базе единого пульта СТМ ПАК «Матрикс» (рис. 8), в который интегрированы такие системы телеметрии ГРО, как программно-технический

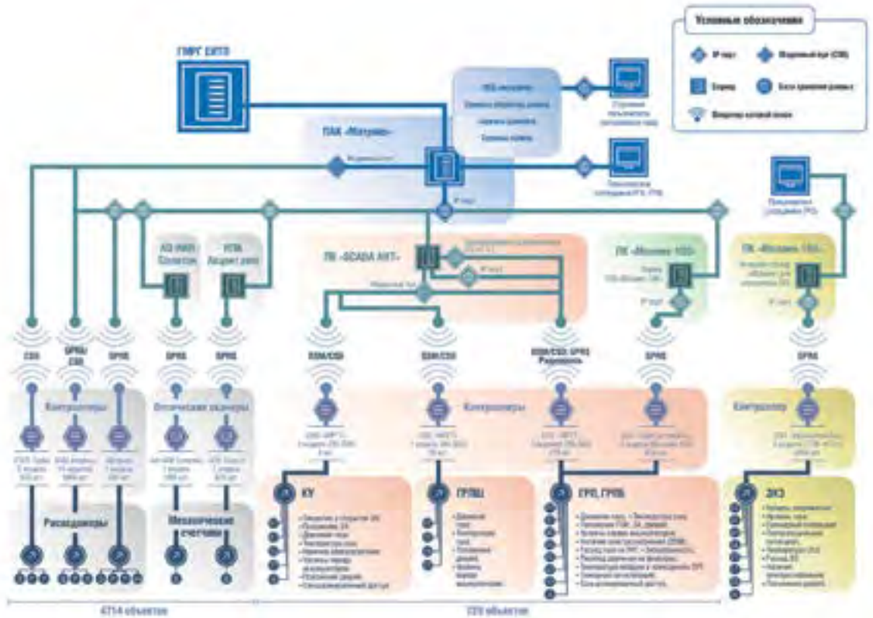


Рис. 8. Схема работы единого пульта управления СТМ ПАК «Матрикс»

Рис. 9. Экранные формы интеграции программного обеспечения: а – ПТК «Молния-100»; б – ПК «SCADA АНТ» и СТМ ПАК «Матрикс»

комплекс (ПТК) «Молния-100» (рис. 9, *а*) и ПК «SCADA АНТ» (рис. 9, *б*). Тем самым, с помощью одного пульта обеспечен непрерывный контроль параметров 724 пунктов редуцирования газа, пяти крановых узлов по межсерверному обмену с существующими системами телеметрии ГРО.

Настроена выгрузка данных из СТМ ПАК «Матрикс» в систему автоматизации сбора и обработки информации об объемах и параметрах качества газа и оперативного управления поставками газа «ИУС-ГАЗ» (рис. 10).

Таким образом, разработка и эксплуатация СТМ ПАК «Матрикс» собственными силами Общества позволили не только значительно снизить расходы на создание, внедрение и техническую поддержку СТМ, но также:

- существенно сократить время опроса данных по контролируемым узлам;
- проводить добавление в систему возможности опроса новых типов приборов в короткие сроки (до семи дней);
- осуществлять доступ к системе телеметрии с любой операционной системы;
- реализовать визуализацию режимов газопотребления путем построения графиков;
- отказаться от получения лицензии на рабочие места операторов и количество объектов в системе;
- интегрировать различные системы телеметрии (пульты управления) в единую платформу на базе СТМ ПАК «Матрикс».

Рис. 10. Схема информационного обмена данными телеметрии

ДВА ВЕКА РОССИЙСКОГО ГАЗА

БОЛЬШОЙ ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ПРОЕКТ, ПОСВЯЩЕННЫЙ ИСТОРИИ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Первый том «Петербург – колыбель российского газа» (авторы: С.В. Густов, А.Р. Соколов, Д.В. Митюрин), вышедший в 2011 году, описывает дореволюционный этап – от первых опытов по получению искусственного газа в России до национальных газовых заводов в 1917 году.

Второй том «Время большого газа» (авторы: С.В. Густов, А.Р. Соколов, Д.В. Митюрин) издан в 2013 году, охватывает развитие отрасли в советский период, в течение которого она пережила как кризис, так и невиданный ранее подъем – СССР выходит на первое место в мире по добыче газа.

Издания прекрасно проиллюстрированы архивными фотоматериалами и репродукциями картин, отражающих дух эпох. Это отличный представительский подарок!

ЗАКАЗ КНИГИ

www.gashistory.ru

АВТОНОМНАЯ РАБОТА СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ МНОГОКВАРТИРНЫХ ДОМОВ ГОРОДА

***Н. Л. Великанов, С. И. Корягин, А. М. Гарина**, Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта*

Устойчивость составляет необходимый компонент развития городов. Достижение повышенной устойчивости требует улучшенной оценки и моделирования рисков, более тщательного планирования и проектирования, в первую очередь, в сфере газоснабжения.

Система газоснабжения представляет собой организованную подачу и распределение газа и предназначена для удовлетворения потребностей городского хозяйства в целом. Газ подведен ко многим жилым домам, промышленным предприятиям, а также организациям сферы жилищно-коммунального хозяйства. Без равномерной подачи газа население будет испытывать огромные неудобства, а предприятия могут понести колоссальные потери.

Именно поэтому совершенствование системы газоснабжения на данный момент представляет крайне актуальную тему. Неотъемлемая часть системы газоснабжения — подземные хранилища газа. В основном потребители газа не задаются вопросом, откуда и как попадает голубое топливо в квартиры и где размещается резервный фонд газа. Одна из задач резервного фонда заключается в снабжении потребителей газом зимой, когда нужда в топливе достигает максимального значения. Также к задачам хранилища относится создание резерва топлива на территории региона на случай наступления аномально холодных зим, возникновения аварий на трубопроводе, а также покрытие сезонной неравномерности потребления.

Например, подача газа в Калининград очень сильно зависит от отбора газа потребителями Белоруссии и Литвы, поскольку через территории этих стран проходит трасса единственной нитки газопровода. Колебания температуры воздуха в Калининградской области, в Литве, на северо-западе Белоруссии практически совпадают, а значит, совпадают и пики газопотребления в этих районах. Поскольку Калининградская область расположена в концевой части газопровода, максимум неравномерности подачи газа приходится именно на ее долю. Газопровод выполнен лишь из одной нитки труб, любая авария по его трассе приводит к прекращению подачи газа в область, отсюда следует, что наличие резерва газа на территории Калининградской области очень важно и значимо.

На примере Калининграда исследуем возможность обеспечения автономности газоснабжения при помощи хранилища, а именно: снабжение домов, которые используют газ для отопления, горячего водоснабжения и приготовления еды (первая группа); домов, которые нуждаются в газе для наличия горячего водоснабжения и использования газовой плиты (вторая группа); домов, в которых имеются только газовые плиты (третья группа).

Потребление газа в домах первой группы будет существенно отличаться в зависимости от времени года, потому для этой группы рассматриваются два варианта — потребление газа в летний период (без отопления) и в зимний период (с отоплением).

Произведен анализ потребления газа жильцами многоквартирных домов города Калининграда. Дома разбиты на три группы в соответствии с критериями, изложенными выше. В каждой группе выбраны типовые дома для исследования. В частности, в первой группе выбран 9-этажный дом в новом микрорайоне города. В этом доме отопление газовое, горячее водоснабжение осуществляется при помощи двухконтурных котлов, в доме установлены газовые плиты. В рассматриваемом доме восемь подъездов, в каждом по четыре квартиры на этаже, этажей, как было упомянуто, — девять.

Газоснабжение в Калининградской области осуществляется по транзитному трубопроводу, следовательно, наличие резерва газа на ее территории очень значимо. В этих целях в области, а именно в поселке Романово, построено подземное хранилище газа, состоящее из пяти резервуаров (в проекте всего 14 резервуаров). Хранилище предназначено для покрытия сезонных колебаний, аварий на трубопроводе, а также для газоснабжения в случае наступления аномально холодных зим. Один резервуар подземного хранилища способен вместить примерно 2,4 млн м^3 газа. В экстренных случаях подземное хранилище сможет покрыть неравномерность подачи газа по магистральному трубопроводу «Минск — Вильнюс — Каунас — Калининград» в ряд домов в зимнее время года.

В результате проведенных расчетов определено время (в месяцах) автономного газоснабжения из одного, двух и пяти резервуаров — для одного, десяти, ста и тысячи рассматриваемых домов (рис. 1–8).

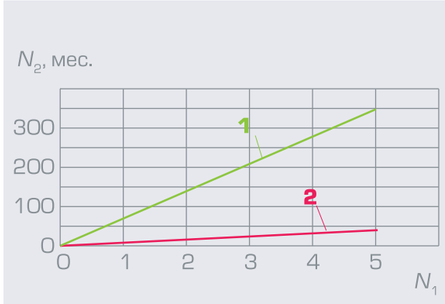


Рис. 1. Автономная работа домов первой группы в отопительный сезон (N_1 — количество резервуаров, N_2 — количество месяцев автономной работы): 1 — один дом; 2 — 10 домов

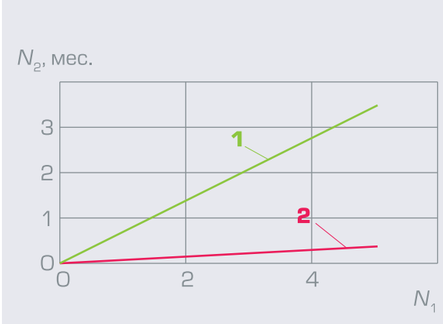


Рис. 2. Автономная работа домов первой группы в отопительный сезон (N_1 — количество резервуаров, N_2 — количество месяцев автономной работы): 1 — 100 домов; 2 — 1000 домов

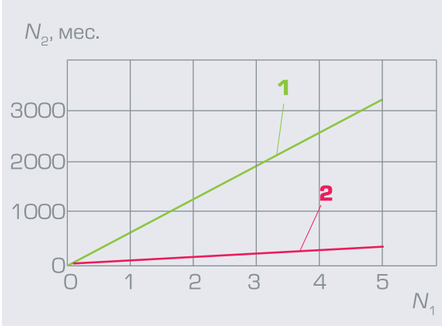


Рис. 3. Автономная работа домов первой группы в теплый период (N_1 — количество резервуаров, N_2 — количество месяцев автономной работы): 1 — один дом; 2 — 10 домов

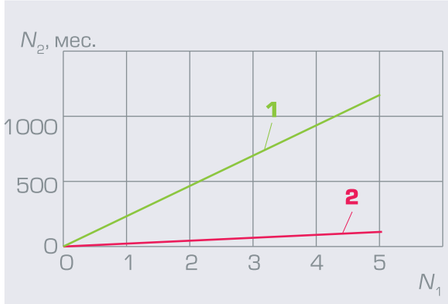


Рис. 4. Автономная работа домов первой группы в теплый период (N_1 — количество резервуаров, N_2 — количество месяцев автономной работы): 1 — 100 домов; 2 — 1000 домов

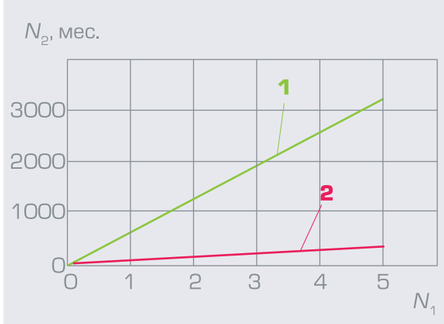


Рис. 5. Автономная работа домов второй группы (N_1 — количество резервуаров, N_2 — количество месяцев автономной работы): 1 — один дом; 2 — 10 домов

Рис. 6. Автономная работа домов второй группы (N_1 — количество резервуаров, N_2 — количество месяцев автономной работы): 1 — 100 домов; 2 — 1000 домов

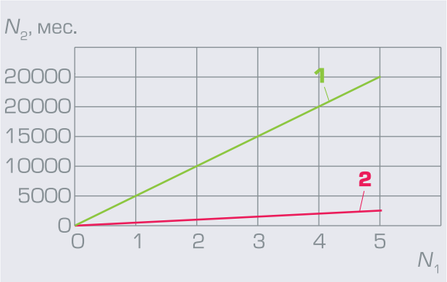


Рис. 7. Автономная работа домов третьей группы (N_1 – количество резервуаров, N_2 – количество месяцев автономной работы): 1 – один дом; 2 – 10 домов

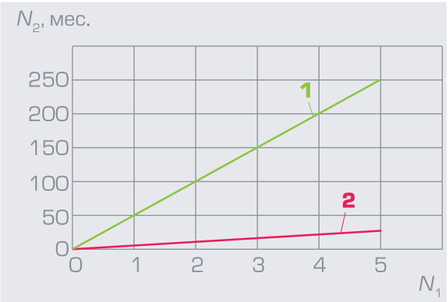


Рис. 8. Автономная работа домов третьей группы (N_1 – количество резервуаров, N_2 – количество месяцев автономной работы): 1 – 100 домов; 2 – 1000 домов

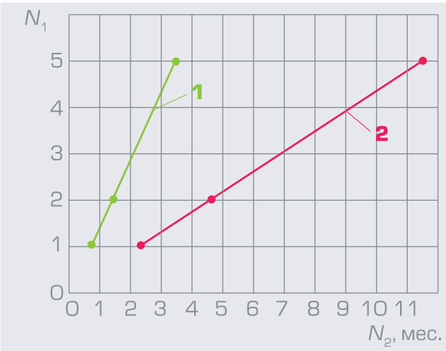


Рис. 9. Сравнение автономности газоснабжения 1000 домов первой группы в зависимости от времени года (N_1 – количество резервуаров, N_2 – количество месяцев автономной работы): 1 – отопительный сезон; 2 – теплое время года

Согласно рис. 1, один дом в экстренных ситуациях в зимний период будет обеспечен голубым топливом при помощи одного резервуара объемом 2,4 млн м³ в течение примерно шести лет, двух резервуаров объемом 4,8 млн м³ – примерно 12 лет, а используя пять резервуаров, объем которых составит 12 млн м³, – 29 лет.

Десять домов смогут бесперебойно потреблять топливо зимой при помощи одного резервуара на протяжении примерно семи месяцев, используя два резервуара – примерно год и два месяца, а пять резервуаров – примерно три года (см. рис. 1).

На рис. 9 представлено сравнение возможности автономного газоснабжения (в месяцах) для тысячи домов первой группы при помощи подземного хранилища газа в Калининградской области в отопительный сезон и в летний период.

Выводы. Исходя из рассмотренных примеров, можно сделать вывод, что при должном развитии и увеличении емкости системы подземного хранения газа возможна автономная работа системы газоснабжения многоквартирных домов города.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 *Mutani G., Todeschi V.* Energy Resilience, Vulnerability and Risk in Urban Spaces. – Journal of sustainable development of energy, water, and environment systems. 2018. V. 6. I. 4. P. 694–709.
2. *Hadei M., Hopke P. K., Rafiee M., Rastkari N., Yarahmadi M., Kermani M., Shahsavani A.* Indoor and outdoor concentrations of BTEX and formaldehyde in Tehran, Iran: effects of building characteristics and health risk assessment. – Environmental science and pollution research. 2018. V. 25. I. 27. P. 27423–27437. SI.
3. *Solgi E., Memarian S., Moud G. N.* Financial viability of PCMs in countries with low energy cost: A case study of different climates in Iran. – Energy and buildings. 2018. V. 173. P. 128–137.
4. Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Калининградской области [Электронный ресурс]: Режим доступа https://minstroy39.ru/.
5. Филиал ООО «Газпром ПХГ» «Калининградское УПХГ» [Электронный ресурс]: Режим доступа: http://ugs.gazprom.ru/about/organization/kaliningradskoe-uphg/
6. *Лурье М. В., Дидковская А. С., Варчев Д. В., Яковлева Н. В.* Подземное хранение газа: учебное пособие для вузов. – М.: Нефть и газ, 2015. – 172 с.
7. *Каримов М. Ф.* Эксплуатация подземных хранилищ газа. – М.: Недра, 2011. – 248 с.
8 *Великанов Н. Л., Корягин С. И., Гарина А. М.* Особенности газопотребления Калининградской области // Технико-технологические проблемы сервиса. №3(45), 2018. С. 35–38.

Впервые опубликовано в журнале «Технико-технологические проблемы сервиса» № 4 (46) 2018

ВОСКРЕСШИЙ ГЕРОЙ

К 75 годовщине Победы в Великой Отечественной войне в Ростовской области был поднят и полностью восстановлен советский танк Т-26. Реставрацию провели поисковики из Таганрога благодаря поддержке ПАО «Газпром газораспределение Ростов-на-Дону» и ПАО «Газпром газораспределение Ростов-на-Дону профсоюз».

Обломки Т-26 были обнаружены в реке Кундрючья близ хутора Евсеевский Усть-Донецкого района Ростовской области. Экипаж танка принимал участие в боях в составе войск Южного фронта в июле 1942 года. Его в буквальном смысле разорвало после взрыва боекомплекта. Фашисты с короткой дистанции били по нему с двух сторон. В корпусе машины даже сохранились пули, которые можно увидеть. Машина и весь боевой экипаж сгорели в бою, обороняя переправу от немцев.

Танк находился на глубине 1,5 метра, под толстым слоем камней и ила, который водолазы размывали специальным водометом. Подъем танка происходил в июле — сентябре 2019 года. Последовавшая затем реставрация длилась восемь месяцев. Титанический труд был проделан силами трех энтузиастов: Григорича, его брата Валерия и командира отряда «СКИФ» Игоря Дудченко. Григорич, он же Вадим Ларионов, — главный реставратор этого танка. Вполне заслуженно Т-26 будет носить его имя. Ни чертежей, ни опыта — лишь огромное желание и образование инженера. Когда в августе прошлого года танк достали из реки в виде отдельных фрагментов, сложно было представить, что так скоро он предстанет перед нами максимально приближенным к оригиналу. Все детали отмывали, разогревали, очищали. Установили 1,5 тысячи заклепок. На борту танка как реликвию оставили пробоины от бронебойных снарядов и застрявшие пули.

Удалось определить номер сгоревшего танка — 532. Поисковики не теряют надежду установить имена членов экипажа, их часть и на каком заводе была выпущена машина.

«Мы гордимся тем, что можем внести свой вклад в создание народного военно-исторического музея. Т-26 — довольно редкая машина и в Ростовской области будет представлена впервые. Современное поколение должно знать, на какой технике ковалась победа», — сказал Владимир Ревенко, генеральный директор ПАО «Газпром газораспределение Ростов-на-Дону».

Восстановленный танк станет одним из центральных экспонатов народного военно-исторического музея «Самбекские высоты» и уже занял свое место накануне празднования 75 годовщины Великой Победы.

Танк Т-26, модификация образца 1933 года — советский легкий танк. Такие танки серийно выпускались на базе бронемашины британской фирмы «Виккерс-Армстронг». Делали их на Ижорском, Мариупольском заводах, ленинградском «Большевике» и целом ряде других заводов. Второй после Т-34 по количеству выпущенных советский танк времен войны. Принят на вооружение в СССР в 1931 году.

НОРМАТИВНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ ИЗ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ

***Инесса Сафронова**, начальник отдела нормативно-технической документации Группы ПОЛИПЛАСТИК, эксперт по стандартизации*

Нормативное обеспечение проектирования, строительства и эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления из полимерных материалов сейчас представлено нормативными документами, весьма неоднозначными по своему уровню соответствия современным технологиям, способствующим повышению качества продукции, выполнения работ, оказания услуг, а также повышению конкурентоспособности продукции российского производства.

С одной стороны, постоянно актуализируется СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы» в виде СП 62.13330.2011 (с изменениями № 1 и № 2, закончено обсуждение проекта изменения № 3), вводятся современные стандарты на изготовление полиэтиленовых труб и фитингов, на процессы сварки, контроль качества и методы испытаний сварных соединений, с другой — продолжают действовать утвержденные Межведомственным координационным советом по вопросам технического совершенствования газораспределительных систем и других инженерных коммуникаций СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб», СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб» и СП 42-103-2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов». Эти разработанные почти 20 лет назад своды правил сейчас невозможно ни отменить, ни актуализировать, т. к. они введены в действие общественной организацией, которая уже давно перестала существовать.

Сейчас мы наблюдаем процесс, при котором происходит постепенная переработка отдельных разделов этих сводов правил в стандарты, сначала в национальные (ГОСТ Р), а потом и в межгосударственные (ГОСТ). Так, в 2010 году возник комплекс стандартов «Системы газораспределительные», в котором сейчас уже действуют 23 стандарта, в том числе регламентирующие применение полимерных материалов для проектирования, строительства и эксплуатации газопроводов, а именно:

— ГОСТ Р 54983-2012 «Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация»*;
— ГОСТ Р 55472-2019 «Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения. Часть 0. Общие положения» (взамен ГОСТ Р 55472-2013)*;
— ГОСТ Р 55473-2019 «Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения. Часть 1. Полиэтиленовые газопроводы» (взамен ГОСТ Р 55473-2013)*;
— ГОСТ Р 56290-2014 «Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения. Часть 3. Реконструкция»;
— ГОСТ Р 58181-2018 «Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения. Часть 7. Опорные полиэтиленовые газопроводы, проложенные в существующем трубопроводе»;
— ГОСТ Р 58095.0-2018 «Системы газораспределительные. Требования к сетям газопотребления. Часть 0. Общие положения»;
— ГОСТ Р 58095.3-2018 «Системы газораспределительные. Требования к сетям газопотребления. Часть 3. Металлополимерные газопроводы».

Стандарты, отмеченные знаком «*», в настоящее время перерабатываются в межгосударственные.

Таким образом, весь жизненный цикл сетей газораспределения и газопотребления регламентируется стандартами. Но при этом нельзя не отметить тот факт, что для наружных полиэтиленовых газопроводов не разработан и пока не планируется к разработке стандарт, аналогичный действующему стандарту для стальных газопроводов в виде ГОСТ Р 58094-2018 «Системы газораспределительные. Сети газораспределения. Определение продолжительности эксплуатации стальных наружных газопроводов при проектировании». Во многом это связано с недостаточным объемом исследований полиэтиленовых газопроводов, бывших в эксплуатации, а также с отсутствием четких критериев для проведения их диагностики с целью продления срока службы. Между тем, к 50-летнему сроку эксплуатации уже приближается чуть меньше 1% от общей протяженности построенных полиэтиленовых газопроводов.

Кроме стандартов, регламентирующих процессы проектирования, строительства и эксплуатации, после 2003 года вступили в действие стандарты, устанавливающие требования к сварочному оборудованию, процедурам сварки, критериям качества и испытаниям сварных соединений полимерных материалов. Для полиэтиленовых газопроводов разрешено применение сварки встык нагретым инструментом и сварки закладными нагревателями, в последнее время для сварки полимерных футляров стали применять экструзионную сварку. Большинство стандартов либо идентичны международным, либо модифицированы по отношению к ним, тем самым подтверждается их соответствие мировому уровню технического развития. Это наглядно демонстрирует их перечень:

— ГОСТ Р ИСО 12176-1-2011 «Трубы и фитинги пластмассовые. Оборудование для сварки полиэтиленовых систем. Часть 1. Сварка нагретым инструментом встык»;
— ГОСТ Р ИСО 12176-2-2011 «Трубы и фитинги пластмассовые. Оборудование для сварки полиэтиленовых систем. Часть 2. Сварка с закладными нагревателями»;
— ГОСТ Р 54792-2011 «Дефекты в сварных соединениях термопластов. Описание и оценка»;
— ГОСТ Р 55142-2012 «Испытания сварных соединений листов и труб из термопластов. Методы испытаний»;
— ГОСТ Р 55276-2012 (ИСО 21307:2011) «Трубы и фитинги пластмассовые. Процедуры сварки нагретым инструментом встык полиэтиленовых (ПЭ) труб и фитингов, используемых для строительства газо- и водопроводных распределительных систем»;

— ОСТ Р ИСО 13950-2012 «Трубы и фитинги пластмассовые. Системы автоматического распознавания для выполнения соединений сваркой с закладными нагревателями»;
— ГОСТ Р ИСО 12176-3-2014 «Трубы и фитинги пластмассовые. Оборудование для сварки полиэтиленовых систем. Часть 3. Идентификация оператора»;
— ГОСТ Р ИСО 12176-4-2014 «Трубы и фитинги пластмассовые. Оборудование для сварки полиэтиленовых систем. Часть 4. Кодирование трассируемости»;
— ГОСТ Р ИСО 11413-2014 «Трубы и фитинги пластмассовые. Подготовка контрольного образца сварного соединения полиэтиленовой трубы и фитинга с закладными нагревателями»;
— ГОСТ Р ИСО 11414-2014 «Трубы и фитинги пластмассовые. Подготовка контрольного образца соединения труба/труба или труба/фитинг из полиэтилена (ПЭ), выполненного сваркой встык»;
— ГОСТ Р 56155-2014 «Сварка термопластов. Экструзионная сварка труб, деталей трубопроводов и листов»;
— ГОСТ EN 13705-2015 «Сварка термопластов. Оборудование для сварки нагретым газом и экструзионной сварки».

В 2019 году разработаны проекты национальных стандартов (ГОСТ Р):

— «Сварка термопластов. Присадочные материалы для сварки полимерных материалов. Общие требования»;
— «Сварка термопластов. Процедуры сварки закладными нагревателями полиэтиленовых труб и соединительных деталей».

По мере развития стандартизации в области газораспределения, сварки полимеров и контроля качества их соединений обостряются противоречия в требованиях, содержащиеся в нормативах, утвержденных в 2003 году и оставшихся с тех пор неизменными.

Прежде всего это относится к СП 42-103-2003, ссылки на который за более чем 15-летний срок его существования приводятся во многих документах. Наибольшие несоответствия с современным уровнем технического развития связаны с процессами сварки и контроля качества соединений.

Невозможно идентифицировать процедуру сварки встык нагретым инструментом по приведенным в данном своде правил параметрам сварки, т. к. они фактически не совпадают с параметрами по ГОСТ Р 55276. При этом допускается проведение сварочных работ при температуре наружного воздуха до –15 °С, в то время когда ГОСТ Р ИСО 12176-1 и ГОСТ Р ИСО 12176-2 установлена минимальная температура наружного воздуха для работы сварочного оборудования без укрытия, равная –10 °С.

Контроль качества сварных соединений и методы их испытаний также не совпадают с требованиями действующих стандартов. Так, описание и перечисление дефектов, приведенных в таблицах 24, 25 и 26 СП 42-103-2003, меньше, и они лишь частично совпадают с видами дефектов, приведенных в таблицах 1 и 3 ГОСТ

Р 54792. Следует отметить, что описания этих дефектов сварных соединений не зависят ни от диаметра, ни от толщины стенки труб, ни от области применения этих нормативов.

Требования по измерительному контролю размеров грата, которые приведены в пункте 8.12 и таблице 23 СП 42-103-2003, сейчас не только не актуальны, но и вводят в заблуждение. В период разработки этого свода правил изготовление полиэтиленовых труб для газопроводов регламентировалось ГОСТ Р 50838-95 «Трубы полиэтиленовые для газопроводов. Технические условия», который базировался на применении весьма ограниченного числа марок (композиций) полиэтилена, имеющих одинаковое значение минимальной длительной прочности (MRS) и не сильно отличающихся друг от друга по своим характеристикам. Поэтому весьма несложно было установить единые размеры грата при сварке встык нагретым инструментом для соединения труб из ПЭ 80. Что касается размеров грата при сварке труб из ПЭ 100, тогда для изготовления труб использовалось импортное сырье, фактические замеры не производились, и в СП 42-103-2003 было записано теоретическое предположение об их уменьшении на 15%. По мере технического развития производства полиэтилена трубных марок, машин для сварки встык и совершенствования процедур сварки обнаружилось, что грат, полученный при сварке труб из ПЭ 100, не меньше, чем полученный при сварке труб из ПЭ 80. Кроме того, размеры грата при одних и тех же размерах труб зависят от трех условий: свойств композиции полиэтилена, характеристик сварочной машины и применяемой процедуры сварки по ГОСТ Р 55276. Таким образом, невозможно установить единое значение размеров грата для труб одного диаметра и толщины стенки. Если возникает необходимость проведения измерительного контроля грата, то его нужно проводить непосредственно на объекте, используя контрольный образец, сваренный из полученной партии труб, на сварочном оборудовании, применяемом на данном объекте, по конкретно выбранной процедуре сварки.

Метод испытания на осевое растяжение сварных стыковых соединений, приведенный в СП 42-103-2003, устарел и не совпадает с методикой проведения испытаний по ГОСТ Р 55142. Также в этих нормативах отличаются критерии оценки качества сварных стыковых соединений, в результате возможны ситуации, когда бракованное соединение признается годным.

На все эти расхождения в данных нормативах можно было бы не обращать внимания и применять более современные, поскольку они носят характер добровольного применения, если бы ссылки на СП 42-103-2003 с завидным постоянством не повторялись бы в других нормативах, в том числе в нормативах, связанных с обеспечением безопасности опасных промышленных объектов.

В первую очередь это относится к РД 03-495-02 «Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства», который сейчас включен в список нормативно-правовых документов, попавших под «регуляторную гильотину». Также в этот список попал РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов». С точки зрения обеспечения промышленной безопасности при применении полимерных материалов на опасных производственных объектах эти нормативы уже не играют существенной роли, т. к. не стандартизированными остались только процедуры сварки закладными нагревателями, которые уже регламентированы в проекте национального стандарта «Сварка термопластов. Процедуры сварки закладными нагревателями полиэтиленовых труб и соединительных деталей», проходящего сейчас публичное обсуждение. Требования РД 03-614-03 «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов» вполне заменяют ГОСТ Р ИСО 12176-1, ГОСТ Р ИСО 12176-2 и ГОСТ EN 13705, по которым можно сертифицировать оборудование для сварки полимеров, объективно оценивая его пригодность для работы в сложных условиях.

Что касается степени подготовки сварщика или специалиста сварочного производства, то полную информацию о нем, полученном допуске к видам сварочных работ и об обучающем его центре можно получить из карточки оператора, оформленной по ГОСТ Р ИСО 12176-3, при этом можно быть уверенным, что она не «куплена через интернет», поскольку реестр этих карточек публикуется на сайте некоммерческой организации «Ассоциация сварщиков полимерных материалов» (НО АСПМ).

Разночтения в требованиях нормативных документов не так безобидны, как кажется на первый взгляд. Они приводят к вырезке вполне пригодных сварных соединений, врезке «катушек», дополнительным механическим (разрушающим) испытаниям вырезанных соединений и задержке монтажных работ. В результате — многотысячные убытки, спровоцированные всего лишь устаревшими нормами.

Интересно проследить эволюцию изменения величины давления газа в газопроводах разных категорий и минимальных расстояний от зданий и сооружений. «Технические условия на проектирование, строительство и сдачу в эксплуатацию подземных газопроводов в городе Москве», утвержденные решением Исполнительного комитета Московского городского Совета депутатов трудящихся №42/4 от 21.10.1947 г., содержат следующую градацию газопроводов:

— низкого давления — не выше 0,002 МПа (сейчас — 0,005 МПа);
— среднего давления — от 0,002 до 0,07 МПа (сейчас — 0,3 МПа);
— высокого давления — до 0,2 МПа (сейчас — до 0,6 МПа) в населенных пунктах и свыше 0,2 МПа (сейчас до 1,2 МПа) «в ненаселенных пунктах».

При этом минимальные расстояния были установлены:

— от линий застройки для газопроводов:
— низкого давления — 3,0 м (сейчас — 2,0 м);
— среднего давления — 5,0 м (сейчас — 4,0 м);
— высокого давления — 10,0 м (сейчас до 0,6 МПа — 7 м, до 1,2 МПа — 10 м);
— от ближайшего трамвайного рельса — не менее 2,0 м (сейчас — 2,75 и 3,75 м в зависимости от давления газа);
— от ствола дерева до трубы — не менее 2,0 м (сейчас — 1,5 м);
— от электрокабелей — не менее 1,0 м (остались без изменений);
— «от водопровода, канализации, водостока — в зависимости от глубины их заложения с таким расчетом, чтобы ремонт или строительство указанных сооружений и газопровода не вызывали нарушения их» (сейчас — от 1,0 до 2,0 м в зависимости от давления газа).

Следует отметить, что в этих технических условиях было принято, что «глубина заложения для газопроводов диаметром 400 мм и менее должна быть не менее 1,7 м, считая от поверхности земли до верха трубы, и для газопроводов диаметром более 400 мм — 1,7 метра, считая от поверхности земли до оси трубы».

За прошедшие более чем 70 лет выросла величина давления в разных категориях газопроводов, уменьшилась глубина укладки, но при этом минимальные расстояния изменились незначительно. Это невольно наводит на размышление: так ли уж необходимо придавать величинам минимальных расстояний от газопроводов до зданий и сооружений статус обязательных требований?

Сейчас, согласно СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП II-89-80» (п. 6.10, таблица 6) эти расстояния обязательны, а по СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002» (Приложение В) они рекомендуемые. В СП 42.13330.2016 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89» вместо конкретных расстояний дается ссылка на СП 62.13330.2011. Для исключения разночтений в статусе требований целесообразно придать этим величинам минимальных расстояний справочный характер во всех нормативах, отступления от которых могут компенсироваться дополнительными мерами безопасности.

Интересно, что в 1947 году для строительства газопроводов низкого давления допускалось применение чугунных водопроводных труб диаметром не менее 150 мм. Соединение чугунных труб выполнялось в раструб с уплотнением раструбов прядью и зачеканкой свинцом. Теперь от чугунных газопроводов не осталось даже воспоминаний.

В июле 2019 года вступили в действие новые стандарты, регламентирующие изготовление полиэтиленовых труб и фитингов на основе международного стандарта:

— ГОСТ Р 58121.1-2018 (ИСО 4437-1:2014) «Пластмассовые трубопроводы для транспортирования

газообразного топлива. Полиэтилен (ПЭ). Часть 1. Общие положения»;
- ГОСТ Р 58121.2-2018 (ИСО 4437-2:2014) «Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен (ПЭ). Часть 2. Трубы»;
- ГОСТ Р 58121.3-2018 (ИСО 4437-3:2014) «Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен (ПЭ). Часть 3. Фитинги».

Впервые в одном стандарте объединены требования к композициям полиэтилена для изготовления труб и фитингов, качество которых гарантируется рядом испытаний. При этом необходимо отметить, что при определении максимального рабочего давления (МОР) следует учитывать результаты испытаний по быстрому распространению трещин (БРТ), если полученное значение меньше, чем рассчитанное на основе минимальной длительной прочности (MRS).

Кроме этого, установлено понятие «базовая температура», равная 20 °С, которая принимается при проектировании. Если температура транспортируемого газообразного топлива будет выше, то необходимо вводить коэффициенты, понижающие величину максимального рабочего давления. Что касается пониженной температуры транспортируемого газа, вплоть до отрицательных значений, то никаких ограничений нет, поэтому нет никакой необходимости прокладывать полиэтиленовые газопроводы на уровне или ниже глубины промерзания земли.

Очень часто при определении овальности полиэтиленовых труб почему-то ориентируются на показатель максимальной овальности, приведенный в таблице 1 ГОСТ Р 58121-2, полностью игнорируя примечание, данное в этой таблице, а именно: «*Овальность определяет изготовитель на месте производства (непосредственно на выходе из технологической линии)*», и потому этим показателем нельзя пользоваться при входном контроле на месте строительства. Допустимая овальность труб не должна превышать допустимых значений овальности внутреннего диаметра проходного сечения фитинга в любой точке, равной 0,015 Dn, или допустимой овальности трубных концов фитингов, установленной в таблице 3 ГОСТ Р 58121-3.

Условие применения полиэтиленовых труб для транспортировки сжиженного углеводородного газа (СУГ) приведено в Приложении А ГОСТ Р 58121-1, а именно: «*Абсорбирование образующихся в транспортируемой среде неконтролируемых количеств жидких конденсатов оказывает отрицательное влияние на прочность материала (полиэтилена), больше чем газообразная транспортируемая среда. Компенсировать снижение прочности полиэтилена следует за счет увеличения коэффициента запаса прочности «С», приняв значение 2,5*». В СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы» не было ограничений по давлению паровой фазы СУГ для полиэтиленовых газопроводов, но потом при его актуализации давление паровой фазы ограничили значением 0,005 МПа, т. е. только для газопроводов низкого давления. При актуализации этих строительных норм разработчики СП 62.13330.2011 и изменений к нему никак не могут решиться вернуться к исходному варианту, сняв ограничения по давлению паровой фазы СУГ в полиэтиленовых газопроводах.

Также неоднозначную реакцию вызвала возможность наземной прокладки полиэтиленовых газопроводов в защитной трубе-оболочке, предусмотренная в ГОСТ Р 58121.2. Некоторым в качестве трубы-оболочки представлялись только стальные трубы (что заведомо дорого и неудобно в обслуживании), другие считали, что их будет массово повреждать автотранспорт и т. п.

Разработчики проекта изменения № 3 СП 62.13330.2011 предусмотрели наземную прокладку этих газопроводов в скальных и мерзлых грунтах, в малолюдной местности, т. е. в условиях реальной альтернативы надземной прокладке стальных газопроводов, когда подземно прокладывать газопроводы дорого из-за стоимости земляных работ, а реальная угроза для наземной прокладки минимальна. Компенсация температурных изменений при наземной прокладке полиэтиленовых газопроводов осуществляется за счет «укладки змейкой». Что касается эксплуатации наземных полиэтиленовых газопроводов: поскольку наземная прокладка без обвалования приравнена к надземной прокладке, а сроки обходов надземных стальных газопроводов и полиэтиленовых подземных газопроводов практически одинаковы, то изменений в ГОСТ Р 54983 вносить не понадобится.

Относительно перечня видов работ при обслуживании надземных газопроводов, при эксплуатации наземных полиэтиленовых газопроводов из-за ненадобности просто не будет выполняться проверка: состояния окраски труб, опор и креплений, компенсаторов, электроизолирующих соединений, средств защиты от падения электрических проводов и т. п. — всего того, что сопутствует эксплуатации стальных надземных газопроводов.

Территория России разнообразна по своим природно-климатическим условиям. Так, 65% относят к мерзлым грунтам, 40% являются сейсмоопасными, общая площадь распространения селей — около 5% территории в десяти субъектах Российской Федерации. Хотя эти районы не являются густонаселенными, они сейчас газифицируются, и именно там при строительстве межпоселковых газопроводов может быть эффективно использована наземная прокладка газопроводов из полиэтиленовых труб в защитной трубе-оболочке.

В заключение хочется напомнить, что согласно ИСО 4437 и ГОСТ Р 58121, «*ответственность за правильный выбор условий, с учетом требований нормативных актов, сводов правил и инструкций по монтажу, несет потребитель или проектировщик*».

Статья впервые опубликована в журнале «Полимерные трубы» №4 (66) 2019

ГРУППА ПОЛИПЛАСТИК

Серия полимерных трубопроводов
ПРОТЕКТ ГазДетект

- ✓ Определение и документирование точного местонахождения полимерного трубопровода
- ✓ Обеспечение длительной и надежной работы трубопроводной системы
- ✓ Снижение затрат на эксплуатацию, диагностику и ремонт трубопровода
- ✓ Защита от подделки

ПРОТЕКТ ГазДетект

ПРОТЕКТ RC ГазДетект

+7 (495) 745 6857
polyplastic.ru

Системы полимерных трубопроводов предназначены для транспортирования газообразного топлива, в том числе природных горючих газов по ГОСТ 5542, применяемых в качестве сырья и топлива для промышленного и коммунально-бытового использования при максимальном рабочем давлении (МОР) до 1,2 МПа и рабочей температуре газа до 40 °С.

ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ПРИ ИДЕНТИФИКАЦИИ ИЛИ КЛАССИФИКАЦИИ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

***А. О. Хомутов**, начальник технического отдела АО «Гипрониигаз», технический директор АПГО*

Активная фаза развития (строительства) газовой инфраструктуры длится уже порядка 70 лет. Пик пришелся на 70-е годы XX столетия. Протяженность сетей газоснабжения, построенных до 2010 года, составляет, по различным оценкам, до 80% от их общей протяженности на сегодняшний день.

В советской системе газоснабжения не было таких понятий, как «сеть газораспределения» или «сеть газопотребления», не было и проблем с их имущественной принадлежностью. До 2002 года существовала определенная система нормативных документов по соответствующим направлениям.

С 2002 года появляется новая форма технического регулирования, а именно правовое регулирование отношений в области установления, применения и исполнения обязательных требований к продукции и связанным с требованиями к продукции процессам, в том числе процессам проектирования.

Основополагающим нормативным правовым актом становится Федеральный закон «О техническом регулировании» [1]. Один из основных принципов технического регулирования заключается в обязательности применения технических регламентов — документов, которые устанавливают обязательные для применения и исполнения требования к объектам технического регулирования. Для области газоснабжения были определены два основных объекта технического регулирования — сети газораспределения и сети газопотребления.

В 2010 году был принят технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления [2], действие которого распространялось на сети газораспределения и газопотребления.

С принятием Федерального закона «О техническом регулировании», помимо разработки и утверждения технических регламентов, началась масштабная реформа существующей ранее системы нормативных документов (строительных норм и правил, сводов правил и т.д.). Строительные нормы и правила прошли процедуру актуализации и перешли в формат сводов правил. Одно из обязательных условий актуализации составляло приведение строительных норм и правил в соответствие с требованиями технических регламентов.

В действующей нормативно-правовой системе, регулирующей процессы жизненного цикла, в том числе эксплуатации объектов газораспределения и газопотребления, большое значение имеет идентификационная принадлежность объектов. Технические требования к эксплуатации имеют принципиальные отличия между сетями газораспределения и сетями газопотребления.

В условиях сосуществования на одной территории нескольких газораспределительных организаций при формировании тарифа на транспортировку газа решающей становится газораспределительная организация, сеть которой непосредственно контактирует с сетью газопотребления абонента.

Кроме того, для сетей газораспределения, в отличие от сетей газопотребления, необходимо выполнение комплекса мероприятий, связанных с оформлением земельных участков под фундаменты опор надземных газопроводов, технологических устройств и сооружения на сети газораспределения, а также оформление охранных зон, которые представляют собой зоны с особыми условиями использования территорий.

Пунктом 4 [2] установлено, что его требования не распространяются на сети газопотребления жилых зданий. Однако при определении границ балансовой и имущественной принадлежности необходимо однозначно понимать, где заканчивается сеть газораспределения, на которую распространяются требования технического регламента, а где начинается сеть газопотребления жилого здания.

Термин «идентификация» приводится применительно к продукции в статье 2 [1]: «Идентификация продукции — установление тождественности характеристик продукции ее существенным признакам». Существенные признаки рассматриваются в совокупности. На сегодняшний день собственники сетей газораспределения и газопотребления, эксплуатационные организации, надзорные органы сталкиваются со сложностями при идентификации объектов, введенных в эксплуатацию до начала действия технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления. Это связано с тем, что в нормативной документации, разработанной до введения в действие технического регламента, отсутствовали существенные признаки, по которым в настоящее время идентифицируются сети газораспределения и газопотребления.

В пункте 7 [2] содержатся термины «сеть газораспределения» и «сеть газопотребления» с их определениями. В определениях дан существенный признак разделительной границы между сетью газораспределения и сетью газопотребления — наличие на данной границе отключающего устройства.

Правила идентификации вышеуказанных сетей содержатся в разделе II технического регламента. Эти правила содержат два основных положения: признаки идентификации и материалы идентификации. Один из материалов идентификации — проектная документация. Названия проектной документации «дорегламентного» периода не содержали в себе отнесения объекта к сети газораспределения или газопотребления и, как правило, носили название, например, «Газоснабжение объекта», «Системы газоснабжения». Еще одним существенным недостатком проектной документации «дорегламентного» периода была необязательность размещения отключающего устройства непосредственно на границе сети газораспределения и газопотребления. Отключающие устройства проектировались лишь по их прямому назначению — для отключения потребителей, секционирования сети и т.п.

В определениях дан существенный признак разделительной границы между сетью газораспределения и сетью газопотребления — наличие на данной границе отключающего устройства

В частности, СНиП 2.04.08-87* «Газоснабжение» [3], которые действовали до 1 июля 2003 года, распространялись на проектирование новых, расширяемых и реконструируемых систем газоснабжения и содержали в себе понятия «сети газораспределения» и «сети газопотребления». Кроме того, согласно п. 2.3 [3], на тот период существовала только классификация газопроводов и отсутствовало понятие «идентификация». Классы газопроводов с их классификационными показателями были приведены в приложении 1 [3]. Классификационные показатели в первую очередь учитывали физические свойства газопроводов (материал трубы, положение относительно поверхности земли и т.д.).

В то же время там присутствовал такой показатель, как «назначение в системе газоснабжения», и по этому показателю газопроводы делились на классы:

— распределительные;
— газопроводы-вводы;
— вводные;
— продувочные;
— сбросные;
— импульсные;
— межпоселковые.

К классификационному признаку «Местоположение относительно планировки поселений» относились классы:

— наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые);
— внутренние (расположенные внутри зданий и помещений).

При этом следует обратить внимание на то, что классификационные показатели СНиП не уникальны, к разным показателям могут относиться одни и те же газопроводы, например: «Внутренние сбросные», «Внутренние продувочные», «Внутренние импульсные» или «Наружные распределительные». Также «вводной газопровод» состоит из «наружного» и «внутреннего». Использование таких признаков для современной идентификации не допускается.

В ряде случаев в спорных ситуациях происходит некорректная подмена понятий «классификация» и «идентификация». Согласно техническому регламенту, в число существенных признаков идентификации входят:

а) назначение;
б) состав объектов, входящих в сети газораспределения и газопотребления;
в) давление природного газа.

Признаки, указанные в [3], в большей степени можно отнести к составу объекта (в современной системе — идентификации), а не к его назначению.

Если проанализировать подходы к идентификации в судебно-экспертной практике, то становится ясно, что классификация является этапом идентификационного исследования. Идентификация — более широкое понятие, и она не может быть заменена классификацией.

Таким образом, сама по себе проектная документация (в том числе и ее название), разработанная на объекты газоснабжения в «дорегламентный» период, в частности, в соответствии со СНиП 2.04.08-87*, не может в полной мере служить основным документом для идентификации, а может быть использована в процессе идентификации лишь с целью получения информации о назначении объекта, составе объекта и давлении природного газа.

По тем же самым причинам и исполнительная документация на объект газоснабжения не может безоговорочно использоваться как материал идентификации. Однако идентифицировать «дорегламентные» объекты необходимо, в первую очередь для принятия правильных эксплуатационных решений и соблюдения требуемого уровня безопасности. В условиях невозможности использования всех материалов идентификации видятся несколько путей решения проблемы — это создание новой проектной документации на реконструкцию и капитальный ремонт спорных (не идентифицированных) объектов. Под «созданием» понимается инициирование либо процесса реконструкции объекта, либо капитального ремонта. После осуществления этих процессов у объекта появляется документация, которая может считаться материалом для идентификации.

Хотелось бы еще отметить, что, согласно техническому регламенту, к материалам идентификации относятся документы в области промышленной безопасности, такие как «заключение экспертизы промышленной безопасности проектной документации на консервацию и ликвидацию».

Однако процессы ликвидации и консервации не подразумевают в ближайшем будущем продолжения эксплуатации опасного производственного объекта (сети газораспределения или газопотребления). А вот техническое перевооружение опасного производственного объекта, часто выполняемое при его эксплуатации, по формальным признакам не может стать основанием для новой идентификации объекта, так как «заключение экспертизы промышленной безопасности документации на техническое перевооружение» согласно действующей редакции технического регламента не является материалом идентификации, что, на наш взгляд, представляет техническую ошибку при редактировании документа.

Сложность в определении «назначения» объекта заключается в том, что согласно приведенной терминологии технического регламента «назначение» у сети газораспределения и газопотребления по своей сути одно — «транспортировка природного газа»

Процессы выявления и фиксирования идентификационных признаков, приведенные выше, не могут, на наш взгляд, быть основным вариантом. Необходимо иметь возможность проведения идентификации объекта иными способами. Если два из трех идентификационных признаков (см. выше) — «б) состав объектов, входящих в сети газораспределения и газопотребления» и «в) давление природного газа» — можно относить как к сети газораспределения, так и к сети газопотребления, то признак «а) назначение» имеет принципиальные отличия.

Термин «сеть газораспределения», приведенный в техническом регламенте, устанавливает, что это — «единый производственно-технологический комплекс, включающий в себя наружные газопроводы, сооружения, технические и технологические устройства, расположенные на наружных газопроводах, и предназначенный для транспортировки природного газа от отключающего устройства, установленного на выходе из газораспределительной станции, до отключающего устройства, расположенного на границе сети газораспределения и сети газопотребления (в том числе сети газопотребления жилых зданий)».

Термин «сеть газопотребления» устанавливает, что это — «единый производственно-технологический комплекс, включающий в себя наружные и внутренние газопроводы, сооружения, технические и технологические устройства, газоиспользующее оборудование, размещенный на одной производственной площадке и предназначенный для транспортировки природного газа от отключающего устройства, расположенного на границе сети газораспределения и сети газопотребления, до отключающего устройства перед газоиспользующим оборудованием».

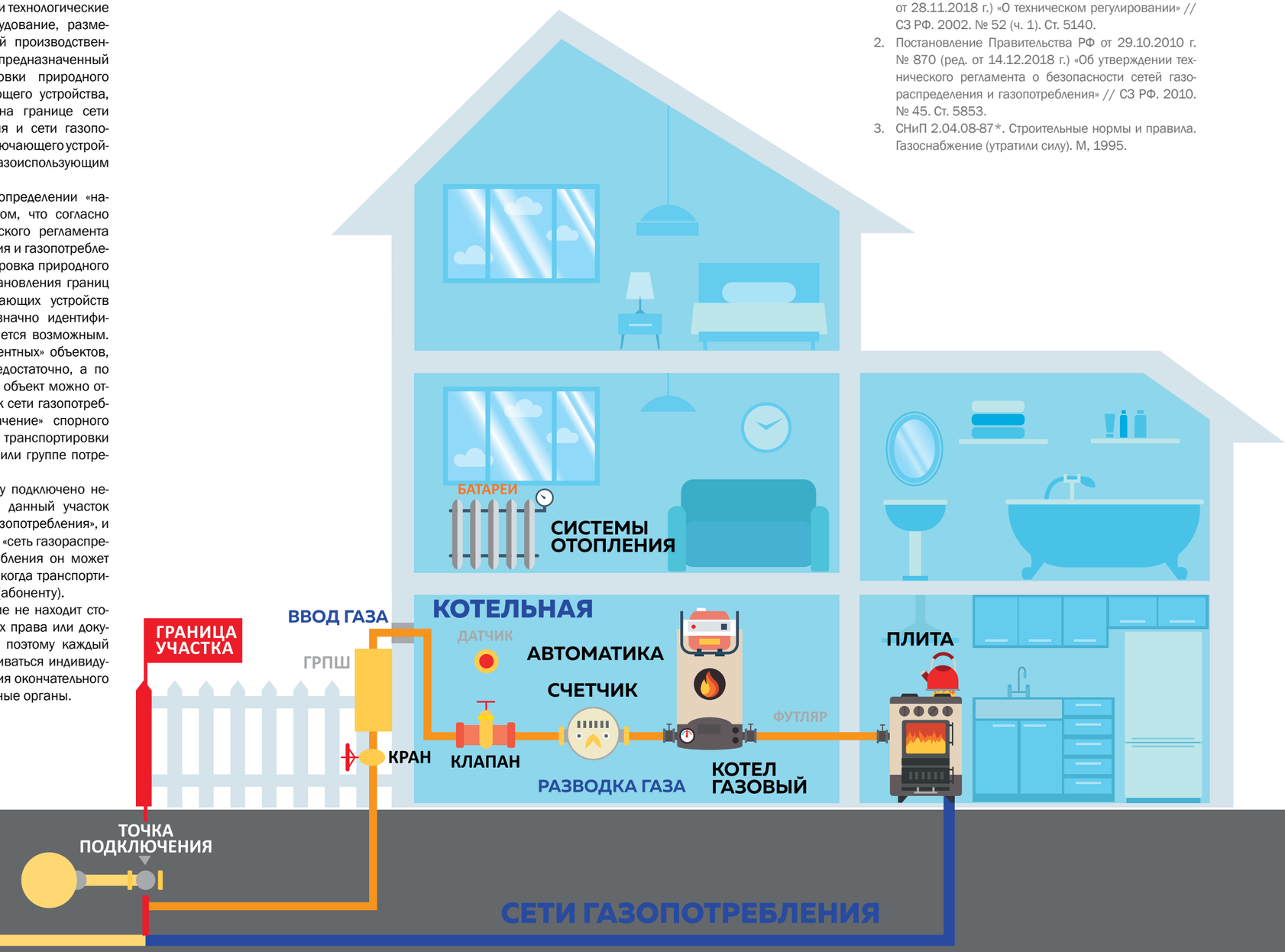
Сложность в определении «назначения» объекта заключается в том, что согласно приведенной терминологии технического регламента «назначение» у сети газораспределения и газопотребления по своей сути одно — «транспортировка природного газа», и в случае невозможности установления границ сети (например, отсутствие отключающих устройств или проектной документации) однозначно идентифицировать участки сети не представляется возможным. В спорных ситуациях, для «дорегламентных» объектов, когда материалов идентификации недостаточно, а по другим признакам (состав, давление) объект можно отнести и к сети газораспределения, и к сети газопотребления, считаем возможным «назначение» спорного объекта рассматривать со стороны транспортировки газа одному потребителю (абоненту) или группе потребителей.

В случае если к спорному участку подключено несколько независимых потребителей, данный участок нельзя идентифицировать как «сеть газопотребления», и он должен быть идентифицирован как «сеть газораспределения». В качестве сети газопотребления он может быть идентифицирован в том случае, когда транспортирует газ единственному потребителю (абоненту).

К сожалению, данное утверждение не находит стопроцентного подтверждения в нормах права или документах технического регулирования, поэтому каждый конкретный случай должен рассматриваться индивидуально, а в ряде случаев право принятия окончательного решения может возлагаться на судебные органы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ (ред. от 28.11.2018 г.) «О техническом регулировании» // СЗ РФ. 2002. № 52 (ч. 1). Ст. 5140.
2. Постановление Правительства РФ от 29.10.2010 г. № 870 (ред. от 14.12.2018 г.) «Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления» // СЗ РФ. 2010. № 45. Ст. 5853.
3. СНиП 2.04.08-87*. Строительные нормы и правила. Газоснабжение (утратили силу). М, 1995.



ТРЕБОВАНИЯ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА И ЗАДАЧИ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ ПЕРЕВООРУЖЕНИИ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

***Г. И. Зубаилов**, к. т. н., директор научно-технического центра «Оценка соответствия» АО «Гипрониигаз»*

Техническое перевооружение опасного производственного объекта (ОПО), необходимость проведения которого возникает в процессе длительной эксплуатации, относится к видам деятельности в области промышленной безопасности. Законодательством в области промышленной безопасности [1] установлено, что документация на техническое перевооружение подлежит экспертизе промышленной безопасности. Без положительного заключения экспертизы промышленной безопасности, которое в установленном порядке внесено в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности, техническое перевооружение ОПО не допускается.

Неисполнение стандартов и сводов правил добровольного применения не может расцениваться как несоблюдение требований технических регламентов

Согласно [1], экспертиза промышленной безопасности проводится в целях определения соответствия объектов экспертизы предъявляемым к ним требованиям промышленной безопасности. При этом под требованиями промышленной безопасности понимаются условия, запреты, ограничения и другие обязательные требования, содержащиеся в [1], других федеральных законах, принимаемых в соответствии с ними нормативных правовых актах Президента Российской Федерации, нормативных правовых актах Правительства Российской Федерации, а также федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности.

При проведении экспертизы промышленной безопасности эксперты руководствуются нормативными правовыми актами согласно «Перечню актов, содержащих обязательные требования, соблюдение которых оценивается при проведении мероприятий по контролю при осуществлении федерального государственного надзора в области промышленной безопасности» [2]. Применение нормативных правовых документов, признанных утратившими силу, при проведении экспертизы промышленной безопасности не допускается. Таким образом, по результатам проведения экспертизы дается текущая оценка соответствия объекта экспертизы современным требованиям, регламентирующим условия обеспечения безопасности при эксплуатации объекта экспертизы.

В вышеуказанный «Перечень актов...» [2] включены Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» № 384-ФЗ [3], а также «Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления» [4], утвержденный приказом Правительства Российской Федерации. В свою очередь, Постановлением Правительства РФ № 1521 от 26.12.2014 г. утвержден «Перечень национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» [5]. Действующие нормативно-технические документы либо их части, не включенные в Перечень № 1521 [5], включены в Перечень документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона № 384-ФЗ, утвержденный приказом от 17.04.2019 г. № 831 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарта) [6]. Еще одним Приказом Росстандарта от 03.10.2011 г. № 5214 утвержден «Перечень документов в области стандартизации, в результате применения которого на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления» [7].

Основной документ при проектировании сетей газораспределения и газопотребления — СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002» [8], устанавливающий требования, соответствующие целям [3]. Отдельные части СП 62.13330.2011 [8] включены в Перечень документов обязательного применения № 1521 [5], а весь свод правил в целом — в Перечни документов добровольного применения № 831 [6] и № 5214 [7]. В ходе разработки проектных решений по техническому перевооружению ОПО мероприятия по обеспечению безопасности должны быть обоснованы не только ссылками на требования технических регламентов, но и ссылками на положения стандартов и сводов правил, включенных в Перечни документов обязательного и добровольного применения. То есть и те и другие являются поддержкой технических регламентов и выступают в качестве доказательной базы их соблюдения.

Применение обязательных документов из Перечня № 1521 [5], утвержденного Правительством РФ, не вызывает вопросов. Нормы обязательного применения можно трактовать как «следует делать только так, и никак иначе». Отступление от них возможно только через разработку специальных технических условий. Несколько сложнее обстоят дела с нормами добровольного применения.

Исходя из положений ч. 4 ст. 16.1 Федерального закона от 27.12.2002 г. «О техническом регулировании» [9], применение на добровольной основе стандартов и сводов правил, включенных в Перечни документов добровольного применения, является достаточным условием соблюдения требований соответствующих технических регламентов. В случае применения стандартов и сводов правил добровольного применения оценка соответствия разработанной документации требованиям технических регламентов может осуществляться на основе подтверждения их соответствия таким стандартам и сводам правил. Неисполнение стандартов и сводов правил добровольного применения не может расцениваться как несоблюдение требований технических регламентов.

Однако простое игнорирование норм добровольного применения, дополняющих и конкретизирующих требования технических регламентов, не допускается — в этом случае соответствующие нормативные требования будут считаться недостаточными или вообще не установленными. Для устранения этого противоречия необходимо воспользоваться иными документами, устанавливающими альтернативные подходы к соблюдению требований технических регламентов. Иными словами, нормы добровольного применения можно изложить как «рекомендуется делать так, но можно и иначе». Это Европейский подход к документам, добровольность применения в которых прямо указывается: «рекомендуется к применению».

Например, допускается применение предварительных национальных стандартов или стандартов организаций, не включенных в Перечни документов добровольного применения, в которых имеются необходимые инновационные решения. При этом эксперт, осуществляющий оценку соответствия, вправе потребовать предоставление обоснований (доказательств), что их использование не повлечет за собой противоречий требованиям технических регламентов. Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» [3] устанавливает несколько способов такого обоснования: результаты исследований, расчеты и (или) испытания по сертифицированным или апробированным методикам, моделирование сценариев возникновения опасных природных процессов или техногенных воздействий, оценка риска возникновения опасных природных процессов или техногенных воздействий. В случае отсутствия подобных обоснований требования, установленные нормативными документами добровольного применения, подлежат обязательному выполнению в полном объеме.

В ходе технического перевооружения путь использования альтернативных норм проектирования представляется избыточным. Техническое перевооружение можно рассматривать как локальную разновидность инновационного процесса реконструкции объекта, в ходе которого поэтапно осуществляется замена устаревшего технологического оборудования новым, более прогрессивным, выполняются работы по точечному оснащению эксплуатируемого объекта средствами автоматизации. При этом объектом экспертизы выступает проектное решение в границах, установленных разработчиком документации, который, в свою очередь, руководствуется набором исходных данных, установленных заданием на проектирование.

Для выполнения таких ограниченных по масштабам задач нормативных требований, включенных в Перечни документов обязательного и добровольного применения, как правило, вполне достаточно. И только лишь в исключительных случаях, если необходимых требований для обеспечения надежности и безопасности в стандартах и сводах правил не установлено, можно пойти по пути разработки стандарта организации.

Следует отметить, что в редакции СП 62.13330.2011 с изменениями № 2 (в отличие от изначального варианта данного документа) отсутствует упоминание о техническом перевооружении, что следует отнести к технической ошибке при редактировании, в результате которой вместе с исключенным из употребления термином «расширение» непроизвольно исчезло и упоминание о техническом перевооружении. То, что мы имеем дело именно с ошибкой, подтверждается подготовленным (но пока не утвержденным) изменением № 3 к СП 62.13330.2011, в котором предложено вернуть термин «техническое перевооружение».

Кроме этого, в настоящее время существуют и другие правовые неопределенности в подходах к техническому перевооружению. В Правилах проведения экспертизы промышленной безопасности [10] техническому перевооружению не уделено практически никакого внимания. Конкретные указания по составу разделов документации на техническое перевооружение опасного производственного объекта законодательством Российской Федерации также не установлены. Такая размытость законодательных формулировок приводит к возникновению проблем как при оформлении проектного решения, так и при проведении его экспертной оценки.

В настоящее время объем разрабатываемой документации обосновывается исходя из требований заказчика, особенностей функционирования опасного производственного объекта и возможности выполнения работ в ходе технического перевооружения. Считается,

что для сетей газораспределения достаточно разработки рабочей документации, необходимой непосредственно для производства строительно-монтажных работ, которая и представляется для экспертной оценки [11]. Это обусловлено тем, что требований о разработке именно проектной документации на техническое перевооружение опасного производственного объекта без проведения его реконструкции или капитального ремонта статьей 48 Градостроительного кодекса Российской Федерации [12] и Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию [13] не установлено. Ранее используемый проектный документ «рабочий проект», включавший утверждаемую часть и рабочую документацию, в настоящее время утратил легитимность.

В этой связи правильным шагом по правовому урегулированию данного вопроса должно стать совершенствование нормативного обеспечения экспертизы документации на техническое перевооружение. В первую очередь следует определить минимально необходимый состав и содержание разделов такой документации, достаточные для текстового и графического отображения предлагаемых технических решений и методов производства работ, регламентированных требованиями промышленной безопасности. Нелишним будет уточнение перечня вопросов и критериев оценки, на которые должно опираться экспертное исследование, и требований к формату самого экспертного заключения.

Принятие единого подхода к составу и содержанию документации на техническое перевооружение позволит уйти от субъективизма в ее формировании, оптимизировать временные и экономические затраты как на проектирование, так и на реализацию принятых проектных решений в целом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ (ред. от 29.07.2018 г.) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» // СЗ РФ. 1997. № 30. Ст. 3588.
2. Перечень актов, содержащих обязательные требования, соблюдение которых оценивается при проведении мероприятий по контролю при осуществлении федерального государственного надзора в области промышленной безопасности // http://фсин.рф/ по состоянию на 17.07.2019.
3. Федеральный закон от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» // СЗ РФ. 2010. № 1. Ст. 5.
4. Постановление Правительства РФ от 29.10.2010 г. № 870 (ред. от 14.12.2018 г.) «Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления» // СЗ РФ. 2010. № 45. Ст. 5853.
5. Постановление Правительства РФ от 26.12.2014 г. № 1521 (ред. от 07.12.2016 г.) «Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» // СЗ РФ. № 2. 2015. Ст. 465.
6. Приказ Росстандарта от 17.04.2019 г. № 831 «Об утверждении перечня документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» // Ценообразование и сметное нормирование в строительстве. № 6. 2019.
7. Приказ Росстандарта от 03.10.2011 г. № 5214 (ред. от 22.04.2013 г.) «Об утверждении Перечня документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утвержденного Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. № 870» // Вестник Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии. № 10. 2011.
8. СП 62.13330.2011. Свод правил. Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 (утв. приказом Минрегиона РФ от 27.12.2010 г. № 780). — М.: Минрегион России, 2011.
9. Федеральный закон от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ (ред. от 29.07.2017 г.) «О техническом регулировании» // СЗ РФ. 2002. № 52 (ч. 1). Ст. 5140.
10. Приказ Ростехнадзора от 14.11.2013 г. № 538 (ред. от 28.07.2016 г.) «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» (зарегистрирован в Минюсте России 26.12.2013 г. № 30855) // Российская газета. № 296. 2013.
11. *Решетов В. Г., Логинова Е. А.* «Техническое перевооружение сетей газораспределения и вопросы экспертизы промышленной безопасности» // Журнал «Газовые технологии», № 1, 2018. С. 2–4.
12. Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 г. № 190-ФЗ (ред. от 02.08.2019 г.) // СЗ РФ. 2005. № 1 (ч. 1). Ст. 16.
13. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 г. № 87 (ред. от 06.07.2019 г.) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» // СЗ РФ. 2008. № 8. Ст. 744.

ПОДПИСКА на **2 полугодие**

2020

на ежеквартальное издание
Ассоциации производителей
газового оборудования

Газовые технологии

Для оформления подписки отправьте заявку на e-mail: press@asprogaz.ru
Стоимость подписки 3000 рублей

НОВЫЕ ПРИНЦИПЫ ВНЕДРЕНИЯ СРЕДСТВ ТЕЛЕМЕТРИИ НА УЗЛАХ УЧЕТА РАСХОДА ГАЗА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

***Юрий Толщинов**, заместитель директора по развитию ООО «АКСИТЕХ»*

Российский рынок для отечественных поставщиков газа является самым большим и потенциально самым привлекательным рынком газа. При этом основную проблему в коммерческих отношениях при поставках газа представляет дисбаланс, возникающий при инструментальном учете объема газа, поступающего от поставщика к потребителю. Фактически привести дисбаланс в учете газа к нулевым показателям невозможно, но крайне важно выявить причины его возникновения и свести к минимуму в пределах достоверных значений.

Дисбаланс возникает вследствие объективных причин, таких как погрешность измерений приборов учета, несоответствие счетчиков диапазонам измерений, утечки вследствие аварий, ремонтов и несанкционированного отбора; при этом важным критерием обеспечения достоверности данных служит организация своевременного, оперативного и полноценного учета расхода газа, что наиболее целесообразно реализовать с использованием автоматизированных средств — систем телеметрического контроля.

Несмотря на техническую возможность оборудования средствами телеметрии практически любых узлов измерения расхода газа — от крупных промышленных измерительных комплексов до бытовых счетчиков газа, процент оснащенности узлов учета газа телеметрией остается довольно невысоким. Если у крупных потребителей процент оснащенности близок к 80%, то для мелкого коммунально-бытового хозяйства — не более 20%, не говоря уже о населении, где он составляет доли процента! Конечно, главной причиной отказа потребителей от установки средств телеметрии за свой счет становится их высокая совокупная стоимость — не только аппаратных средств, но и стоимость работ, от проектных до пусконаладочных. И это особенно важно для категории малых потребителей — населения (12% от объема потребления газа) и коммунально-бытового сектора (9% от объема потребления газа) (см. рис. 1).

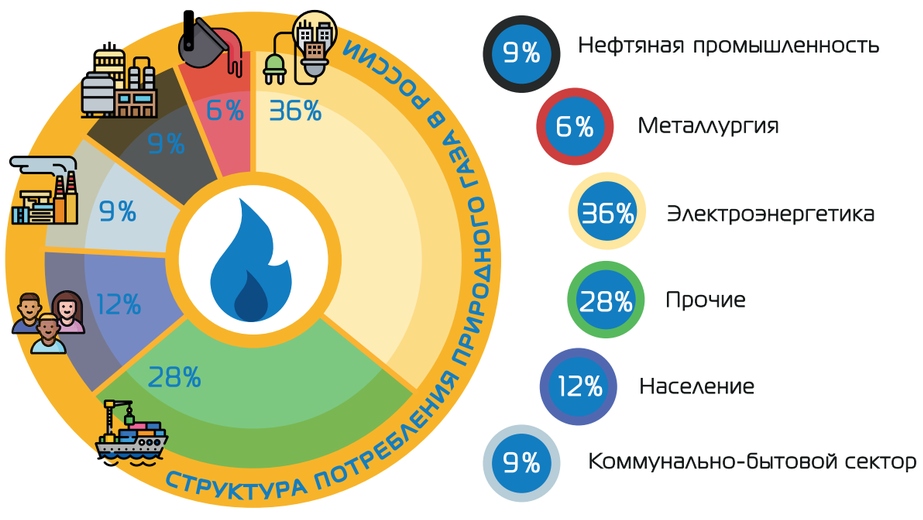


Рис. 1. Структура потребления природного газа в России

Рис. 2. Основные и вспомогательные бизнес-процессы

Конечно, никакому поставщику природного газа просто экономически невыгодно повально оснащать всех потребителей средствами телеметрии за свой счет — такие целевые программы (например, Автоматизированная система коммерческого учета газа — АСКУГ ООО «Газпром межрегионгаз») обеспечивают финансовый эффект применительно к крупным потребителям: с этой целью даже велась стройка собственных узлов учета поставщика. Немалую роль в этом вопросе играет и государственная политика регулирования тарифов на отпускную стоимость тепло- и энергоносителей.

Одним из выходов из сложившейся, казалось бы, патовой ситуации, может стать привлечение новых схем финансирования, организация внедрения и эксплуатации средств автоматизации в целом и телеметрических систем в частности.

Традиционно основной бизнес компаний — производителей оборудования подразумевает создание, производство и поставку своей продукции на рынок для конечного пользователя. С развитием и усложнением оборудования пользователи стали чаще заказывать не только продукцию, но и услуги, связанные с ней. Затем уже сами производители начали формировать пакетные предложения на продукцию и услуги, связанные с ней. В конце цепочки появились и компании-интеграторы, предлагающие поставку решений «под ключ», а также поддержание их дальнейшей работоспособности, т.е. обеспечение обслуживания, ремонта и всего, что можно назвать коротким словом «сервис».

Далее уже сами производители начали рассматривать сервис как отдельный вид своего бизнеса, что в итоге и привело к формированию так называемой сервисной модели.

Бизнес на основе сервисной модели строится на сервисных контрактах. Сервисный контракт — это комплексное предложение продукта и услуг, связанных с ним, что в итоге позволяет получать доход как в момент продажи продукта, так и на протяжении срока его службы. Таким образом, объектом продажи в сервисной модели становится не столько сам продукт, сколько услуги, получаемые пользователем при использовании этого продукта, — здесь как нельзя лучше подходит фраза кота Матроскина про «холодильник и вырабатываемый им холод», ведь услуги аренды или проката имеют давнюю историю.

Но именно бурное развитие информационных и беспроводных технологий позволяет в полной мере реализовать преимущества сервисной модели. Сервисная модель уже доказала свою работоспособность и востребованность во многих сферах деятельности человека — это услуги такси и краткосрочной аренды автомобилей (каршеринга), услуги доступа в интернет, подписки на цифровые сервисы ТВ, онлайн-кинотеатры, «облачные» хранилища данных, использование программного обеспечения по подписке и прочее.

Рассмотрим сервисную модель применительно к газовой отрасли в области сбора и обработки данных по измерению и учету расхода газа потребителями. Основной бизнес региональных газовых компаний (РГК) — это оказание услуг по поставкам «голубого топлива», проще говоря, продажа газа. Таким образом,

Рис. 3. Схема взаимодействия. Информационно-сервисная модель (ИСМ)

основные бизнес-процессы РГК — торгово-финансовые и организационно-управленческие. Следовательно, сбор и обработка данных, получаемых от измерительных комплексов учета расхода газа потребителей, по сути, представляют собой вспомогательный бизнес-процесс — ведь РГК нужны не сами узлы учета, а информация от них. Бизнес-модель, в которой основной услугой является предоставление информации, получила наименование «информационно-сервисная модель» (ИСМ).

Рассмотрим, как работает ИСМ применительно к поставкам газа. Во взаимоотношениях между РГК и потребителем фактически появляется третья сторона — оператор информационных услуг, т.е. компания, которая готова за свой счет установить средства телеметрии на узлы учета газа потребителя и поставлять информацию об объемах потребления газа в РГК на основе сервисного контракта (рис. 2).

При этом оператор услуг не обязательно должен быть поставщиком телеметрического оборудования — это может быть специально созданная управляющая компания, которая самостоятельно привлекает инвестиции, строит взаимоотношения с поставщиками решений, согласовывает вопросы с потребителем и РГК (рис. 3).

В результате заказчик в лице РГК платит только за информацию, а все расходы по установке телеметрических средств, по обеспечению их работоспособности и в конечном итоге получению данных о расходе газа и предоставлению этих данных заказчику несет оператор услуг — специализированная сервисная компания. Именно оператор услуг взаимодействует с поставщиками программных и технических решений («вендорами»), организует или арендует каналы связи, а также решает вопросы технического обслуживания. Заказчик же вносит ежемесячную абонентскую плату по факту получения информации.

Важно отметить, что и заказчик несет определенную ответственность со своей стороны: для взаимовыгодного сотрудничества и оптимизации абонентской платы сервисный контракт должен заключаться на длительный срок, не менее пяти лет, а также на достаточно большое количество объектов (не менее 1000) — только так оператор услуг может гарантированно покрыть свои расходы и обеспечить себе прибыль.

Тем не менее, выгода при использовании ИСМ для заказчика более чем очевидна: нет высоких первоначальных капиталовложений и трудозатрат на организацию и поддержание работоспособности телеметрии, и кроме того, именно оператору услуг важно, чтобы техника работала исправно.

Единственный, казалось бы, риск заказчика — высокая зависимость от оператора услуг — вполне компенсируется организационными мероприятиями. Например, оператор услуг может входить в группу компаний заказчика или находиться под его управлением.

Стоит отметить, что существенно меняются требования не только к организационным подходам, но и к самим средствам телеметрии, программному обеспечению. Чтобы гарантировать заинтересованность со стороны оператора услуг, техническое решение (именно решение — т.е. совокупность оборудования объекта и ПО сбора и обработки данных) должно обладать рядом важных параметров, прежде всего направленных на обеспечение надежности, функциональности при относительно невысокой конечной стоимости.

Еще один факт как нельзя лучше характеризует современный подход к построению систем автоматизации. В отличие от классического подхода, когда на объектах сначала устанавливались средства автоматизации, а потом уже формировался уровень сбора, обработки и визуализации данных — т.е. диспетчерский уровень, в случае применения ИСМ именно диспетчерский уровень выходит на первый план. Проще говоря, задача оператора услуг — предоставить заказчику данные в согласованном виде, поэтому свою работу он начнет именно с разработки «верхнего» уровня, а для поставщиков средств телеметрии выработает некий унифицированный стандарт предоставления данных от узлов учета расхода газа потребителей. Таким образом, средства телеметрии, устанавливаемые на объекте, должны еще, помимо прочего, иметь высокий интеграционный потенциал или хотя бы использовать общепринятые и/или стандартные протоколы обмена данными.

Ведь только с таким подходом можно в максимально сжатые сроки осуществить строительство и ввод в строй объектов. Время для оператора услуг представляет один из важнейших факторов окупаемости проекта и скорейшего получения прибыли, так как привлеченные оператором инвестиции на установку телеметрии могут быть и в виде кредита или лизинговых обязательств.

Понимая современные тенденции в области цифровизации бизнес-процессов, компания «АКСИТЕХ» уже разработала и провела пилотное внедрение комплексов телеметрии нового поколения, оптимально подходящих для установки на объектах потребителей в рамках ИСМ компании «АКСИТЕХ».

Основываясь на своем богатом опыте работы в газовой отрасли, при разработке комплексов специалисты компании прежде всего сделали упор на классификацию самих объектов — т.е. узлов учета расхода газа потребителей. Также принимались в расчет и узлы, находящиеся в собственности у РГК и ГРО. Это позволило типизировать задачи и унифицировать технические решения, лежащие в основе комплексов.

Таким образом, серия новых комплексов телеметрии АКТЕЛ включает в себя следующие базовые образцы: АКТЕЛ-ЭКСПРЕСС, АКТЕЛ-СТАНДАРТ и АКТЕЛ-СПУТНИК (рис. 4).

Комплекс АКТЕЛ-ЭКСПРЕСС — наиболее бюджетное решение, предназначенное для сбора информации от узлов учета газа малых промышленных и коммунально-бытовых потребителей. В качестве основы комплекса используется мини-контроллер со встроенными функциями беспроводной передачи данных — так называемый смарт-модем. Комплекс рассчитан на работу с различными видами вычислителей-корректоров и измерительными комплексами учета расхода газа. Основная направленность комплекса — эксплуатация вне взрывоопасной зоны, но также предусмотрена возможность работы и с приборами учета газа, имеющими взрывозащищенное исполнение. Канал передачи данных: беспроводной, стандарта сотовой связи GSM/GPRS/3G/LTE.

Следующий тип — комплекс телеметрии АКТЕЛ-СТАНДАРТ — выполнен на базе контроллера телеметрии серии КАМ100/200 и предназначен для сбора информации с узлов учета расхода газа средних и крупных промышленных потребителей различных отраслей, включая теплоэнергетику. Главная особенность решения — возможность размещения самого комплекса непосредственно во взрывоопасной зоне, а также применение как внешнего электроснабжения, так и взрывозащищенных источников автономного питания. В качестве канала передачи данных также используется сотовая связь.

Третий тип — АКТЕЛ-СПУТНИК предназначен прежде всего для сбора информации с ответственных узлов измерения расхода газа, для которых критично получение информации в оперативном режиме, а также с применением защищенных отраслевых каналов связи. Решение предназначено для работы с корректорами/приборами учета расхода газа, размещенных как во взрывоопасной зоне, так и вне ее. В качестве канала связи используется система космической связи «Ямал», оператором которой является ОАО «Газпром космические системы».

Для требуемого уровня сбора и предоставления данных компанией разработано специальное интеграционное программное обеспечение, выполненное на обновленной платформе Web-Телеметрия 3.0, — технологический портал данных «Смартгаз» (рис. 5).

Отметим несколько ключевых возможностей портала: контроль учета потребления газа по нескольким

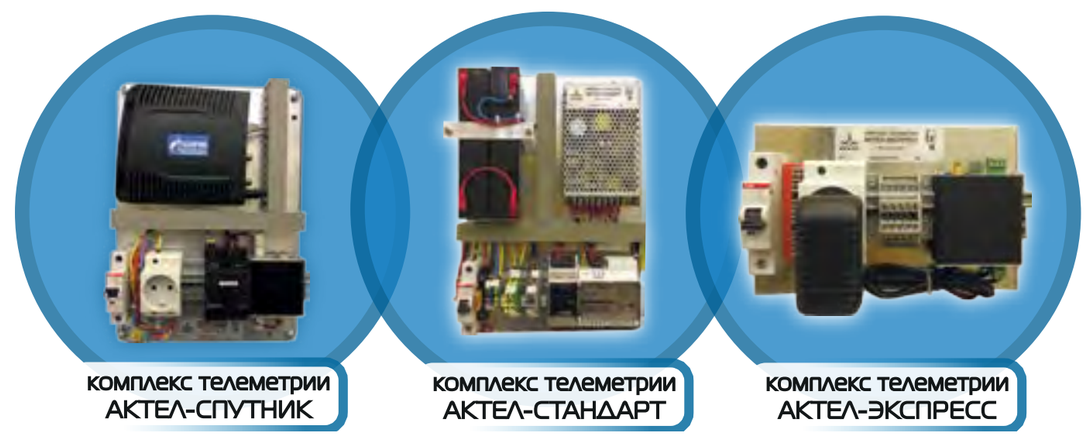


Рис. 4. Новые комплексы телеметрии АКТЕЛ

Рис. 5. Технологический портал данных «Смартгаз»

РГК; интеграция с системой АИС «Регионгаз»; групповая запись параметров качества газа; встроенные механизмы аналитики и анализа данных; возможность организации личных кабинетов потребителей для собственного контроля узлов учета расхода газа (УУГ) и дистанционного закрытия актов поставки газа.

Одна из важнейших задач автоматизации — сокращение ручного труда специалистов. Сейчас объем информации огромен и уже непосилен для детальной проработки даже большому штату специалистов. Поэтому в портал закладываются механизмы аналитики и автоматизированной обработки данных, направленные на выявление недобросовестных потребителей, факторов перебора газа, аномального потребления и работы корректора с событиями, влияющими на учет газа.

Постоянный мониторинг, сбор и анализ всех парамеров работы не только узлов учета газа, но и самих средств телеметрии, позволяют досконально следить за ситуацией, своевременно планировать обслуживание оборудования.

В заключение хотелось бы кратко остановиться на еще одной программной разработке компании «АКСИТЕХ» — Информационно-управляющей системе «ТОиР» (Техническое обслуживание и ремонты). Система «ТОиР» позволяет организовать прием, распределение и контроль выполнения аварийных и плановых заявок, оперативно следить за работоспособностью оборудования, оптимизировать маршруты объезда объектов и прочее (рис. 6). Именно данная система помогает подрядчику обеспечивать высокое качество обслуживания и при этом сокращать собственные трудозатраты, что в конечном итоге позволяет существенно снизить стоимость обслуживания и для заказчика.

Стоит отметить, что применение информационно-сервисной модели возможно не только в решении задач РГК, но также вполне подходит для нужд эксплуатации газовых сетей газораспределительными компаниями — необходимо только создать взаимовыгодные условия для работы оператора услуг в этой области.

Таким образом, применение информационно-сервисной модели в газовой отрасли уже сейчас открывает большие перспективы по увеличению процента оснащенности узлов учета газа потребителей средствами телеметрии в частности и повышению достоверности учета расхода газа в целом.

Рис. 6. Информационно-управляющая система «ТОиР» — система организации работ по СС и ТО

www.axitech.ru
contact@axitech.ru
+7 499 7000 222

Офис: 117246, Москва, Научный проезд, дом 19
Производство: Москва, Научный проезд, дом 20

АКСИТЕХ
ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗАЦИИ

ООО «АКСИТЕХ»

+10 лет опыта инноваций
+20 крупных проектов
+45 регионов присутствия
+5000 объектов автоматизации
+20000 произведено приборов

РОССИЙСКИЙ РАЗРАБОТЧИК И ПРОИЗВОДИТЕЛЬ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ

от измерительных приборов до уровня диспетчерского контроля. Компания предлагает комплексные энергоэффективные решения для мониторинга, управления и автоматизации технологических и обеспечивающих процессов предприятий топливно-энергетического комплекса и ЖКХ.

+ Системная интеграция
+ Экологический мониторинг
+ Информационная безопасность
+ Беспроводные технологии связи
+ Системы телеметрии и телемеханики
+ Взрывозащищенное оборудование
+ Элементы питания
+ Программное обеспечение
+ Проектирование
+ Строительно-монтажные работы
+ Пусконаладочные работы
+ Техническое обслуживание
+ Сервисное сопровождение
+ Подготовка специалистов

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ РОССИЙСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ ШУМА В ГРП

***Т. В. Ефремова**, к.т.н., доцент, доцент кафедры «Энергоснабжение, теплотехника, теплогазоснабжение и вентиляция» (ЭТиТГСВ) Института архитектуры и строительства Волгоградского государственного технического университета (ИАиС ВолгГТУ)*

***А. Ю. Тихвинская**, к.т.н., преподаватель ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»*

Сегодня, в эпоху стремительного развития технологических процессов и промышленных технологий, вопрос их воздействия на человека и окружающую среду не должен оставаться без внимания.

В промышленной энергетике вопрос шумового загрязнения имеет федеральный масштаб, требует серьезного внимания и современных решений. Ужесточение контроля со стороны экологических надзорных структур по данному вопросу вполне закономерно.

На большинстве тепловых электростанций (ТЭС), теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), газорегуляторных пунктов (ГРП) нашей страны уровень шумового воздействия от технологического оборудования не соответствует требованиям (> 100 дБА), устанавливаемым нормативной документацией (СП 51.13330.2011, СТО 70238424.13.140.001-2008, ГОСТ Р 54960-2012 и др.), что влечет за собой причинение вреда здоровью сотрудников служб эксплуатации ГГРП, ГРП ТЭС и ГРП ТЭЦ, жильцов близлежащих жилых районов, а также административную ответственность в виде штрафов, практика назначения которых, рано или поздно, будет распространена по всей территории РФ.

Одни из основных источников шумового загрязнения в существующих ГРП — запроектированные не в соответствии с современными нормами газопроводы и морально устаревшее газорегулирующее оборудование. По всей стране на предприятиях газовой и энергетической промышленности эксплуатируются узлы редуцирования газа на базе энергозависимых клапанов, дроссельных заслонок, морально устаревших образцов регуляторов давления газа, не имеющих в своем составе никаких эффективных решений по снижению уровня звукового давления и требующих постоянного обслуживания, а также дорогостоящей серьезной автоматизации процесса.

Актуальность этой проблемы очевидна, и российские заводы-изготовители предлагают различные решения для снижения уровня звукового давления, т.е. насыщают рынок шумоглушителями для регуляторов давления газа. Существует два типа шумоглушителей.

Устройства реактивного типа: поток газа разбивается на отдельные составляющие, которые меняют свое направление, теряют акустическую энергию и существенно уменьшают вихреобразование. После чего попадают в камеру расширения на выходе шумоглушителя. Не чувствительны к загрязнению твердыми частицами.

Устройства диссипативного типа: наполнители изготовлены из шумопоглощающего материала. Имеют большие габариты, металлоемкость и массу, вследствие чего требуют значительного пространства для монтажа. Возможно загрязнение звукопоглощающего наполнителя.

Рис. 1. Регулятор давления ФЛ «МЕТРАН» с монитором и двумя ступенями шумоглушения CPII + CPCII в составе ГРП (108 000 нм^3/ч)

Давайте попробуем разобраться в предлагаемых инженерных решениях, которые по сути представляют собой либо часть регуляторов давления газа, либо дополнение к ним. Ниже приведена таблица (табл. 1) с актуальными предложениями российских предприятий на отечественном рынке.

Для подготовки сравнительной таблицы были использованы материалы поставщиков и производителей из открытых источников — официальных сайтов компаний.

По результатам проведенного анализа подтверждение эффективности технологии шумоглушения на объектах транспорта газа, энергетики и газораспределения удалось найти у предприятия АО «ПГ «МЕТРАН» (Челябинск) (рис. 1).

По ряду показателей технология «МЕТРАН», объединяющая высокоточное редуцирование и эффективное шумоглушение, превосходит другие российские аналоги. Эта технология способна обеспечить наиболее высокую точность поддержания выходного давления (до ±1%),

Наименование завода-изготовителя	Наименование решения-изделия	Технические возможности	Модельный ряд	Совместимость с регуляторами других производителей	Величина снижения уровня шума, дБА	Расчет уровня шума в октавных полосах / Реальная эффективность на объектах
ООО Завод «Газпроммаш» (Саратов) http://www.gazprommash.ru/production/catalog/shg/	Шумоглушитель ШГ 	Понижение уровня шума при теоретической скорости потока на входе в шумоглушитель 80 м/с, не менее чем на 15 дБА. Потери расхода на шумоглушителе — до 20%	ШГ-16-25/50 — ШГ-16-200/400 PN16 ШГ-100-25/50 — ШГ-16-200/400 PN100	Нет	На 25	Нет информации
АО «ПГ «МЕТРАН» (Челябинск) https://termogaz.su/brands/metran/	3-ступенчатая система шумоглушения, применяемая в составе регуляторов давления «МЕТРАН» серия ФЛ	Высокоточное редуцирование и эффективное снижение уровня шума в одном устройстве	PN16 и PN100	Нет	На 45	Да / Эффективность доказана на множестве объектов на территории РФ Специальное обслуживание шумоглушителей не требуется
	CP и CPII 	1-я ступень: шумоглушитель в виде кольца из армированной стальной сетки для установки у седла клапана регулятора Устройство реактивного типа	DN25 — DN250		На 10	
	CPC и CPCII 	2-я ступень: шумоглушитель, выполненный в виде перехода с тремя камерами и перфорированными дисками, представляет часть регулятора Устройство реактивного типа	DN25 — DN250		На 25	
	СТП/10 и СТП/20 	3-я ступень: абсорбционный шумоглушитель для установки в выходной газопровод Устройство диссипативного типа	DN200 — DN1000		На 10	
ООО «Завод ПРОМГАЗ» (Саратов) https://zpromgaz.ru/shumoglushitel-shgp.html	Шумоглушитель ШГП 	Шумоглушители и их модификации предназначены для снижения повышенного звукового давления (шума), который возникает в результате технологического процесса редуцирования давления газа и иных возмущающих воздействий	ШГП 50/300 — ШГП 300/1000 PN16	Нет информации	На 25	Нет информации

Табл. 1. Актуальный перечень шумоглушителей, предлагаемых российскими производителями

низкий уровень шума в ГРП (до 70 дБА) и полную автономность (пуск и наладка регуляторов по показаниям манометров, нет необходимости в источниках энергии).

Из представленных решений технология «МЕТРАН» позволяет суммарно снизить уровень шума при редуцировании давления газа на 45 дБА, в то время как заявленные показатели других изделий ощутимо меньше — снижение обеспечивается всего лишь на 25 дБА.

Также производитель заявляет, что эффективная система шумоглушения «МЕТРАН» в составе регуляторов давления газа и линий редуцирования на их основе позволяет суммарно снизить уровень звукового давления в существующих ГРП до 70 дБА, что особенно актуально в районах плотной застройки крупных городов.

Системы шумоглушения в составе регуляторов давления газа активно интегрируются в состав проектов по реконструкции, техническому перевооружению, капитальному ремонту или новому строительству газорегуляторных пунктов и газораспределительных станций для ТЭЦ, ТЭС, РТС, ГРЭС и других подобных объектов, реализуемых энергетическими и газораспределительными предприятиями.

Предлагаем ознакомиться с реальным объектом, на котором применение технологии шумоглушения позволило полностью исключить все риски вреда для здоровья, связанные с шумовым загрязнением объекта: ГРП Выборгской ТЭЦ-17 (табл. 2, рис. 2).

Для соответствия современным требованиям нормативно-технической документации по снижению уровня шума необходим комплексный подход, который позволяет подобрать наиболее эффективный способ снижения шума и обеспечить соответствие объекта всем установленным стандартам.

Проведенный анализ технологических решений показывает, что производителей высокоэффективных решений по шумоглушению немного, но есть технологии, которые позволяют решить вопросы снижения уровня шума в ГРП без применения тепло- и шумоизоляции газопроводов, что определяется расчетами при проектировании.

Среди разработок по своим техническим и эксплуатационным характеристикам выделяется технология «МЕТРАН», полностью соответствующая стратегической политике импортозамещения Российской Федерации и объединившая в себе лучшие идеи европейских производителей.

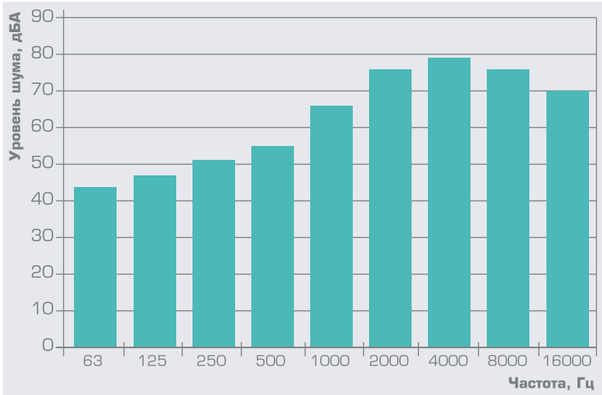


Рис. 2. Диаграмма уровня звукового давления в октавных полосах частот регулятора давления «МЕТРАН» ФЛ/200х400-CPCII DN 200х400 ANSI 300 RF на одной линии редуцирования ГРП Выборгской ТЭЦ-17. Эквивалентный уровень шума — 82 дБА

Наименование параметра	Величина параметра или примечание
Проектная производительность	186 760 нм^3/ч
Давление на входе: — максимальное — минимальное	 12 бар 6 бар
Давление на выходе	0,7 бар
Расход газа	46 690 нм^3/ч
Уровень шума, создающийся в процессе редуцирования, без применения систем высокоэффективного шумоглушения	108 дБА
Уровень шума, создающийся в процессе редуцирования, с применением систем высокоэффективного шумоглушения	82 дБА

Табл. 2. Параметры проекта ГРП Выборгской ТЭЦ-17

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 54960-2012 «Системы газораспределительные. Пункты газорегуляторные блочные и пункты редуцирования шкафные. Общие технические требования».
2. СТО Газпромрегионгаз 7.1-2011 «Технические требования к материалам, оборудованию и технологическим схемам блочных газорегуляторных пунктов, шкафных пунктов редуцирования газа».
3. ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности».
4. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».
5. СП 51.13330.2011 «Защита от шума» для уровня звука на постоянных рабочих местах в производственных помещениях без применения средств индивидуальной защиты и других ограничений.
6. СТО 70238424.13.140.001-2008 «Тепловые электрические станции. Экологическая безопасность. Акустическое воздействие (шум). Нормы и требования».

6–9 ОКТЯБРЯ 2020

GF

X ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ
О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
ПАРТНЁРЫ
uniper
OMV
ГАЗПРОМ АВТОМАТИЗАЦИЯ
Комита ГРУППА КОМПАНИЙ
ГАЗПРОМБАНК
ОРГАНИЗАТОР
EXPOFORUM
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР
ГАЗПРОМ
ТРУБНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ
ГМС ГРУППА
ЗАГОРСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД
БАНК РОССИЯ
ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2160, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU
GAS-FORUM.RU 18+

РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА СЕРИИ РДПВ ЭКФО ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ С ВЫХОДНЫМ ДАВЛЕНИЕМ ДО 10,0 МПА

ООО ПКФ «Экс-Форма» на протяжении более 29 лет является одним из ведущих игроков рынка промышленного газового оборудования. Компания за это время заслужила репутацию надежного поставщика высококачественного оборудования и ответственного партнера.

Многолетний опыт специалистов компании позволяет осуществлять разработку и изготовление газорегуляторного оборудования любой сложности, в том числе и для применения на объектах магистральных газопроводов. К ним относятся автоматизированные газораспределительные станции (АГРС ЭКФО).

В АГРС производства ООО ПКФ «Экс-Форма» применяется оборудование, включенное в «Реестр оборудования, технические условия которого соответствуют техническим требованиям ПАО «Газпром». В этом числе и уникальная разработка завода — магистральный регулятор давления газа РДПВ ЭКФО.

Магистральные регуляторы давления газа прямоточные РДПВ ЭКФО работают без использования постороннего источника энергии и предназначены для редуцирования давления газа и автоматического поддержания выходного давления АГРС на заданном уровне независимо от изменения входного давления и расхода газа. Управление регулятором осуществляется за счет энергии транспортируемого газа. В производстве регуляторов серии РДПВ ЭКФО применяются современные технологии и высококачественные материалы. Корпусные детали выполнены из нержавеющей стали, что обеспечивает повышенные ресурс и стойкость в эксплуатации.

Испытание регулятора РДПВ ЭКФО

Сборочный цех завода «Экс-Форма»

Основное преимущество регуляторов РДПВ ЭКФО — высокая точность поддержания выходного давления. Широкий диапазон рабочих характеристик, а также применение уникальной системы регулируемых дросселей, позволяющей настроить регулятор на нужный режим работы, дают возможность применять регуляторы практически в любых системах газораспределения, заменяя импортные аналоги.

В начале 2020 года запущена в производство серия регуляторов РДПВ ЭКФО с обновленным блоком управления. Блок управления исполнительным механизмом включает в себя стабилизатор с обратной связью и пилот. Основная особенность нового блока управления заключается в возможности изменять выходное давление стабилизатора. Это обеспечивает более тонкую настройку регулятора на необходимый режим работы. Там, где требуются большие расходы и быстрое реагирование регулятора, выходное давление стабилизатора увеличивается, где необходимы минимальные расходы и плавный режим работы без колебаний — давление уменьшается. В пилот блока управления встроен «мини-ускоритель», который при резком повышении выходного давления обеспечивает регулятору быстрое закрытие, сбрасывая управляющее давление в импульсный канал.

Приводом исполнительного механизма служит армированное мембранное полотно. Мембранный привод более чувствительный в сравнении с поршневым, так как точность поддержания выходного давления у таких регуляторов выше.

Технические параметры регулятора давления газа РДПВ ЭКФО

№	Технические характеристики	DN 25	DN 50
1	Условная максимальная пропускная способность при максимальном входном давлении, ст. м³/ч	24 012	73 884
2	Условная максимальная пропускная способность при минимальном входном давлении, ст. м³/ч	4995	15 369
3	Диапазон входных давлений, МПа (кгс/см²)	2–10 (20–100)	
4	Диапазон выходных давлений, МПа (кгс/см²)*	0,05–0,3 (0,5–3) 0,3–1,2 (3–12) 1,2–3,0 (12–30)	
5	Коэффициент условной пропускной способности, Kv	13	40
6	Диаметр седла (гильзы), мм	25	45
7	Ход гильзы, мм, не менее	7	12
8	Зона пропорциональности (класс точности АС), %	±1	
9	Давление закрытия, %, не более	5	
10	Зона нечувствительности, не более	1,6% от верхнего предела настройки	
11	Класс герметичности по ГОСТ 9544	IV	
12.	Соединение с газопроводом	Фланцевое, по ГОСТ 33259, исп. J	
13	Габаритные размеры (горизонтальное исполнение)		
	— строительная длина, мм	210	270
	— длина, мм	210	270
	— ширина, мм	405	390
	— высота, мм	430	435
14	Масса, кг, не более	55	68

** Диапазон выходных давлений обеспечивается заменой пилота и комплектом сменных пружин*

Регулятор РДПВ ЭКФО

При использовании регулятора РДПВ ЭКФО в качестве регулятора-монитора его дополнительно оснащают ускорителем, который увеличивает быстродействие регулятора и обеспечивает дополнительный уровень защиты от повышения выходного давления в случае выхода из строя пилота (например, в результате обмерзания).

В 2020 году в опытную эксплуатацию планируется запуск регулятора с ограничением расхода газа на базе пилота-ограничителя. Такая система необходима не только для возможности ограничения расхода газа у потребителя, но и для выравнивания нагрузки на регуляторы, которые работают параллельно в один выходной коллектор.

В разработке завода находится совместная схема работы регулятора РДПВ ЭКФО с турбодетандерными агрегатами. Установка регулятора до турбодетандера, но с забором импульса после него позволяет полностью использовать энергию транспортируемого газа турбодетандером для максимальной выработки электрической энергии и «холода». Регулятор в этом случае работает как монитор и полностью открыт. Снижение выходного давления происходит за счет сопротивления самого турбодетандера, но как только прекращается расход газа и давление на выходе начинает возрастать, регулятор вступает в работу, ограничивая повышение выходного давления.

Регуляторы серии РДПВ ЭКФО имеют увеличенный межсервисный интервал — семь лет, срок службы — 30 лет (с возможностью продления), гарантийный срок эксплуатации — 24 месяца.

ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ

ИСПЫТАТЕЛЬНЫЕ ЛАБОРАТОРНЫЕ УСЛУГИ, ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ И НОВИНКИ ООО ЭПО «СИГНАЛ»

Компания «Сигнал» образована в 1951 году. На протяжении длительного времени профильным и единственным направлением работы «Сигнала» было производство продукции специального назначения для авиационно-космической техники. В 1988 году компания вышла на рынок газового оборудования, став за несколько лет крупнейшим производителем регуляторов давления газа для газораспределительных сетей на территории стран СНГ и Восточной Европы, приборов учета газа и отопительной техники. В различных регионах России и других странах успешно эксплуатируются более 600 000 регуляторов давления «Сигнал», более 6 000 000 счетчиков газа различных типов и более 1 500 000 единиц котлов и газогорелочных устройств.

«Сигнал» — производственное предприятие полного цикла: обладает собственными литейными, механообрабатывающими, гальвано-химическими, инструментальными, лакокрасочными, штамповочными, листозаготовительными, сварочными, сборочными производственными цехами и участками, мощнейшим лабораторно-техническим комплексом и конструкторской школой. В компании работают более 2500 человек.

Обладая огромной производственной и научно-испытательной базой, а также высококвалифицированными кадрами, с 2017 года наша компания оказывает очень широкий спектр услуг в рамках проекта «Лабораторно-испытательный комплекс «Сигнал». Теперь услугами наших лабораторий и испытательных стендов могут воспользоваться внешние заказчики: предприятия-изготовители арматуры различных типов, приборов учета и преобразователей давления, а также сертификационные центры и аккредитованные испытательные лаборатории.

В составе лабораторно-испытательной базы «Сигнал»:

1. Лаборатория поверки и юстировки приборов учета, датчиков давления.
2. Испытательная лаборатория газовой редуцирующей и трубопроводной арматуры.
3. Контрольно-измерительная лаборатория (температурные испытания, вибровоздействие, ударопрочность, линейные перегрузки, электромагнитная совместимость, климатические испытания, толщина покрытий и т.д.).
4. Специальные лаборатории по определению воздействия давления.

5. Лаборатория исследования химического состава металлов.
6. Лаборатория неразрушающего контроля сварных соединений.
7. Испытательные стенды на всю линейку выпускаемого оборудования и т.д.

В 2019 году компания «Сигнал» завершила разработку и освоила серийное производство регуляторов давления газа нового поколения Venio-C.R5 (DN 50, DN 80, DN 100). При разработке регуляторов учтены передовой опыт ведущих мировых производителей газорегулирующего оборудования, современные требования и рекомендации газораспределительных организаций России к повышению надежности и безаварийной эксплуатации, качеству материалов и элементов конструкции, увеличению срока службы, удобству обслуживания, унификации конструктивных решений, интеграции газорегулирующего оборудования в системы телеметрии.

Наименование оборудования / видов испытаний
Арматура фильтрующая, до DN 500, PN 16
Арматура запорная, до DN 500, PN 16
Арматура предохранительная (клапаны сбросные), до DN 100, PN 16
Арматура защитная (клапаны запорные), до DN 300, PN 16
Арматура редуцирующая (регуляторы давления), до DN 200, PN 16
Пункты редуцирования/учета газа шкафные/рамные, до DN 100, PN 16, до 100 м³/ч
Пункты редуцирования/учета газа шкафные/рамные, до DN 100, PN 16, более 100 м³/ч
Пункты редуцирования/учета газа блочные, до DN 100, PN 16
Климатические испытания в камере тепла-холода TBV-1000 (на 1 н/ч)
Прочие виды испытаний (расход газа, вибровоздействие, стойкость лакокрасочного покрытия, ударопрочность, химический состав и проч.)
Оценка внешнего вида, комплектности, маркировки и упаковки на соответствие нормативным документам и технической документации на изделие
Проверка прочности и герметичности изделий с входным давлением до 10 МПа
Определение герметичности затворов запорной арматуры, а также рабочих, запорных, сбросных клапанов — как встроенных в редуцирующую арматуру, так и изготовленных в отдельных исполнениях
Определение пропускной способности изделий (рабочая среда — воздух; максимально возможная пропускная способность испытательного стенда до 1500 м³/ч)
Определение диапазона настройки, а также настройка на конкретное значение выходного давления (для редуцирующей арматуры)
Определение диапазона срабатывания предохранительной арматуры, настройки
Определение диапазона срабатывания защитной арматуры, а также ее настройки
Определение погрешности срабатывания предохранительной и защитной арматуры
Определение точности поддержания выходного давления для редуцирующей арматуры
Определение зоны нечувствительности для редуцирующей арматуры
Определение времени переходного процесса при изменении расхода для редуцирующей арматуры
Определение массы изделия
Определение габаритных размеров изделия
Определение перепада давления на фильтрующем элементе
Определение степени фильтрации фильтрующего элемента
Проверка работоспособности элементов передачи сигнала АСУТП
Определение толщины лакокрасочного и гальванического покрытия
Определение коррозионной стойкости защитных покрытий
Проведение климатических испытаний в диапазоне температур от –60 до +70 °С
Проведение эквивалентно-циклических испытаний на определение среднего срока службы изделий
Проверка изделий на стойкость к вибрации
Проверка изделий на стойкость к транспортной тряске
Нестандартные испытания по согласованию с заказчиком

Преимущества регулятора нового поколения Venio-C.R5 (DN 50, DN 80, DN 100):

- увеличение быстродействия на 40% (в сравнении с РДГ, РДБК);
- повышенная точность регулирования — до 2,5%;
- модульная конструкция с возможностью дооснащения на единой базе (регулятор + ПЗК + монитор), без доработки газопровода;
- обеспечение гарантированно стабильной работы при минимальных расходах (1% от $Q_{макс}$);
- высокое качество материалов: импульсные трубопроводы, основные детали — нержавеющая сталь;
- система телеметрии ПЗК в базовом исполнении;
- система мониторинга параметров работы регулятора Ratio монтируется непосредственно на корпус (опция);
- система дистанционного управления — телемеханика (опция);
- функциональная замена морально устаревших регуляторов типа РДГ, РДБК, РДУК, РДНК, РДК;
- функциональная замена дорогостоящих аналогов в рамках программы импортозамещения.

Система мониторинга данных «Ratio» — это система сбора и передачи ключевых параметров работы регулятора. Товарный знак «Ratio» запатентован, является собственностью компании «Сигнал». Система контролирует следующие параметры:

P_e — давление на входе регулятора;
P_a — давление на выходе регулятора;
T_e — температура на входе регулятора;
T_a — температура на выходе регулятора;
Z — положение ПЗК (концевой выключатель).

Монтаж блока и датчиков производится на корпус регулятора (либо в колонку-манифольд). Протокол передачи данных: открытый RS485.

В 2019–2020 годах расширен ассортимент выпускаемого газорегулирующего оборудования:

- в линейку бытовых регуляторов Venio-A-15, Venio-A-35 добавлен регулятор Venio-A-50 с пропускной способностью до 50 м³/ч;
- линейка промышленных регуляторов дополнена регуляторами типа РДБК с номинальным диаметром прохода DN 50, прямоточными регуляторами Venio-C с номинальными диаметрами прохода DN 100;
- линейка сбросных клапанов дополнена клапанами КПС-32, функциональными и более современными аналогами клапанов типа ПСК-50;
- линейка запорных клапанов дополнена клапанами КП3 с номинальными диаметрами прохода DN 80 и DN 100;
- ассортимент фильтров расширен за счет начала серийного выпуска литых фильтров ФГ с номинальными диаметрами DN 32 и DN 40.

СТАЛЬНЫЕ ШАРОВЫЕ КРАНЫ БРОЕН БАЛЛОМАКС С ИННОВАЦИОННОЙ КОНСТРУКЦИЕЙ СЕДЛА

Функция DPE (Double piston effect)	Повышение надежности шарового крана в 2 раза за счет эффекта «двойного поршня» под действием давления рабочей среды на седло.
HNBR-вставка (гидрированный бутадиен-нитрильный каучук)	Обеспечение оптимального прилегания к поверхности шаровой пробки, долговременное противодействие возможным механическим примесям газообразной рабочей среды.
Дополнительный «скребок»	Увеличение ресурса работы шарового крана за счет очистки поверхности шаровой пробки от загрязнений и защиты основного уплотнения от повреждений.
Система подачи аварийной смазки	Восстановление герметичности в случае повреждения мягкой HNBR-вставки без демонтажа крана.
Шар в опорах	Значительное снижение крутящего момента шарового крана за счет переноса опорных усилий с уплотнительных седел на полуоси шаровой пробки и, как следствие, снижение времени на перекрытие рабочей среды в аварийных ситуациях.

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	ПОКАЗАТЕЛИ
Диаметр (DN)	300–1200
Номинальное давление (PN)	16 (1,6 МПа)
Направление потока рабочей среды	Двустороннее
Класс герметичности	А по ГОСТ 9544-2015
Климатическое исполнение	У1/УХЛ1 по ГОСТ 15150-69
Присоединение к газопроводу	Сварка/сварка; фланец/фланец (возможно их комбинирование)
Ресурс до списания	Для DN 300–1000 не менее 2000 циклов; Для DN 1200 не менее 500 циклов
Срок службы до списания (не менее)	40 лет
Гарантийный срок эксплуатации	60 мес. с момента ввода в эксплуатацию, но не более 66 мес. с момента изготовления

140480, МО, г. Коломна, с. Нижнее Хорошово, ул. Николая Птицына, д. 42
109129, Москва, ул. 8-я Текстильщиков, д. 11, стр. 2
Тел.: +7 (495) 228 11 50, info@broen.ru, www.broen.ru

ПОЛНАЯ ТАБЛИЦА ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

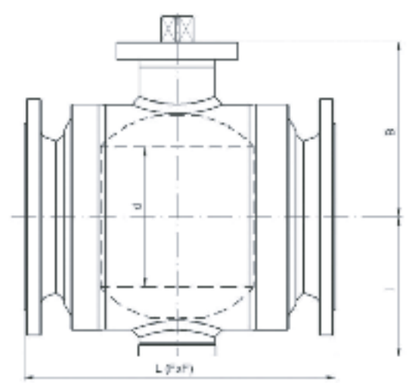
НАИМЕНОВАНИЕ	ПОКАЗАТЕЛИ
Диаметр (DN)	300–1200
Номинальное давление (PN)	16 (1,6 МПа)
Рабочая среда	Природный газ
Направление потока рабочей среды	Двустороннее
Класс герметичности	А по ГОСТ 9544-2015
Климатическое исполнение	У1/УХЛ1 по ГОСТ 15150-69
Температура рабочей среды (°С)	от –20 до +80 по ГОСТ Р 56001-2014
Ресурс до списания	Для DN 300–1000 не менее 2000 циклов; для DN 1200 не менее 500 циклов
Срок службы до списания (не менее)	40 лет
Присоединение к газопроводу	Сварка/сварка; фланец/фланец (возможно их комбинирование)
Вероятность безотказной работы за назначенный ресурс (не менее)	0,95
Тип конструкции корпуса крана	Цельносварной
Тип проточной части корпуса крана	Полнопроходная
Тип исполнения запорного органа	Шар в опорах
Конструкция седла	Реверсивное, обеспечивающее герметичность при подаче рабочей среды в двух направлениях (double piston effect)
Конструкция шпинделя	Антивыбросная
Управление краном	Возможна комплектация редуктором, электроприводом, пневмоприводом, пневмогидроприводом
СПЕЦИФИКАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ	
Корпус крана	Легированная сталь 09Г2С
Патрубок крана	Легированная сталь 09Г2С
Шар	Сталь A350LF2 Class 1 с защитным гальваническим покрытием, толщиной 35 мкм и твердостью 900HV
Подшипники опор шара	Металлофторопластовая лента с эффектом самосмазывания
Уплотнение седла	HNBR
Кольцевые уплотнения	Нитрил
Шпиндель	Коррозионностойкая сталь 14Х17Н2
Уплотнение шпинделя	PTFE+HNBR
Покрытие	Для наземного исполнения: двуслойное защитное антикоррозионное покрытие нормального типа на основе полиуретановых смол, толщиной не менее 100 мкм; Для подземного исполнения: полиуретановое покрытие усиленного типа по ГОСТ 9.602-2016

ГАРАНТИЙНЫЙ СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ

60 мес. с момента ввода в эксплуатацию, но не более 66 мес. с момента изготовления

СЕРТИФИКАТЫ

- Сертификат соответствия СДС ГАЗСЕРТ
- Декларация соответствия ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»
- Декларация соответствия ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»
- Сертификат соответствия требованиям ГОСТ Р ISO 9001-2015 «Системы менеджмента качества. Требования»



БРОЕН
СДЕЛАНО В РОССИИ

ЛАБОРАТОРНАЯ ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ПОЛИМЕРНОГО ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ СТАЛЬНОГО МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

М. В. Ретивых, У. Ю. Цюцькома

Защита стального трубопровода от коррозии и механических повреждений на протяжении всего жизненного цикла газовой трубы была и остается актуальной проблемой для производителей трубопроводов и добывающих организаций.

Типы конструкций защитных покрытий стальных трубопроводов в зависимости от видов материалов, условия их нанесения, а также требования к ним зафиксированы в региональных и отраслевых нормативных документах.

Долгое время основными поставщиками композиций для антикоррозионной изоляции были иностранные компании, однако с 2011 года в России стали применять уникальные отечественные покрытия, не уступающие в прочностных и адгезионных свойствах западным аналогам и значительно упрощающие технологию нанесения, что привело к вытеснению зарубежных производителей с российского рынка.

Требования к наружным покрытиям магистральных труб заводского нанесения для строительства, реконструкции и капитального ремонта подземных и морских трубопроводов жестко нормируются. Технические требования устанавливают нормативные значения контролируемых параметров многослойного покрытия и требования к материалам, входящим в его состав, и содержат набор показателей, позволяющих при комплексной оценке сделать заключение о качестве покрытия и спрогнозировать сроки эксплуатации изолированной трубы.

Для каждого слоя изоляционного покрытия предусмотрен набор измеряемых показателей, также исследуется покрытие целиком и фрагменты готового изделия: стального трубопровода с покрытием.

В допустимый минимум исследований для готового фрагмента многослойного полимерного покрытия входят:

— толщина;
— относительное удлинение при разрыве;
— усадка покрытия при 140 °С.
— стойкость покрытия к термостарению, которая оценивается по величине относительного удлинения покрытия при разрыве после выдержки его на воздухе в течение 100 суток при температуре 110–120 °С.

Для фрагмента защищенного покрытием металла:

— диэлектрическая сплошность до и после удара;

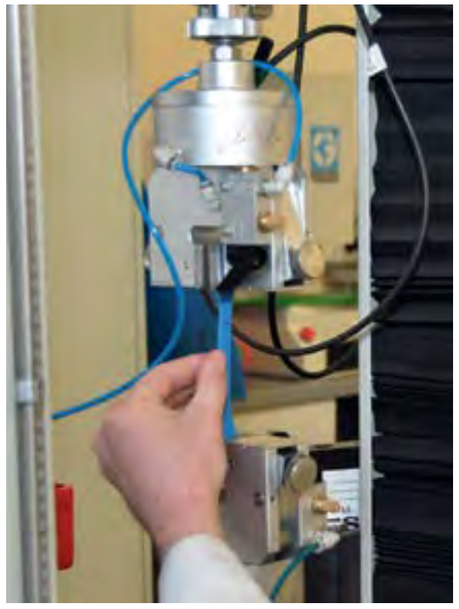


Рис. 1. Универсальная испытательная машина

— адгезия до и после выдержки в воде;
— переходное сопротивление покрытия;
— площадь отслаивания при катодной поляризации;
— устойчивость к термоциклированию.

Лаборатория, обеспечивающая возможность проведения полного цикла работ по контролю качества покрытия газовой трубы, контрольных и периодических испытаний, должна быть оснащена следующим минимумом испытательного оборудования и средств измерения:

1. **Универсальная испытательная машина** (рис. 1) — это многофункциональный испытательный прибор, позволяющий оценивать прочностные свойства материала при различных типах деформации (растяжение, сжатие, изгиб), содержит модуль упругости и секущий модуль. Прибор также может быть применен для оценки адгезии методом «сдвига», «отслаивания» или «грибка». Дооснащение машины термокриокамерой позволяет моделировать различные температурные условия в пределах температурных пределов эксплуатации материала. Для проведения испытаний потребуется приобретение набора вырубных ножей, экстензометра, толщиномера.
2. **Дифференциальный сканирующий калориметр** (рис. 2) — позволяет оценивать тепловые эффекты фазовых переходов первого и второго рода, реакций отверждения и термодеструкции, и может быть использован для оценки степени и теплоты отверждения эпоксидов, степени кристалличности полимеров, температур плавления, кристаллизации, стеклования, а также оценки термостабильности и термостарения полимера.

Рис. 2. Дифференциальный сканирующий калориметр

Рис. 3. Электроискровой дефектоскоп

3. На термостабильность, плотность и механическую прочность изоляционного покрытия, стойкость к УФ-воздействию влияет количество не только стабилизаторов, но и технического углерода и иных минеральных наполнителей, процентное содержание которых в защитном покрытии, как правило, строго определено. Для их количественной оценки применяется метод термогравиметрии, который инструментально реализуется либо в **трубчатых печах** с возможностью продувки инертным газом, либо с помощью **автоматических термомикровесов**.
4. **Электроискровой дефектоскоп** (рис. 3) необходим для оценки диэлектрической сплошности покрытия. Сохранность диэлектрической сплошности покрытия после удара **шаровым копром** служит маркером оценки прочности покрытия при ударе.
5. Технические требования к полиэтиленовым покрытиям предполагают испытания удельного объемного электросопротивления. Метод реализуется на **тераомметре** с электродами разной формы при напряжении 1000 В.
6. Для измерения показателя текучести расплава применяется **экструзионный пластометр** полуавтоматического или механического действия (рис. 4) и **секундомер**.
7. Температура размягчения оценивается с помощью либо **термомеханического анализатора** (рис. 5), либо **анализатора теплостойкости**.
8. Устойчивость к термоциклированию и стойкость материала к растрескиванию оценивается при определенных нормативным документом климатических условиях. Для этого необходимо наличие **термокамеры** или **термостата**, поддерживающего температуру с заданной точностью.

Рис. 4. Пластометр полуавтоматического действия

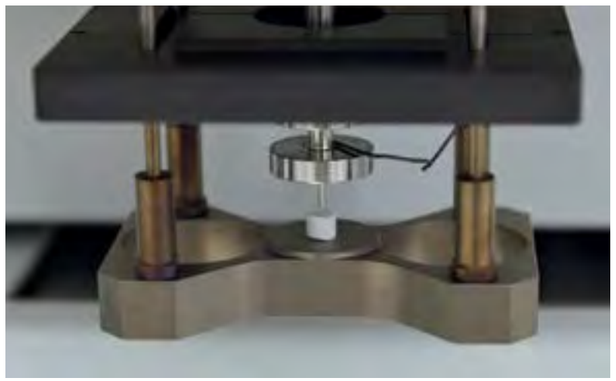


Рис. 5. Динамо-механический анализатор

Оснащение лаборатории указанным оборудованием обойдется недешево, однако на рынке услуги по испытаниям оказывают ряд коммерческих лабораторий, имеющих аккредитацию на такую деятельность.

Востребованность услуг аккредитованных многофункциональных центров, снабженных подобным оборудованием, со стороны компаний-производителей полимерных защитных покрытий и потребителей их продукции обусловлена не только необходимостью проведения периодических испытаний или испытаний для сертификации продукции, но и заинтересованностью в доработке рецептур и технологий нанесения покрытия для улучшения его эксплуатационных свойств.

LD® PRIDE

Латунные шаровые краны

Надежные шаровые краны полностью из российского сырья

для жидких и газовых сред

10 ЛЕТ ГАРАНТИИ

30 лет СРОК СЛУЖБЫ

СТРАХОВКА

СЕРТИФИЦИРОВАНЫ ПАО «ГАЗПРОМ»

ДОПУЩЕНЫ НА ПИТЬЕВУЮ ВОДУ

ISO CE EAC

ld-pride.ru ld_russia vk.com/chsgs

СДЕЛАНО В ЧЕЛЯБИНСКЕ

ТРАНСФОРМАЦИЯ 2020

2020 год в силу происходящих мировых событий стал маркером как для бизнеса в целом, так и для людей, стоящих за этими процессами. Время трансформаций, как сказали бы эксперты. Многие смогли в полной мере прочувствовать себя антикризисными менеджерами. Это время получить ответы на многие вопросы, которые ранее казались риторическими.

Почему группа компаний (ГК) LD за свою более чем 18-летнюю историю так настойчиво развивает и пропагандирует полный цикл производства на своих предприятиях? Все очень просто: это независимость от скачков курса валют, от срыва поставок иностранных комплектующих. То, что естественно и обыденно для стратегических отраслей экономики государства (ВПК, тяжелое машиностроение и т.д.), теперь показывает свою эффективность и в производстве инженерного оборудования. Именно такая политика позволяет ГК LD выстоять в этой непростой экономической ситуации. Все то, из-за чего сейчас страдают многие российские компании, связанные с иностранными поставщиками комплектующих, группа компаний LD устранила на ранней стадии развития. Отечественное сырье, собственный станочный парк позволили сгладить весь негативный эффект от кризиса на рынке. Слаженная работа всех подразделений заводов группы компаний дала возможность молниеносно среагировать на вызовы времени и выполнить свой гражданский долг перед обществом.

В условиях распространения коронавирусной инфекции завод ООО «ЛД ПРАЙД», входящий в состав ГК LD, в кратчайшие сроки освоил производство латунных кранов для медицинского газоснабжения кислородом аппаратов ИВЛ.

LD Pride Oxygen — латунный шаровой кран с рабочим давлением не более 1,6 МПа (16 кг/см^2). Шаровые краны LD Pride Oxygen изготавливаются из латуни согласно ГОСТ 15527-2004. Корпусные детали, шаровая пробка покрыты никелем, что обеспечивает дополнительную коррозионную стойкость и долговечность, и являются полностью инертными при взаимодействии с кислородом, не выделяют вредных химических веществ. Ручка с монтажными проушинами изготовлена из алюминиевого сплава с полиуретановой порошковой окраской. Гарантия производителя — пять лет с даты ввода в эксплуатацию.

Возможные варианты присоединений:

1. Под медную трубку: наружный диаметр входной трубки 8, 10, 12 мм по ГОСТ 617-2006;
2. Резьбовое присоединение — выходной штуцер корпуса крана — G1/4 с возможными вариантами переходников:

Стальной шаровой кран LD Energy DN1000

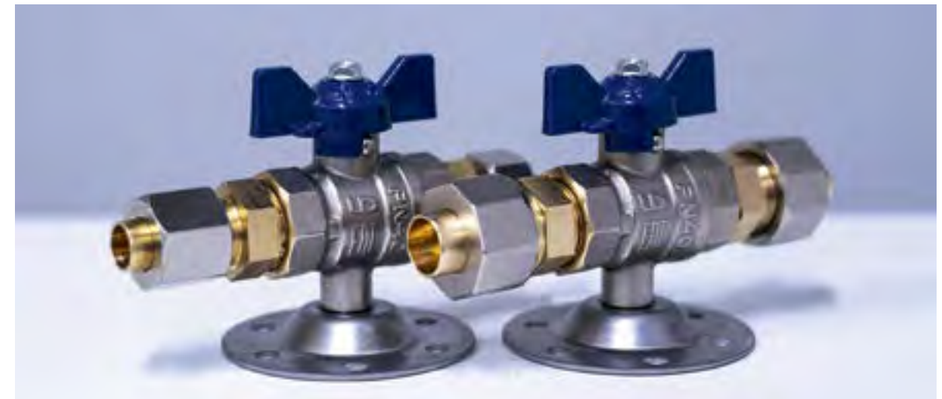
— переходник «елочка» G1/4 на Ду 6/9;
— переходник к кислородному крану ¼ на ¼;
— переходник к кислородному крану ¼ на M15*1,5.

Возможна поставка отдельно переходников.

Оперативность трудового коллектива группы компаний была оценена по заслугам и получила благодарность от Министерства здравоохранения Челябинской области. Руководителям министерств и департаментов здравоохранения субъектов Российской Федерации было рекомендовано рассмотреть варианты сотрудничества с ООО «ЛД ПРАЙД».

В это же время на заводе «ЧелябинскСпецГражданСтрой» освоено производство стальных шаровых кранов LD Energy и LD Energy Gas Dn 1000. Краны марки LD представляют собой стальные шаровые краны промышленного назначения, предназначенные для монтажа в системах тепловодоснабжения, на трубопроводах для транспортировки нефти и газа, а также агрессивных сред в химической промышленности.

Шаровые краны Energy Gas — это сочетание передовых инженерных решений, воплощенных в продукции LD. Конструкция кранов Energy Gas основана на собственных уникальных разработках, которые повышают эксплуатационные характеристики, надежность и срок службы.



Кислородные краны LD Pride Oxygen

Цельносварные шаровые краны Energy Gas не имеют каких-либо резьбовых разъемов на корпусе, через которые возможна протечка при динамических нагрузках на трубопровод. Высокое качество шаровых кранов Energy Gas обеспечивает максимальную герметичность класса «А» по ГОСТ 9544.

С целью снижения крутящего момента открытия-закрытия у кранов больших диаметров между шпинделем и горловиной установлен радиальный подшипник скольжения из материала с низким коэффициентом трения. Система уплотнения из трех колец круглого сечения существенно повышает надежность и безопасность кранов. Шпиндель кранов LD имеет бурт, диаметр которого превышает диаметр отверстия горловины, что препятствует «выбросу» шпинделя из корпуса крана под давлением рабочей среды. Шаровая пробка изготавливается методом холодной штамповки с фрезеровкой отверстия под хвостовик шпинделя, несколько превышающей линейные размеры хвостовика. Это сделано для того, чтобы предотвратить негативное влияние на работу шарового крана при работе с газообразными рабочими средами, которые, находясь в закрытом пространстве, могут расширяться вследствие высокой наружной температуры трубопровода. В конструкции крана LD Energy Gas Dn 1000 добавились конические переходы для уменьшения гидравлического сопротивления.

LD Pride Oxygen смонтирован в ГКБ №2 (Челябинск)

Группа компаний LD строит дальнейшие планы по развитию номенклатурного ряда, технического совершенствования уже имеющейся продукции, и будет и впредь оперативно реагировать на запросы эксплуатирующих организаций и вызовы времени.

В период режима повышенной готовности из-за угрозы распространения коронавирусной инфекции ГК LD перенесла серию своих практических семинаров в онлайн-режим. С апреля по май прошли уникальные вебинары, в том числе с испытаниями в прямом эфире по следующим темам: «Латунные шаровые краны. Сравнения и испытания», «Стальные шаровые краны. Особенности различных конструкций», «Краны для КИПИА. Кран для спуска воздуха. Область применения», «Трехэксцентриковые поворотно-дисковые затворы LD. Сравнительный анализ», «Фланцы стальные плоские марки LD. ГОСТ и отклонения от ГОСТ», «Продукция LD для сферы ЖКХ и стройки». Вебинары посетило несколько тысяч человек, что также говорит об интересе к продукции LD. Компания смогла настроить удаленную работу региональных филиалов, что позволило не допустить срывов сроков поставки трубопроводной арматуры по всей России.

ГК LD оказалась готова к трансформациям, показав себя как отлаженная система.

ТРУДНОСТИ РАСЧЕТА МАКСИМАЛЬНЫХ ЧАСОВЫХ РАСХОДОВ ГАЗА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ СОЗДАНИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

***М. Ю. Шумилин**, специалист АО «Газпром газораспределение Майкоп»*

Жизненный цикл сетей газораспределения с точки зрения технической эксплуатации включает в себя комплекс работ — начиная от ввода в эксплуатацию газопроводов, технических и технологических устройств и заканчивая их консервацией, утилизацией (ликвидацией) при выводе из эксплуатации [1]. Основой для реализации большей части из указанных работ в той или иной степени является модель сети. Так, при проектировании сетей газораспределения (строительстве, капитальном ремонте, реконструкции) выполняется гидравлический расчет. На его основе создается гидравлическая модель сети. При контроле давления газа и управлении режимами сетей газораспределения производится оценка граничных условий — давления газа, объема потребления в узлах модели. При осмотрах технического состояния используются маршрутные схемы.

Внедряемые в настоящее время в газораспределительных организациях (далее — ГРО) ГИС-системы выполняют гораздо более широкий спектр функций. За счет применения GPS-трекеров контролируются процессы мониторинга технического состояния газопроводов, за счет компьютерного построения связных графов реализуется моделирование технологических процессов, в том числе аварийных ситуаций — при отключениях отдельных участков. Модели становятся все более детальными, расчеты — более точными.

Несмотря на то, что нововведения в совершенствовании моделей появляются все чаще и чаще, до сих пор находятся не до конца разрешенные задачи. Одна из таких задач — определение расчетного часового расхода газа у потребителей эксплуатируемых сетей для выполнения гидравлических расчетов, а также для последующего создания динамической модели сети.

Действующая нормативная документация, в частности, СП 42-101-2003 [2], обеспечивает проектировщиков и других инженеров достаточным числом методов определения часовых расходов газа для населенных пунктов в целом и их отдельных частей. Определение часового расхода газа отдельных потребителей производится либо посредством сложения номинальных расходов установленных приборов с учетом коэффициента одновременности, либо на основании теплотехнических расчетов определением потребности в топливе [3].

Указанные способы расчета на протяжении многих лет служат надежной опорой при построении моделей сетей. При выполнении проектных работ они до сих пор остаются безальтернативными. Тем не менее, при построении модели действующих, эксплуатируемых десятилетиями сетей существующие способы отчасти теряют свою актуальность. Так, применение при строительстве новых материалов типа пено- или газоблоков или современных утеплительных материалов существенно снижает потребность в тепле для отопления и, соответственно, расходы газа. С другой стороны, сопоставимые по отапливаемой площади здания в силу различных обстоятельств могут потреблять кратно больше природного газа при сравнении одного с другим. При этом стоит отметить, что показатель максимального часового расхода газа оказывается ключевым при проведении расчетов.

Один из возможных вариантов решения указанной проблемы — автоматическое определение максимальных часовых расходов газа у потребителей на основании данных поставщика природного газа о месячных расходах.

На основании рекомендаций [5] моделирование реальных процессов газораспределения в системе следует выполнять на фактических значениях давления, объемов поступления газа в систему и его подачи потребителям. Фактические расходы газа для потребителей принимают следующим образом:

— для коммунальных, промышленных и сельскохозяйственных потребителей — по данным замерных устройств (ПУГ);
— для бытовых нужд населения — по данным газовых счетчиков, в случае их отсутствия — по нормам потребления газа, сбалансированным с объемами поставок газа через ГРС или ПРГ, где фактический расход газа известен.

Именно приведение расходов газа по данным ПУГ в состояние баланса с имеющимися сведениями — основной и наиболее объективный способ определения максимального часового расхода газа у потребителей. Однако при рассмотрении возможности сбалансирования приходится сталкиваться с целым набором проблем.

Сравнение часовых расходов газа на основании сведений от бытовых газовых счетчиков с данными доступных замерных узлов (объемами поставок газа ГРС или ПРГ) — вполне логичный процесс, однако на практике трудноосуществимый. Во-первых, проведение замера часового расхода газа непосредственно у потребителей — чрезвычайно трудозатратная процедура, осложненная, в том числе, человеческими факторами вроде необеспечения доступа в помещение.

Во-вторых, приведение суммарного расхода всех ПУГ при проведении неодновременного замера в состояние баланса с данными доступных замерных узлов не учитывает индивидуальных особенностей потребления. Также не учитываются неравномерности потребления в зависимости от времени суток: ведь на этот фактор оказывают влияние температура наружного воздуха, инсоляция, увеличение потребления в утреннее и вечернее время и т.д.

В свете вышеизложенного единственным способом применения сведений о расходах ПУГ становится использование данных о месячных расходах. Эти данные относительно доступны — поставщик газа ежемесячно получает такие сведения непосредственно от потребителей. При наличии информации от поставщика газа о месячных расходах конкретного потребителя в теплое и холодное время года мы имеем возможность получить месячный расход газа конкретного потребителя на отопление в холодное время года по простой формуле:

$$Q_{\text{МО}} = Q_{\text{З}} - Q_{\text{Л}}, \qquad (1)$$

где $Q_{\text{МО}}$ — максимальный месячный расход газа на отопление;

$Q_{\text{З}}$ — месячный расход газа в зимнее время;

$Q_{\text{Л}}$ — месячный расход газа в летнее время.

Предположим, что зависимость расхода газа на отопление от температуры наружного воздуха носит линейный характер. Тогда на основании сведений о среднемесячной температуре воздуха следует рассчитать соответствующий данной температуре расход газа, а затем, используя условный коэффициент приведения, сбалансировать сумму расходов каждого потребителя на отопление со значением максимального часового расхода газа на конкретной ГРС.

В виде формулы описанный способ будет выглядеть следующим образом:

$$Q_{\text{ЧО}} = k(Q_1 + Q_2 + Q_3 + \ldots + Q_n), \qquad (2)$$

где $Q_{\text{ЧО}}$ — расчетный максимальный часовой расход газа на ГРС на отопление, представляющий собой разницу между общим максимальным часовым расходом газа в зимнее время и максимальным часовым расходом газа в летнее время на ГРС, определяемый по формуле (1);

k — условный коэффициент приведения;

$Q_1 + Q_2 + Q_3 + \ldots + Q_n$ — месячные расходы газа на отопление каждого потребителя.

Поскольку $Q_{\text{ЧО}}$, очевидно, будет меньше суммы месячных расходов всех потребителей, то значение k будет меньше 1. При этом произведение условного коэффициента k на месячный расход газа на отопление n-го потребителя $Q_n - kQ_n$ — численно будет равно максимальному часовому расходу газа на отопление.

По аналогии с формулой (2) рассчитаем максимальный часовой расход газа на приготовление пищи и горячее водоснабжение:

$$Q_{\text{ГВС+П}} = k_1(Q'_1 + Q'_2 + Q'_3 + \ldots + Q'_n), \qquad (3)$$

где $Q_{\text{ГВС+П}}$ — расчетный максимальный часовой расход газа на ГРС на приготовление пищи и горячее водоснабжение;

k_1 — условный коэффициент приведения;

$Q'_1 + Q'_2 + Q'_3 + \ldots + Q'_n$ — месячные расходы газа на горячее водоснабжение и приготовление пищи.

В соответствии с формулой (3) произведение условного коэффициента k_1 на месячный расход газа на горячее водоснабжение и приготовление пищи n-го потребителя $Q'_n - k_1 \cdot Q'_n$ — численно будет равно максимальному часовому расходу газа на горячее водоснабжение и приготовление пищи.

Таким образом, для описанной ситуации (когда все потребители обеспечены ПУГ) расчет максимального часового расхода газа для каждого потребителя производится в следующем порядке:

— получаем данные о максимальном часовом расходе газа на ГРС в летнее и зимнее время;
— получаем данные о месячном потреблении каждого потребителя за летний и зимний месяцы на основании данных ПУГ от поставщика газа;
— производим расчет максимального часового расхода газа всех потребителей отдельно для целей отопления и для целей приготовления пищи и горячего водоснабжения по формуле (1);
— производим расчет максимального часового расхода газа на отопление kQ_n на основании формулы (2);
— производим расчет максимального часового расхода газа на пищеприготовление и горячее водоснабжение $k_1Q'_n$ на основании формулы (3).

Сложив величины $(kQ_n + k_1Q'_n)$, получаем требуемую для гидравлического расчета сетей величину максимального часового расхода газа каждого потребителя.

Однако в этой связи возникают вопросы:

— существует ли в принципе возможность применения указанных сведений для расчета величины максимального часового расхода газа?
— возможно ли получить сведения о максимальном часовом расходе газа из среднего часового расхода газа за месяц?
— будет ли обоснован такой подход с точки зрения существующих (действующих) методик, нормативных актов?

В настоящее время проводятся исследования относительно возможности реализации описанного метода, в том числе с математическим обоснованием, соответствующим установленным нормам и правилам.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 54983–2012. Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация. Введ. 2013–01–01. — М.: Стандартинформ, 2013.
2. СП 42–101–2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. — Москва: Издание официальное, 2003. — 165 с.
3. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения: МДК № 4–05.2004 (утв. зампред. Госстроя России 12.08.2003 г.).
4. *Белоновский П. В., Влацкая И. В.* Автоматизация мониторинга обслуживания газораспределительных систем Оренбургской области. УДК 66.073.5 (043) / Оренбургский государственный университет. Режим доступа: https://elibrary.ru/item.asp?id=24097616
5. Р Газпром 2–1.17–584–2011 «Газораспределительные системы. Типовые технические решения по созданию гидравлической модели системы газоснабжения». — ОАО «Газпром», 2010.
6. *Попов Н. А.* Автоматизация систем теплогазоснабжения и вентиляции. Учебное пособие / Н. А. Попов — Новосибирск: НГАСУ (Сибстрин), 2008. — 101 с.

Газ-Тел
ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ

Разработка и промышленное изготовление комплексов телемеханики и приводной техники

МАК

МОДУЛЬ АВТОНОМНЫЙ КРАНОВЫЙ ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ КРАНОВЫМ УЗЛОМ

Целостность, компактность и уникальность

Автономные и интегрированные исполнения

Быстродействие и абсолютная надежность перестановки шаровых кранов больших диаметров

Электрические, пневматические, гидравлические, пневмогидравлические приводы собственного производства

Отсутствие несанкционированного доступа к узлам системы отбора давления газа и ручному дублеру привода

Удобство эксплуатации

ООО «Газ-Тел», г. Липецк
+7 (4742) 500-100 / 500-400
info@gaz-tel.com, gaz-tel.com
Сделано в России

НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ НАРУЖНЫХ ЗАВОДСКИХ ПОКРЫТИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

М. В. Анисимов, А. Ю. Верхотурова

Сохранность стального трубопровода для нефтяной и газовой промышленности от коррозии и механических повреждений в процессе транспортировки, монтажа и на протяжении всего срока эксплуатации представляет актуальный вопрос для производителей труб, полимерных, битумных и бетонных покрытий и добывающих организаций. Изолирующий слой должен обладать монолитностью, водонепроницаемостью, высокой адгезией к металлу, стойкостью к действию факторов окружающей среды и механической прочностью. Однако для прокладки трубопроводов в сложных геологических условиях, для защиты от механических повреждений при строительстве, реконструкции, ремонте и в процессе эксплуатации, в частности, от непосредственного воздействия острых частей грунта при протаскивании плети трубопровода, а также для усиления конструкционной и конструктивной прочности трубопроводов первичной изоляции может быть недостаточно, и производители разрабатывают технологии для дополнительной защиты готовых наружных заводских покрытий трубопроводов.

На российском рынке представлено несколько решений с применением стеклонаполненных термореактивных соединений либо цементно-бетонных смесей.

В таблице приведен сравнительный анализ физико-механических и эксплуатационных свойств покрытий марок GRP, PROMOGLASS® (производство Польши), BKP BEROLINA (Германия), а также защитного бетонного покрытия в стальной оцинкованной оболочке производства ООО «БТ СВАП» (Россия), наружного защитного бетонного покрытия производства ООО «ТПТ» (Россия) и покрытия на основе стеклонаполненного термопласта «Кольчуга» производства АО «МЕТАКЛЭЙ» (Россия).

Новое на рынке и принципиально отличающееся от продукции конкурентов стеклопластиковое покрытие «Кольчуга» на основе термопласта было разработано АО «МЕТАКЛЭЙ». Компания ведет НИОКР при поддержке фонда развития моногородов на собственном предприятии в Брянской области. Комплекс лабораторных испытаний осуществляет ООО «МЕТАКЛЭЙ Исследования и Разработки», стендовые испытания трубы проводятся совместно с АО «Газпром СтройТЭК Салават». Разработана не только рецептура, но и технология по нанесению стеклопластикового покрытия «Кольчуга» на трубопроводы диаметром до 1420 мм, обеспечивающая высокие характеристики, позволяющие эксплуатировать трубу при отрицательных температурах, в том числе в агрессивных средах, без потери прочностных свойств.

Покрытие изготавливается на основе «Металенты» — армированного непрерывным волокном термопластичного композита (рис. 1). Покрытие включает несколько сегментов: 1 сегмент — PE и PP; 2 сегмент (с повышенными требованиями к температуре и прочности) — PA и PC; 3 сегмент (максимальные температуры и прочность, стойкость к радиации) — PPS и PEEK.

Описанные свойства позволяют определить широкий спектр применения «Металенты»: помимо защиты антикоррозионного покрытия стальных труб при горизонтальном бурении и протаскивании в тяжелых грунтовых условиях, покрытие обеспечивает защиту труб в агрессивной среде при повышенной температуре, защиту буровых труб, датчиков на трубе. Усиление стальных труб и снижение энергии взрыва вторичных выбросов осколков при возникновении аварии позволяет снизить минимальные расстояния при прокладке газопроводов и может быть использовано как компенсирующее мероприятие при прокладке трубопроводов в городской черте. Вне сегмента добычи и транспортировки газа «Металента» находит применение при производстве силовых конструкций, в авиастроении.

Защитное стеклопластиковое покрытие (ЗСП) «Кольчуга» изготавливают в двух исполнениях: обычное (О) или специальное (С). Исполнение «О» предназначено для защиты АКП трубопроводов от механических повреждений при их прокладке траншейными способами и при надземной прокладке в скальных и многолетнемерзлых грунтах, в том числе, когда грунт обратной засыпки содержит включения дресвы, гальки, гравия, щебня, иные твердые включения и пр.

ЗСП исполнения «С» предназначено для защиты АКП трубопроводов при прокладке бестраншейными, траншейными способами и при надземной прокладке на следующих участках:

Рис. 1. Защитное стеклопластиковое покрытие «Кольчуга» на основе «Металенты»

- бестраншейная прокладка по управляемой траектории переменного радиуса с торцевым приложением усилия протаскивания (например, горизонтально направленное бурение);
- бестраншейная прокладка по управляемой траектории переменного радиуса с боковым приложением усилия протаскивания (например, Direct Pipe);
- бестраншейная прямолинейная прокладка с торцевым приложением усилия продавливания (прокол, продавливание, горизонтальное бурение, микротоннелирование);
- бестраншейная прямолинейная прокладка или криволинейная прокладка с постоянным радиусом траектории при боковом приложении усилия продавливания («метод кривых»);
- траншейная прокладка укладкой с бровки траншеи, вантовые и балочные переходы;
- траншейная прокладка протаскиванием по дну траншеи;
- горная местность и сложные грунтовые условия;
- многолетнемерзлые грунты;
- закрепление трубопроводов в проектном положении;
- переходы под железными и автомобильными дорогами без применения защитных футляров.

Усиливающее стеклопластиковое покрытие (УСП) «Кольчуга» предназначено для увеличения конструктивной и конструкционной прочности трубопроводов, повышения несущей способности, а также затрудняет разрушение каждого слоя стеклопластикового покрытия в случае разгерметизации трубы. Расчетным методом специалисты ООО «Газпром ВНИИГАЗ» подтвердили предположение о том, что конструкция усиливающего покрытия приводит к снижению напряжений в трубе.

Компания-производитель планирует продолжить НИОКР — запланированы гидравлические испытания труб с ЗСП совместно с ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ООО «КЗИТ» и представителями ПАО «Газпром», а также проведение сравнительных испытаний стальных труб с искусственным дефектом с усиливающим покрытием и без такового для подтверждения расчетного моделирования повышения несущей способности и снижения энергии взрыва и уменьшения последствий аварии газопровода.

Проведенные исследования и испытания позволяют сделать вывод о перспективности использования стеклонаполненного термопластичного полимера в качестве дополнительной защиты заводского покрытия трубопроводов. Использование подобных материалов позволяет получить покрытие с оптимальным соотношением эксплуатационных свойств и широким спектром применения.

СРАВНЕНИЕ ПОКРЫТИЙ

№ п/п	Наименование параметра	ЗСП «Кольчуга» производства АО «МЕТАКЛЭЙ»	PROMGLASS®	BKP BEROLINA	Наружное защитное бетонное покрытие производства ООО «ТПТ»	Наружное защитное бетонное покрытие производства ООО «БТ-СВАП»
1	Страна-производитель	Россия	Польша	Германия	Россия	Россия
2	Внешний вид покрытия	Слой однородный, связный, без расслоений	Слой однородный, связный, без расслоений и заусенцев	Слой однородный, связный, без расслоений и заусенцев	Нормируется общее количество трещин, их глубина и т.п. в соответствии с НТД	Не контролируется из-за наличия наружной оболочки
3	Тип связующего	Термопластичный полимер	Термореактивный реактопласт	Термореактивный реактопласт	Цемент	Цемент
4	Тип наполнителя	Стеклоровинг	Стеклосетка	Стеклоровинг	Щебень, песок	Щебень, песок
5	Толщина покрытия, мм	От 2 и более	5	5	30	30
6	Плотность, кг/м^3	1450–1650	1650–1750	1650–1750	1900–3300	1900–3300
7	Вес покрытия, кг/м^2	2 мм – 3 кг/м^2; 5 мм – 7,5 кг/м^2	Не менее 6	Не менее 6	От 200 до 300	От 200 до 300
8	Диэлектрическая сплошность покрытия	Отсутствие пробоя при испытании на 5 кВ на 1 мм покрытия	Отсутствие пробоя при испытании на 5 кВ на 1 мм покрытия	25 кВ	Не нормируется из-за свойств материала покрытия	Не нормируется из-за свойств материала покрытия
9	Стойкость к прокалыванию покрытия на трубе, не менее, кН	60	Не определяется стендовыми испытаниями на трубе	Не определяется стендовыми испытаниями на трубе	9	9
10	Стойкость к продольному врезанию покрытия на трубе, кН	Сохранность АКП после протаскивания индентора на протяжении 10 м, включающих стык между трубами, с нагрузкой на индентор не менее 14 кН	Не определяется стендовыми испытаниями на трубе	Не определяется стендовыми испытаниями на трубе	Сохранность защитного изоляционного покрытия после протаскивания инденторов на протяжении 15 м, включающих стык между трубами, с нагрузкой на каждый индентор не менее 3 кН	Сохранность защитного изоляционного покрытия после протаскивания инденторов на протяжении 15 м, включающих стык между трубами, с нагрузкой на каждый индентор не менее 3 кН
11	Стойкость к удару покрытия на трубе, кДж	5	Не определяется стендовыми испытаниями на трубе	Не определяется стендовыми испытаниями на трубе	5	5
12	Определение прочности при растяжении, Н/м^2	650	≥ 75	н/д	н/д	н/д
13	Адгезия покрытия к заводскому АКП, МПа	0,7	н/д	н/д	0,45	0,45
14	Твердость по Шору, шкала D	Не менее 70	Не менее 60	н/д	н/д	н/д
15	Стойкость покрытия к механическим воздействиям	Отсутствие повреждений внутренних слоев; отсутствие пробоя при испытании на 5 кВ/мм (макс. 25 кВ/мм)	Отсутствие повреждений внутренних слоев; отсутствие пробоя при испытании на 5 кВ/мм (макс. 25 кВ/мм)	н/д	н/д	н/д

СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ ОРГАНОВ УПРАВЛЕНИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В СССР

***А. Д. Седых**, к. т. н., заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности*

Ровно 90 лет назад, в 1930 году, в Москве остоялась 1-я Всесоюзная газовая конференция, на которой было проанализировано состояние газового хозяйства СССР и обсуждались возможности создания абсолютно новой для страны отрасли. Можно утверждать, что именно после этого памятного события в 1930-е годы в СССР зародилась и начала формироваться самостоятельная газовая промышленность со своей структурой управления. К этой юбилейной дате мы публикуем статью заслуженного работника нефтяной и газовой промышленности А. Д. Седых.

В конце 1923 г. Научно-технический совет геологии и горного дела при Высшем совете народного хозяйства (ВСНХ) заслушал доклад И. Н. Стрижова об утилизации природного газа и принял резолюцию, в которой отметил «особое значение утилизации природного газа и получения из него бензина и необходимость создания в СССР газовой промышленности». В 1925 г. в Азнефти (Баку) для улучшения дел с отбором и утилизацией нефтяного газа создается Управление по добыче и утилизации газа, а затем 1 июля 1927 г. в Грозном организуется газовая контора при Грознефти. Эти низовые производственные подразделения стали первыми в истории газовой промышленности нашей страны организационно оформленными органами управления.

Плановые поиски природного газа были начаты после окончания Гражданской войны Геологическим комитетом (Геолком), существовавшим в России с 1887 г. Геолком вел поиски месторождений природного газа, но в первую очередь таких, в которых содержится гелий. Гелий — нейтральный негорючий газ, легче воздуха, требовался для наполнения им дирижаблей и аэростатов, в нем особенно было заинтересовано Управление военно-воздушного флота. Самый простой и надежный способ получения гелия — это извлечение его из природного газа.

Следует отметить ряд важных событий, имевших место в то время, когда происходили организация и функционирование первых органов управления газовой промышленностью страны. В 1930 г. (14–17 января) в Москве проводится первая Всесоюзная газовая конференция. В резолюции конференции отмечалось наличие в стране богатых месторождений природного газа и намечались мероприятия по развитию газовой промышленности. В 1931 г. (26 апреля) была проведена вторая Всесоюзная газовая конференция в Ленинграде под председательством академиков А. Е. Ферсмана и И. М. Губкина. Конференция рекомендовала усилить поиски газовых месторождений на Нижней Волге, в Калмыкии, Урало-Эмбинском районе, на Северном Кавказе и в Азербайджане, считая эти районы перспективными. Конференция стремилась привлечь внимание государственных органов к природному газу и наметить конкретные пути организации его добычи и поставки.

В 1932 г. Госплан СССР проводит Всесоюзное совещание по перспективам размещения производительных сил страны во второй пятилетке. В своем выступлении И. М. Губкин отмечал: «Газовая промышленность у нас слабо развита, несмотря на большие возможности ее развития». Тогда же с болью в голосе этот выдающийся ученый говорил о том, что пропадает зря газ, который выделяется при эксплуатации нефтяных месторождений.

В 1930 г. было создано Всесоюзное объединение химической промышленности ВСНХ СССР — Всехимпром. Всехимпром 1 января 1931 г. организовал контору по химическому использованию газов на территории СССР — «Стройгаз». В ее задачи входили организация геолого-поисковых и разведочных работ на газ, изучение способов его переработки с целью извлечения гелия и промышленное использование природных газов. Управляющим конторой назначили В. М. Гинзбурга. В июле 1931 г. контора «Стройгаз» была преобразована в Государственный трест по использованию природных газов ВСНХ СССР. Мы видим значительное повышение статуса «Стройгаза»: теперь это государственный трест, который непосредственно подчиняется высшему хозяйственному органу страны — ВСНХ СССР. В мае 1932 г. трест «Стройгаз» переподчиняется и преобразуется во Всесоюзный государственный трест по добыче, транспорту, использованию и переработке природных и других газов «Союзгаз» Главного управления химической промышленности Народного комиссариата тяжелой промышленности (НКТП) СССР.

Строительство газопровода Дашава — Киев

В 1932 г., по данным треста «Стройгаз», в стране насчитывалось 32 месторождения природного газа на Северном Кавказе, в Дагестане, Азербайджане, Средней Азии, Коми АССР. В основном это были небольшие месторождения с суммарным запасом газа 62 млрд м^3, из них только в Азербайджане 47 млрд м^3.

Таким образом, к середине 1933 г. в НКТП Совета народных комиссаров (СНК) СССР функционируют предприятия по двум различным направлениям деятельности: Главное управление газоугольной промышленности и подземной газификации углей — «Главуглегаз» и Всесоюзный государственный трест по добыче, транспорту, использованию и переработке природных и других газов «Союзгаз». В этих условиях приказом народного комиссара тяжелой промышленности Г. К. Орджоникидзе от 31 августа 1933 г. № 767 создается Управление газовой промышленности и промышленности искусственного жидкого топлива — «Главгаз». В задачи «Главгаза» входили планирование (перспективное и оперативное), эксплуатация предприятий, проектирование, строительство и научно-исследовательские работы по следующим направлениям: переработка твердых топлив для получения газа (энергетического и бытового) и искусственного жидкого топлива из твердых и газообразных исходных материалов; подземная газификация углей; добыча и эксплуатация природных газов; транспорт газа; разделение газов для получения кислорода, азота, аргона, криптона, ксенона, гелия и др.; очистка дымовых и промышленных газов механическим, химическим и электротехническим

А. К. Кортунов – министр газовой промышленности СССР, начальник Главгаза СССР

В центре Алексей Кортунов и Рем Вяхирев

методами; производство карбида кальция и получение из него ацетилена; изготовление газогенераторов; изготовление газоразделительной аппаратуры для получения кислорода, аргона, гелия и др.; изготовление аппаратуры для использования газов в автогенном деле; изготовление электрофильтров.

Так впервые в стране был создан всесоюзный орган, объединивший все направления развития газовой промышленности. Пожалуй, эту организацию следует считать прародительницей нынешнего ОАО «Газпром».

В составе «Главгаза» до 1934 г. было несколько научно-исследовательских организаций. В частности, в Москве — НИИ искусственного жидкого топлива и газа. Также постановлением НКТП от 11 ноября 1933 г. № 686 в составе «Главгаза» в Москве был организован Государственный всесоюзный институт проектирования заводов искусственного жидкого топлива и переработки газов «Гипрогаз». По распоряжению Орджоникидзе из трех научно-исследовательских учреждений в Ленинграде — Сланцевого института, Лаборатории химии угля и Газовой лаборатории — был создан Всесоюзный научно-исследовательский институт газов и жидкого топлива. Директором института назначен Н. И. Сазонов.

Здесь уместно отметить большую работу «Главгаза» в те годы по организации научно-исследовательских институтов. «Главгаз» объединил пять отдельных научно-исследовательских институтов в один — Всесоюзный институт искусственного жидкого топлива и газа. Для ведения работ по газификации городов Донбасса в 1934 г. в Донецке была создана проектная контора, которую возглавил Ю. И. Боксерман. И хотя область деятельности этих институтов была направлена на производство и использование искусственных газов и синтетических жидких топлив, впоследствии на ее базе созданы такие институты, как ВНИИГАЗ, ЮжНИИгипрогаз, ВНИПИтрансгаз. Именно эти научные и проектные институты сыграли выдающуюся роль в формировании и развитии отечественной газовой промышленности во второй половине XX в.

Однако деятельность вначале треста «Союзгаз», а затем «Главгаза» мало влияла на развитие добычи газа в стране. Их внимание в основном было направлено на создание производств искусственного газа на базе переработки углей, на получение синтетического жидкого топлива, на развитие подземной газификации углей. В 1935 г. общий объем буровых работ на всех месторождениях составил всего 5500 м, или 82% от плана. Добыча природного газа в 1936 г. ведется только в Дагестанских Огнях в объеме 24,5 млн м^3 в год и в Мельниково (Саратовская область) в объеме 3,2 млн м^3. «Главгаз» располагает очень скудными средствами. Ему выделяют всего 5 млн руб. вместо необходимых 15 млн руб.

После того как в обстановке массовых репрессий Григорий Константинович (Серго) Орджоникидзе покончил жизнь самоубийством, Народный комиссариат тяжелой промышленности в 1937 г. возглавил Л. М. Каганович, получивший прозвище «Железный нарком» еще с того времени, когда он в 1935 г. начал возглавлять Наркомат путей сообщения. Он входил в ближайшее окружение И. В. Сталина, был одним из наиболее ак-

Н. К. Байбаков – руководитель Госплана СССР

С. А. Оруджев – доктор технических наук, министр газовой промышленности СССР

Доклад в Госплане СССР. С. А. Оруджева Н. К. Байбакову

тивных организаторов массовых репрессий в 1930-х — начале 1950-х гг. Под его непосредственным влиянием Совнарком СССР в 1939 г. принимает постановление от 26 февраля 1939 г. № 234, в соответствии с которым «Главгаз» из ведения Народного комиссариата тяжелой промышленности передается в ведение Народного комиссариата топливной промышленности СССР. 12 октября 1939 г. Указом Верховного Совета СССР Наркомат топливной промышленности был разделен на два народных комиссариата: Народный комиссариат угольной промышленности и Народный комиссариат нефтяной промышленности, который в 1939–1940 гг. возглавлял все тот же Каганович.

Следует обратить особое внимание на то, что «Главгаз» вошел в состав Наркомата угольной промышленности СССР, что свидетельствовало о том, что руководство страны отдавало приоритетное значение в деятельности этого подразделения переработке угля с целью получения искусственного газа и синтетических жидких топлив и подземной газификации углей. И наконец, в том же году было принято четвертое решение, относящееся к деятельности «Главгаза». Постановлением СНК СССР и ЦК ВКП(б) от 11 ноября 1939 г. № 1868 «Главгаз» разделяется на Главное управление газовой промышленности — Главнефтегаз Наркомнефти СССР и Главное управление углегазовой промышленности — Главуглегаз Наркомуглепрома СССР. В задачу Главуглегаза входило развитие подземной газификации углей, газификация твердого топлива, использование коксовых и доменных газов и строительство газонаполнительных станций для автотранспорта. Перед Главнефтегазом стояли задачи по организации поисков газовых месторождений, добыче природного и сбору попутного газа, строительству и эксплуатации газолиновых (газоперерабатывающих) и сажевых заводов и магистральных газопроводов, производству искусственного жидкого топлива.

В период деятельности двух вновь образованных главков имели место несколько событий, которые оказали большое влияние на последующий ход развития подземной газификации углей и добычи природного газа. Так, в августе 1940 г. Политбюро ЦК ВКП(б) рассмотрело состояние дел по подземной газификации. Ряд ученых высказались против ее дальнейшего развития, доказывая ее нерентабельность. По ходу выступления чаша весов явно склонялась не в пользу подземной газификации, когда начальник Главуглегаза В. А. Матвеев с места бросил реплику: «Товарищ Сталин, этот вопрос или совсем не надо было рассматривать, или рассмотреть его основательно». «Доложите», — коротко приказал Сталин. Матвеев поднялся на трибуну, убедительно и аргументированно обосновал идею подземной газификации углей, доказал ее значение в будущем. Сталин и все присутствующие его внимательно выслушали. Так была дана путевка в жизнь подземной газификации углей. Сразу же по поручению Госплана СССР комиссия Главуглегаза приступила к разработке генерального плана 15-летнего строительства станций подземной газификации углей. Планировалось сооружение Челябинской, Кураховской и Скуратовской станций подземной газификации углей.

Другим немаловажным событием стало назначение на должность заместителя наркома нефтяной

В. С. Черномырдин на Оренбургском ГПЗ, 1978 г.

промышленности Н. К. Байбакова, представителя бакинской школы нефтяников. Отныне с именем Байбакова будет связана вся последующая история развития газовой промышленности в нашей стране.

В июне 1943 г. была проведена очень важная реорганизация в области деятельности двух главков — Главуглегаза и Главнефтегаза. 19 июня 1943 г. Совет народных комиссаров (СНК) СССР принял постановление № 670 за подписью И. В. Сталина об организации Главного управления искусственного жидкого топлива и газа при СНК СССР — Главгазтоппрома. В результате постановления оба прежних главка вошли в состав вновь образованного управления. Это постановление впервые по существу определило производство искусственного жидкого топлива и газа, подземную газификацию углей и добычу природного газа как самостоятельную отрасль.

Главгазтоппром при СНК СССР, а позже при Совете министров СССР в течение своей непродолжительной деятельности (1943–1948 гг.) провел огромную работу, заложив серьезный фундамент, который в конечном итоге определил дальнейшее направление развития газовой промышленности в СССР, в результате чего страна с середины 50-х гг. прошлого столетия взяла курс на исключительное развитие производства естественных газов (природного и попутного). Оценивая в целом деятельность Главгазтоппрома в 1943–1948 гг., следует отметить, что она была очень результативной и во всех отношениях плодотворной для дальнейшего развития газовой промышленности в нашей стране. Главгазтоппром ввел в эксплуатацию первый в стране магистральный газопровод Саратов — Москва длиной 843 км, диаметром 325 мм на рабочее давление 5,4 МПа, и ряд газопроводов местного значения, таких как надземный газопровод Войвож — Ухта протяженностью 127 км из труб диаметром 326 мм (1944 г.), первый в мире самокомпенсирующийся надземный на опорах газопровод Крутая — Ухта протяженностью 110 км. В период его деятельности были открыты самое крупное для того времени Войвож-Волжское газовое месторождение и Нибельское месторождение в Коми АССР, Курдюмское месторождение под Саратовом. Начато строительство газопровода Дашава — Киев и газопровода сланцевого газа Кохтла-Ярве — Ленинград. Добыча газа возросла с 3,2 до 5,2 млрд м^3 в год.

В декабре 1948 г. Совет министров СССР принимает решение о слиянии Министерства нефтяной промышленности восточных районов и Министерства нефтяной промышленности западных и южных районов в единое Министерство нефтяной промышленности (министр — Н. К. Байбаков). Главгазтоппром при СМ СССР был упразднен, и только в 1956 г. по инициативе Байбакова учреждена новая структура — Главгаз СССР (первым руководителем был назначен А. Т. Шмарёв, возглавлявший развивающееся объединение «Татнефть»). Еще в бытность министром топливной промышленности он обращался в правительство с подобным предложением, доказывая необходимость создания самостоятельной государственной структуры для обеспечения ускоренного развития в стране газовой индустрии, хотя и знал, что многие и в партии, и в правительстве еще недооценивали значение газа и не видели перспектив его применения.

В мае 1957 г. Шмарёв становится руководителем Татарского совнархоза, а руководителем Главгаза СССР назначают А. К. Кортунова. Став начальником Главгаза СССР, Кортунов расширяет его функции, и теперь на этот орган возлагаются также функции строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности. Кортунов потерял статус министра, но в своих руках как руководитель Главгаза СССР сконцентрировал мощнейшие рычаги управления развитием газовой промышленности. Он расширяет состав центрального аппарата Главгаза, создавая в нем новые подразделения под выполнение функций ведения строительства предприятий нефти и газа. Были созданы новые управления: Управление по строительству газопроводов и нефтепроводов, Управление по механизации строительства, Управление по комплектации и снабжению.

Теперь Главгаз СССР ведет проектирование и строительство магистральных газопроводов, их эксплуатацию, осуществляет транспортировку и подачу газа потребителям, организует производство искусственных газов и является ответственным за газификацию народного хозяйства.

На пути совершенствования управления народным хозяйством Центральный комитет КПСС и Совет министров СССР принимают постановление от 30 сентября 1965 г. № 728 «Об улучшении управления промышленностью», которым упраздняется территориальный принцип управления и осуществляется возврат к управлению по отраслевому принципу.

С конца 1965 г. вновь созданное Министерство газовой промышленности теперь уже концентрирует в своем ведении всю технологическую цепочку от добычи до распределения газа и одновременно ведет строительство как собственных объектов (промыслы, магистральные газопроводы, подземные хранилища газа, газоперерабатывающие заводы и др.), так и объектов нефтяной промышленности. Благодаря такой концентрации становится возможным приступить к формированию Единой системы газоснабжения не спонтанно, как это имело место в годы деятельности совнархозов, а по разработанному сценарию долгосрочного развития добычи газа в стране и газификации всего народного хозяйства. Сосредоточение в едином органе всех вопросов, касающихся проектирования, строительства и эксплуатации предприятий отрасли, обеспечило высокие темпы ее развития.

В октябре 1972 г. из состава Министерства газовой промышленности (надо полагать, что инициатором этого предложения выступил Госплан СССР, руководимый Н. К. Байбаковым) выделяются строительные организации, и на их базе создается Министерство строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности. Министром газовой промышленности назначен С. А. Оруджев — доктор технических наук, до этого занимавший пост первого заместителя министра нефтяной промышленности. Министром строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности становится Кортунов. Эту должность он занимал до его назначения в 1957 г. начальником Главгаза СССР.

Деятельность реформированного Мингазпрома оправдала надежды его реформаторов. За годы деятельности Мингазпрома (1972–1989 гг.), который возглавляли в разные годы С. А. Оруджев, В. А. Динков и В. С. Черномырдин, добыча газа в России увеличилась с 87 до 616 млрд м^3, а среднегодовой прирост составил 39,4 млрд м^3. Это было достигнуто за счет широкомасштабного освоения месторождений углеводородов севера Тюменской области и форсированного строительства двадцати магистральных газопроводов диаметром 1420 мм с рабочим давлением 75 атм. из районов севера Тюменской области в центральные, северо-западные районы страны, в Поволжье и в районы западной границы страны.

В 1985 г. в стране начинается перестройка всей сложившейся политической и хозяйственной системы управления народным хозяйством, что было связано с приходом к власти М. С. Горбачева. Осуществляется переход от централизованной системы управления к рыночной форме, по мере расширения которой все ранее созданные по отраслевому принципу министерства стали отмирать, а если этого не происходило, то их принудительно упраздняли.

В этих условиях и появилась идея создания на базе всего Министерства газовой промышленности одной-единственной структуры, наделенной правами государственного предприятия. Наиболее подходящей формой, исходя из зарубежного опыта, оказался концерн. Создание концерна «Газпром» (а это был первый опыт в стране) позволило сохранить целостность Единой системы газоснабжения и сыграло исключительно важную роль в защите нашей страны от ее распада в тот самый ответственный и чрезвычайно опасный период, когда начался переход от централизованного управления народным хозяйством к рыночным формам в условиях действия социалистической конституции. После продолжительного рассмотрения Совет министров СССР принимает постановление от 8 августа 1989 г. № 619 «Об образовании Государственного газового концерна «Газпром», подчеркивая, что это мероприятие проводится в целях создания эффективной и надежной системы обеспечения народного хозяйства и населения газом, газовым конденсатом и продуктами их переработки на основе углубления хозяйственного расчета и развития самофинансирования.

Впервые статья опубликована в журнале «Газохимия», ноябрь – декабрь 2008

КАК РОЖДАЮТСЯ ТРЕБОВАНИЯ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ: ИСТОРИЯ ОДНОЙ ФОРМУЛЫ

***М. С. Недлин**, к. э. н., заместитель генерального директора АО «Гипрониигаз»*

Десятки нормативных документов различного уровня и назначения используют специалисты сферы газораспределения и газопотребления. Технические регламенты (ТР), своды правил (СП), федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности (ФНиП), межгосударственные и национальные стандарты (ГОСТ и ГОСТ Р) и т.д. Некоторые требования, содержащиеся в этих документах, для нас очевидны и приемлемы, другие вызывают непонимание и отторжение. Иногда специалисты задают себе и окружающим вопросы: «А откуда вообще взялась эта норма? Кто придумал такую формулировку? Имеют ли установленные нормативы теоретическое или экспериментальное обоснование?»

Можно найти много примеров нормативных требований, которые имеют происхождение, обоснованное научными исследованиями и практическим опытом. Но также немало случаев, когда требования принимают волевым путем, без расчетов и экспериментов, основываясь на своих желаниях или чужом опыте.

Мне хочется рассказать читателям об истории появления всего одной формулы, вошедшей в нормативные документы по проектированию сетей газораспределения.

Для начала надо вспомнить 8 марта 1985 года. Этот праздничный день в Саратове был омрачен взрывом газа в пятиэтажном доме. Погибли 11 человек, оказался разрушенным целый подъезд жилого дома. Расследование показало, что взрыв произошел в результате попадания газа высокого давления в сети низкого давления. Регулятор давления газа вышел из строя, предохранительный запорный клапан в газорегуляторном пункте (ГРП) не сработал, газ высокого давления пошел в газопроводы жилых зданий. Взрыв, по стечению обстоятельств, произошел только в одном доме, при другом варианте развития событий масштабы трагедии могли бы быть существенно больше.

Комиссия, проводившая расследование взрыва, определила, что газорегуляторное и предохранительное оборудование ГРП вышло из строя, поскольку газопроводы высокого давления на входе в ГРП и импульсные линии оборудования оказались залиты жидкостью, которая в свою очередь проскочила в городские газовые сети через газораспределительную станцию (ГРС) из магистрального газопровода.

Периодическое поступление в газопроводы жидких фракций углеводородов (конденсата) или воды — старая проблема отечественного газоснабжения, с ней газовики сталкиваются порой и сегодня. Причин этого явления несколько (недостаточная осушка газа на месторождениях и ГРС, некачественная продувка газопроводов после строительных и ремонтных работ и т.д.), их анализ находится за рамками темы данной статьи.

После расследования саратовской аварии руководство Главгаза Минжилкомхоза РСФСР и специалисты отрасли пришли к однозначному выводу, что существующая много лет система установки небольших по емкости вертикальных конденсатосборников на газопроводах не справляется с проскоками значительных масс жидкости. Перед институтом «Гипрониигаз» была поставлена задача разработки в кратчайшие сроки технических решений по защите ГРП и газовых сетей низкого давления от поступления конденсата.

В лаборатории систем газоснабжения природным газом института была выдвинута рабочая гипотеза о том, что значительная часть конденсата, поступающего в газопроводы высокого давления, находится в состоянии мелкодисперсной смеси. Жидкие частицы в потоке газа пролетают через вертикальные конденсатосборники, установленные на газопроводах, и уносятся потоком газа в оборудование ГРП. Для проверки гипотезы в рамках научно-исследовательской работы «Рекомендации по предотвращению поступления конденсата в системы газоснабжения природным газом» был проведен комплекс теоретических и экспериментальных исследований.

Были проанализированы различные режимы течения газоконденсатных потоков в трубопроводах (от полностью расслоенного потока «жидкость-газ» до дисперсного потока, состоящего из мельчайших частиц жидкости, движущихся вместе с потоком газа). Переход от одного режима течения газоконденсатного потока к другому режиму зависит от изменения величины критерия Фруда (Fr), который характеризует соотношение сил инерции и силы тяжести в потоке:

$$\mathrm{Fr} = v^2/gD, \qquad (1)$$

где v — скорость потока; D — внутренний диаметр трубопровода; g — ускорение свободного падения.

Физическая сущность процесса улавливания конденсата, таким образом, заключается в создании условий для перевода потока в полностью расслоенный режим. Математически условие перехода газожидкостного потока в расслоенный режим характеризуется величиной $\mathrm{Fr} = 10$. Отметим, что для участков газопроводов высокого давления от ГРС до ГРП критерий Fr обычно существенно превышает эту величину, что при наличии в потоке газа свободной жидкости соответствует дисперсному или пленочно-дисперсному режиму течения двухфазной смеси.

Технически осуществление перевода потока из дисперсного режима в расслоенный режим осуществляется путем резкого увеличения внутреннего диаметра трубопровода. Выразив в формуле (1) скорость потока через объемный расход газожидкостной среды Q, а также приняв значения Fr равным 10, путем ряда преобразований можно получить формулу минимально необходимого диаметра трубопровода, соответствующего расслоенному режиму течения двухфазной смеси:

$$D = 0{,}025 \cdot Q^{0{,}4}. \qquad (2)$$

Практически в таком виде формула (2) была включена в СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб» как математическое выражение для определения оптимального диаметра конденсатосборника (п. 4.56).

Второй по важности параметр, определяющий геометрические размеры конденсатосборника, — это его длина, которая должна была отвечать ряду технических условий:

1) полное осаждение присутствующей в газовом потоке свободной жидкости;
2) полное раскрытие струи и стабилизация поля скоростей для обеспечения нормального течения газа без пульсаций;
3) возможность накапливания определенного количества конденсата для его периодического удаления.

Исходя из этих условий исследователи конструировали конденсатосборники и определяли оптимальные длины участков, необходимых для полного осаждения жидкости. Полученные расчетным путем зависимости были проверены с помощью экспериментальных

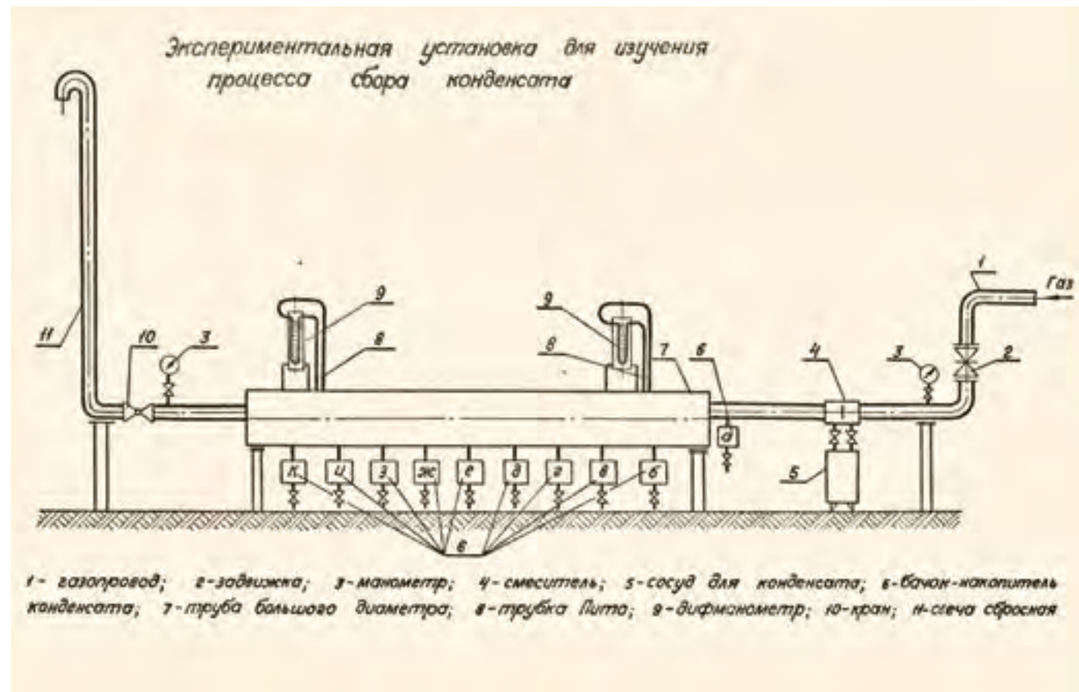


Рис. 1

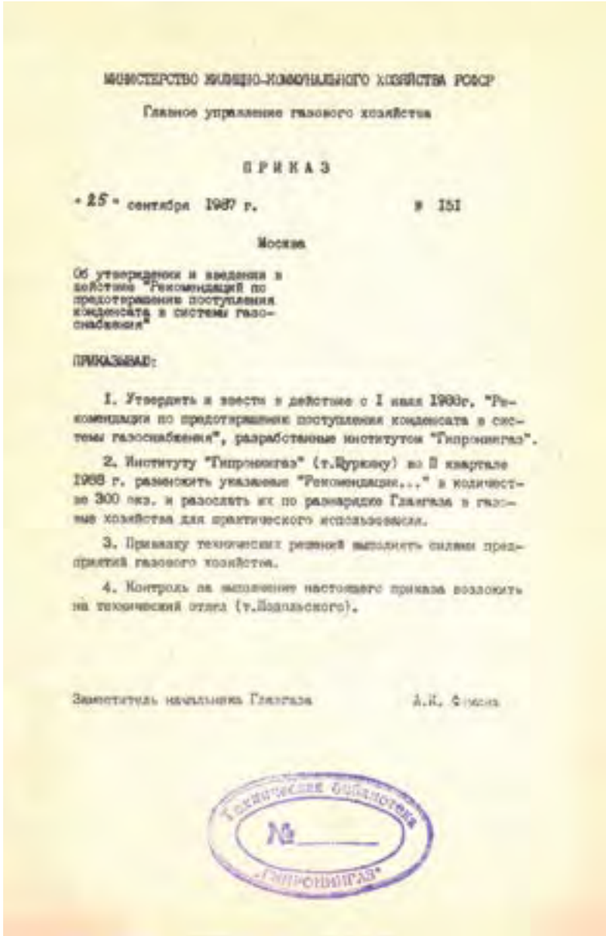
исследований. На рис. 1 показана экспериментальная установка для изучения процесса сбора конденсата.

В ходе исследований моделировали работу конденсатосборника при различных количественных соотношениях «газ-жидкость» в потоке, а также изучали закономерность распределения осаждаемой жидкости по длине конденсатосборника. Опыты показали, что основная часть жидкости (80–90%) осаждалась на участке длиной около 15D, при этом на начальный участок конденсатосборника длиной 2–3D приходилось всего 5–10% жидкости. Такие результаты подтвердили гипотезу о малой эффективности работы вертикальных конденсатосборников при проскоке в газопроводы высокого и среднего давления значительного количества конденсата. В целом при экспериментальном исследовании степень очистки газа от жидкости составила 98,3% при длине конденсатосборника 20D.

Еще до окончательного завершения научно-исследовательской работы Главгаз Минжилкомхоза РСФСР начал рекомендовать газовикам устанавливать на выходе из ГРС и (или) на входе в ГРП конденсатосборники из труб большого диаметра (до 1400 мм) и значительной протяженности (до 20–30 м). Кроме этого, иногда в качестве конденсатосборников использовались резервуары, предназначенные для хранения сжиженных углеводородных газов. Следует отметить, что эти экстренные меры сыграли положительную роль в обеспечении безопасности при эксплуатации газового хозяйства в ряде регионов РСФСР.

После окончания исследований 25 сентября 1987 года приказом № 151 Главгаз Минжилкомхоза РСФСР утвердил и ввел в действие «Рекомендации по предотвращению поступления конденсата в системы газоснабжения» (рис. 2). Несмотря на три десятилетия, прошедшие с того времени, многие положения этого документа актуальны и сегодня.

К сожалению, как я упоминал в начале статьи, не всегда отдельные нормы и положения, включаемые в нормативные документы, имеют достаточное научное обоснование и экспериментальное подтверждение. Очень хотелось бы, чтобы российская нормативная база включала в себя только те решения, которые подтверждены в ходе исследований и испытаний, тем более что опыт и возможности отраслевой науки это позволяют.



МИНИСТЕРСТВО ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА РСФСР

Главное управление газового хозяйства

ПРИКАЗ

«25» сентября 1987 г. № 151

Москва

Об утверждении и введении в действие "Рекомендаций по предотвращению поступления конденсата в системы газоснабжения"

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить и ввести в действие с 1 июля 1988г. "Рекомендации по предотвращению поступления конденсата в системы газоснабжения", разработанные институтом "Гипрониигаз".

2. Институту "Гипрониигаз" (т.Куркину) во II квартале 1988 г. размножить указанные "Рекомендации..." в количестве 300 экз. и разослать их по разнарядке Главгаза в газовые хозяйства для практического использования.

3. Привязку технических решений выполнить силами предприятий газового хозяйства.

4. Контроль за выполнением настоящего приказа возложить на технический отдел (т.Подольского).

Заместитель начальника Главгаза А.К. [illegible]

Техническая библиотека № ____ "Гипрониигаз"

Рис. 2

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ СИСТЕМАМ УЧЕТА ГАЗА ДАН ЗЕЛЕНЫЙ СВЕТ

1 июня Минэнерго РФ, Федеральная антимонопольная служба, а также Ростехнадзор поддержали предложения «Газпром межрегионгаза» по введению интеллектуальных систем учета газа (ИСУГ) и модели финансирования проекта.

Согласно предложениям компании, прибор учета «Газпром межрегионгаз» устанавливает для новых абонентов и в случае необходимости замены старых приборов. Система с полным набором функций устанавливается у тех абонентов среди населения, которые используют газ для отопления.

«Сегодня «Газпром межрегионгаз» с учетом проведенного Минэнерго анализа разработал возможную финансовую модель внедрения этой системы. Ключевым критерием ее разработки выступила минимизация тарифных последствий для населения», — сообщил Густов.

«ГАЗПРОМ» ЗАКЛЮЧИЛ КОНТРАКТ С ГРЕЦИЕЙ ДО 2030 ГОДА

«Газпром экспорт» и греческая Mytilineos подписали долгосрочный контракт на поставку российского газа с 2020 по 2030 год. Об этом сообщает 8 июня «Газпром».

Глава Mytilineos Евангелос Митиленеос в свою очередь заявил, что соглашение укрепит конкурентоспособность греческой компании на газовом рынке региона и «внесет существенный вклад в достижение максимальной эффективности наших активов в промышленности и электроэнергетике».

Ранее сообщалось, что Греция наряду с Болгарией, Чехией, Венгрией, Литвой, Польшей, Румынией и Словакией выступили против того, чтобы природный газ был исключен из плана будущего финансирования экономики Евросоюза.

ВО ВЛАДИКАВКАЗЕ ВЫПУСТИЛИ МАЛЬКОВ БЕЛОГО АМУРА И ЗЕРКАЛЬНОГО КАРПА

20 мая в пруд на «малой» Водной станции во Владикавказе выпустили мальков белого амура и зеркального карпа. Совместная акция министерства природных ресурсов и экологии и ООО «Газпром межрегионгаз Владикавказ» прошла в рамках реализации плана экологических мероприятий на территории республики.

Для газовиков эта история с продолжением, ведь «освоение» здешней акватории началось еще два года назад, когда сотрудники газовых компаний пополняли пруд мальками и молодыми особями карпов, карасей и других видов рыб.

DAEWOO ПОСТРОИТ ДЛЯ КОМПАНИИ ИЗ РФ ДВЕ СПГ-БАРЖИ

В начале июня южнокорейская корпорация Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering заключила с российской судоходной компанией контракт на строительство двух барж для перевалки сжиженного природного газа (СПГ) стоимостью 748 млн долларов. Строительство барж вместимостью 360 тыс. куб. метров будет завершено в ближайшие два года, после чего к концу 2022 года они будут направлены в район эксплуатации — на маршрут между Камчатским полуостровом и Мурманском.

Как отметили в корейской компании, использование таких барж будет способствовать увеличению скорости доставки газа с шельфа в Северном Ледовитом океане в страны Европы и Азии.

ПРАВИТЕЛЬСТВО ОПЛАТИТ 60% РАСХОДОВ

Субсидии правительства будут покрывать теперь не 30, а 60% расходов физлиц и малого бизнеса по переводу автомобилей с бензина на газ. Это, по мнению министра энергетики Александра Новака, позволит им сэкономить 4–5 млрд рублей.

Такое предложение министра энергетики было поддержано в правительстве. Еще 30% для покрытия расходов выделит ПАО «Газпром» за счет программ своей «дочки» ООО «Газпром газомоторное топливо» (основной поставщик газа для транспорта). Владельцам автомобиля останется заплатить лишь 10% стоимости перевода техники на газ.

В США ПОТРЕБЛЕНИЕ ВИЭ ПРЕВЫСИЛО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УГЛЯ

Это произошло впервые за 130 лет. Потребление энергии из возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в США в 2019 году превысило использование угля впервые с 1885 года. Об этом сообщает Управление по энергетической информации (EIA) Минэнерго США.

«Этот результат в основном отражает продолжающееся сокращение объемов угля, используемых в электроэнергетике, в течение последнего десятилетия, а также рост использования возобновляемых источников энергии, главным образом за счет ветра и солнца», — сказано в сообщении ведомства.

Потребление угля в США сократилось почти на 15% по сравнению с 2018 годом, а общее потребление ВИЭ выросло на 1%. При этом выработка электроэнергии из угля в прошлом году упала до самого низкого уровня за последние 42 года.

В настоящий момент около 90% потребления угля в США приходится на электроэнергетику, почти все остальное — на промышленный сектор, отмечает EIA.

«ГАЗПРОМ» ЗАКУПИТ ТРУБЫ ПОЧТИ НА 100 МИЛЛИАРДОВ РУБЛЕЙ

«Газпром инвест» объявил тендер на поставку труб большого диаметра (ТБД) с наружным антикоррозионным покрытием в 2020–2022 годах за рекордные 98,4 млрд рублей. Заказ размещен одним лотом. Об этом свидетельствуют данные на сайте госзакупок.

Заказ подразумевает поставку 1,28 млн тонн труб на различные склады «Газпром инвеста»: Рыздвяный, Бугуруслан, Ухта, Романово. ТБД предназначаются для магистрального газопровода «Сила Сибири», а также системы магистральных газопроводов «Ухта — Торжок» и «Бованенково — Ухта».

ВОДОРОДНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

28 мая Германия приступила к перестройке своей системы газопроводов под перекачку водорода. Об этом сообщило немецкое издание Deutsche Welle.

В настоящее время поставку экологически чистого топлива уже готов осуществлять российский «Газпром». Планируется, что Германия подготовит трубопроводы к 2030 году. В новом проекте будут задействованы оба Северных потока, а также их сухопутные нити Eugal и Opal. А поскольку основные мощности по транспортировке газа, способные обеспечить топливом всю территорию Германии, находятся именно в ведении «Газпрома» и его дочерних фирм, ему же будут принадлежать станции по производству водорода.

Напомним, что 3 мая 2020 года стало известно, что на Кольской АЭС «Росатома» могут реализовать проект по созданию при этой АЭС инфраструктуры для отработки технологий водородной энергетики.

«ГАЗПРОМ» ЗАКЛЮЧИЛ КРУПНЕЙШИЙ КОНТРАКТ НА ПОСТАВКУ ГАЗА ВНУТРИ РОССИИ

8 июня «Газпром» заключил двадцатилетний контракт на ежегодную поставку 45 млрд кубометров газа в течение 20 лет компании «РусХимАльянс» — это крупнейший контракт на поставку газа в России в истории компании.

Компания «РусХимАльянс» — оператор проекта по созданию комплекса переработки и сжижения природного газа в Усть-Луге, который на паритетной основе принадлежит «Газпрому» и компании «РусГазДобыча». Предприятие будет выпускать 13 млн тонн в год сжиженного природного газа (СПГ), а также другие продукты газохимии. Оно станет самым мощным по совокупному объему переработки газа в России и крупнейшим по мощности производства сжиженного природного газа в Северо-Западной Европе.

В. ПУТИН ПОРУЧИЛ ЗАВЕРШИТЬ ГАЗИФИКАЦИЮ К 2030 ГОДУ

4 июня Президент РФ Владимир Путин поручил кабинету министров и региональным властям обеспечить при участии «Газпрома» поэтапное завершение газификации регионов в два этапа — к 2024 и к 2030 годам.

Также поручено сформировать источники финансирования мероприятий по подключению граждан к газораспределительным сетям без привлечения их собственных средств; утвердить обязательные стандарты по перечню, срокам и методам определения стоимости выполнения технологических работ по подаче газа на газоиспользующее оборудование («последняя миля»), в том числе, к его минимальному комплекту и обслуживанию.

1 июня заместитель главы Минэнерго РФ Павел Сорокин заявил, что десятилетняя программа газификации российских регионов потребует финансирования в объеме 1,7—2 трлн рублей.

ПОЛЬША ПОВЫСИЛА ТАРИФ НА ТРАНЗИТ РОССИЙСКОГО ГАЗА

Управление по регулированию энергетики (URE) Польши утвердило тариф на транзит российского газа по польскому участку трубопровода «Ямал — Европа». Повышение тарифа касается компаний Gaz-System (оператор польской сети газопроводов) и EuRoPol GAZ (собственник польского участка трубопровода «Ямал — Европа»).

Введение в действие тарифа на 2021 год приведет к увеличению средних платежей за услуги по передаче газа на 16,5% относительно действующего в настоящее время тарифа этого предприятия. В данный момент применяется тариф, утвержденный в декабре 2016 года, т. е. тариф на 2017 год, с учетом поданных апелляций на решения «Об утверждении тарифов на 2018–2020 годы».

НОВЫЕ УСЛУГИ В МФЦ

Владимирская область — первый российский регион, где по поручению Президента Владимира Путина заключен комплексный договор на поставку газа, подключение и техническое обслуживание сопутствующего оборудования через многофункциональные центры предоставления государственных и муниципальных услуг. Соответствующее трехстороннее соглашение подписано между ГБУ «МФЦ Владимирской области», АО «Газпром газораспределение Владимир» и ООО «Газпром межрегионгаз Владимир».

ООО «ГАЗПРОМ МЕЖРЕГИОНГАЗ ИНЖИНИРИНГ» ОТКРЫЛО 26 СЕРВИСНЫХ ЦЕНТРОВ В РЕГИОНАХ РОССИИ

В рамках деятельности по сервисному обслуживанию ООО «Газпром межрегионгаз инжиниринг» открыло 26 обособленных подразделений в регионах Российской Федерации для оказания услуг по техническому обслуживанию, ремонту и поверке оборудования узлов измерения расхода газа и систем телеметрии, эксплуатируемых региональными компаниями по реализации газа и газораспределительными организациями.

«Мы видим свою задачу в том, чтобы в краткосрочной перспективе создать максимально высокий уровень в части сервисного обслуживания телеметрического оборудования и приборов учета газа, который позволит повысить качество учета и сократить потери газа при его транспортировке и реализации конечному потребителю», — сообщил генеральный директор ООО «Газпром межрегионгаз инжиниринг» Алексей Минченко.

Клапаны предохранительные производства ООО ЭПО “Сигнал”

VENIO-G

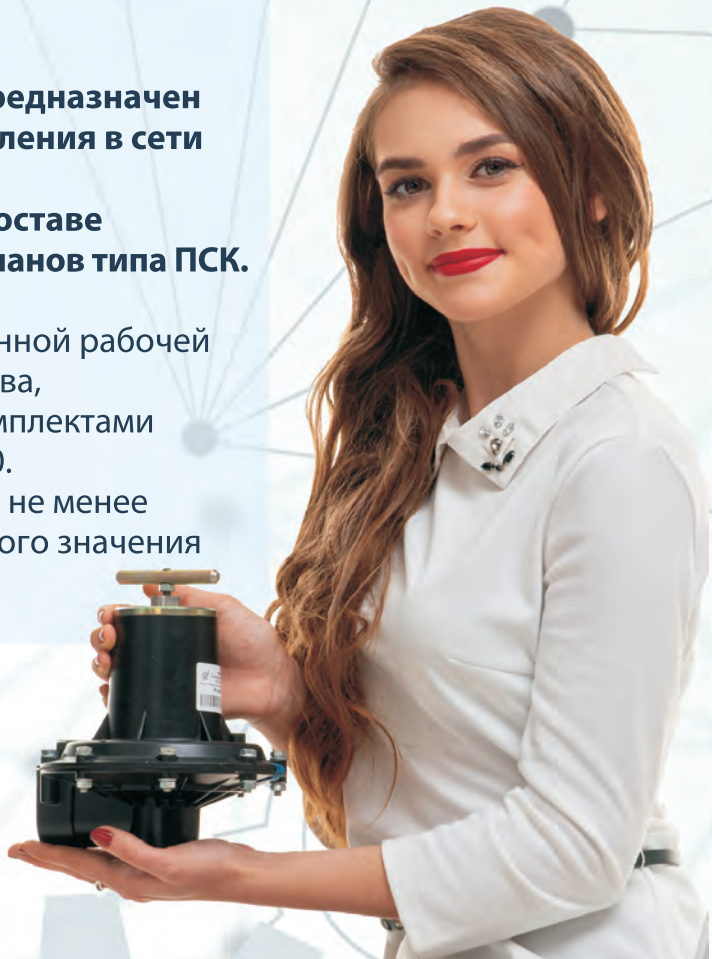
Клапан VENIO-G предназначен для автоматического контроля и отключения подачи газа к потребителю при аварийном повышении или понижении контролируемого давления сверх допустимых заданных значений. Функциональный аналог морально устаревших клапанов КПЗ, ПКН, ПКВ.

- Специальная конструкция корпуса позволяет изготавливать регуляторы с направлением движения газа слева направо и справа налево с сохранением всех габаритных размеров и расположения узлов.
- Для каждой модификации возможна дополнительная установка системы контроля срабатывания ПЗК.
- По отдельному заказу возможна настройка регуляторов на необходимые давления срабатывания на заводе-изготовителе.

VENIO-F

Клапан предохранительный сбросной VENIO-F предназначен для сброса газа в атмосферу при повышении давления в сети сверх допустимого значения, для использования в газорегуляторных пунктах, имеющих в своем составе запорные клапаны. Функциональный аналог клапанов типа ПСК.

- Сбросные клапаны нового поколения с армированной рабочей мембраной, усиленным устройством ручного подрыва, дополненным комплектом пружин, монтажными комплектами с соединением типа «американка» DN25, DN32, DN50.
- Обеспечивают сброс газа в атмосферу с расходом не менее 0,5 м^3/ч при повышении давления сети сверх заданного значения более чем на 5%.



Новое поколение – красота и надежность!