Газовые технологии

3/2020

ИЗДАНИЕ АССОЦИАЦИИ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Измерение шума утечек газа

Прогнозирование рисков отказов в газораспределительных сетях

Покрытия для стальных труб из экструдированного полиэтилена

Реформирование газовой отрасли в 1990-е годы

ИнтерТех Инвест

МОДУЛЬ АВТОНОМНЫЙ КРАНОВЫЙ ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ КРАНОВЫМ УЗЛОМ

МАК

Целостность, компактность и уникальность

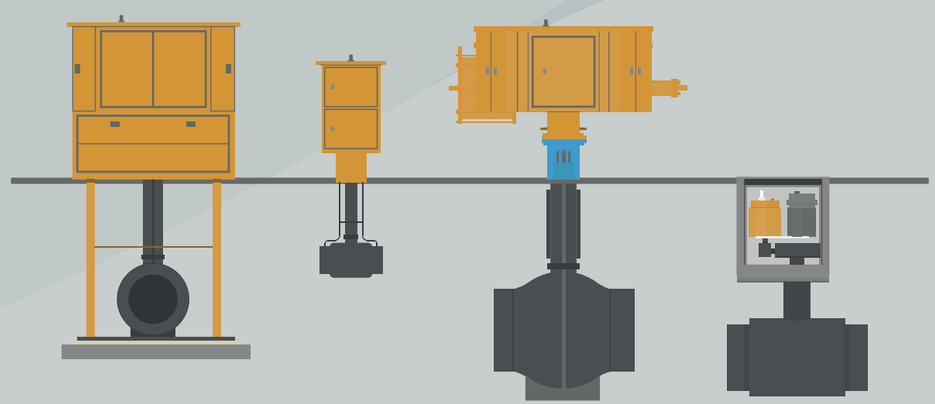
Автономные и интегрированные исполнения

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 «ИнтерТех Инвест» — производство и поставка оборудования для газораспределительных систем и инфраструктуры теплопотребления с полным техническим сопровождением на объектах строительства.

117246 Москва, Научный проезд, 17, эт. 17, оф. 1
+7 (495) 565 38 40, +7 (495) 565 38 41
info@intertech-i.ru, pia@intertech-i.ru
www.intertech-i.ru
Сделано в России

ПОДПИСКА

2021

на ежеквартальное издание
Ассоциации производителей
газового оборудования

Газовые технологии

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

Стоимость подписки 6000 рублей

СОДЕРЖАНИЕ

«ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»
№3 (9), 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

Оборудование и технологии

Г. В. Лепеш, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Безопасность населения и территорий от ЧС», Санкт-Петербургский государственный экономический университет (СПбГЭУ)
ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РИСКОВ ОТКАЗОВ В ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 4

В. А. Вершилович, начальник отдела ПБ, ОТ и Э ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород»
МОНИТОРИНГ НАРУЖНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ 14

А. А. Миронов, к. т. н., С. А. Горохов, ООО «Киматика»
И. Н. Гаранин, заместитель генерального директора по коммерческим вопросам ООО «Протэкт-Регион»
СИСТЕМА ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ С ФУНКЦИЕЙ УДАЛЕННОГО МОНИТОРИНГА КИМАТИКА-10 18

П. В. Вишнякова, Т. В. Ефремова, Институт архитектуры и строительства Волгоградского государственного технического университета, Волгоград, Россия
РАЗРАБОТКА КРИТЕРИЕВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТИПА РЕКОНСТРУКЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПУНКТОВ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА 22

НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ ПРГ НА БАЗЕ ТЕХНОЛОГИИ МЕТРАН С ОПЦИЕЙ «СМАРТ ПРГ» 30

Дж. М. Маглтон, Э. Рустиги, Институт исследования звука и вибрации, Университет Саутгемптона
Р. Хант, Э. Пирс, Г. Лис, компания AP Sensing UK, Ltd
ИЗМЕРЕНИЕ ШУМА УТЕЧЕК ГАЗА ИЗ ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОПТОВОЛОКОННЫХ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ АКУСТИЧЕСКИХ ДАТЧИКОВ 32

Зарубежный опыт

Олег Никифоров
ПЕРЕЗАГРУЗКА ЭКОНОМИКИ С ПОМОЩЬЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА 46

Актуально

ГАЗ И ВОДОРОД. СОЮЗНИКИ ИЛИ КОНКУРЕНТЫ? 48

Региональное решение

Дмитрий Михеев
ПЕРВЫЙ В РОССИИ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫЙ ГАЗОПРОВОД ДИАМЕТРОМ 710 ММ 52

Сергей Кузнецов
СЧИТАЕМ НЕ КИЛОМЕТРЫ, А КУБОМЕТРЫ 54

Нормативная база

А. В. Бирюков, к. т. н., Н. А. Кострикина, А. М. Гамаюнов, к. т. н., АО «Гипрониигаз», Саратов
ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ СТАТИСТИЧЕСКОГО НАБЛЮДЕНИЯ ЗА ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ОРГАНИЗАЦИЙ 58

Оборудование и технологии

А. В. Бирюков, Н. А. Кострикина, Е. И. Биркалова, АО «Гипрониигаз», Саратов
СОВРЕМЕННЫЕ ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ИЗ ЭКСТРУДИРОВАННОГО ПОЛИЭТИЛЕНА 61

Илья Пронин, специалист департамента маркетинга, АДЛ
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. ОПЫТ АДЛ 64

А. О. Хомутов, директор по техническому регулированию и стандартизации АО «Гипрониигаз»
О СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ АВТОМАТИКИ БЕЗОПАСНОСТИ БЫТОВОГО ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ 68

Н. Е. Гигани, руководитель нефтегазового направления ГК LD
РАСШИРЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЛИНЕЙКИ — НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ БИЗНЕСА 70

В. А. Костукевич, главный инженер ООО «ИнтерТех Инвест»
МОДУЛЬ АВТОНОМНЫЙ КРАНОВЫЙ КАК КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ТЕЛЕМЕХАНИКИ КРАНОВЫХ УЗЛОВ 74

ИСПЫТАТЕЛЬНЫЕ ЛАБОРАТОРНЫЕ УСЛУГИ И НОВИНКИ ООО ЭПО «СИГНАЛ» 76

Профессия

О БУДУЩЕМ HR В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ 78

Ретроспектива

В. В. Калинов, д. и. н., доцент, декан факультета гуманитарного образования РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина
РЕФОРМИРОВАНИЕ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В РФ В 1990-Е ГОДЫ 80

Александр Алексеев
ПОЮЩЕЕ ПЛАМЯ 86

Крупный план

«ГАЗ» ВЫХОДИТ НА СЦЕНУ 90

НОВОСТИ ОТРАСЛИ 92

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РИСКОВ ОТКАЗОВ В ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Г. В. Лепеш, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Безопасность населения и территорий от ЧС», Санкт-Петербургский государственный экономический университет (СПбГЭУ)

ВВЕДЕНИЕ

Перспективное направление в области энергообеспечения широких кругов населения на современном этапе развития жилищно-коммунальной сферы представляют строительство и реконструкция газораспределительных систем. Стимулами, побуждающими развитие этой отрасли, становятся развернутые в последние десятилетия масштабные работы по строительству объектов промышленной инфраструктуры, городского и загородного жилья, по развитию территорий сельских и городских поселений, формирование комфортной среды жизнедеятельности населения которых напрямую связано с обеспечением их энергетическими ресурсами на ближайшую и отдаленную перспективу.

Сложившиеся тенденции в энергосбережении на фоне неудовлетворительного состояния городских систем теплоснабжения ведут к их децентрализации — к переводу на поквартирные системы отопления, в основном от газовых котлов. Высокие темпы внедрения газораспределительных сетей приводят к тому, что их развитие происходит не в определенных первоначальным проектом рамках единого объекта газоснабжения, а в виде отдельных элементов (участков) сети, расположенных хаотично и зачастую выходящих за установленные пределы, обеспечивающие оптимальную загруженность участков системы. Как следствие, это ведет к снижению эксплуатационной надежности существующих систем распределения газа, что создает препятствия для их дальнейшего развития. Снижение надежности в сетях газораспределения приводит не только к повышению рисков при потреблении газа в качестве топлива, но и к социально-экономическим последствиям, связанным с недопоставкой газа потребителям, а также к возможному возникновению чрезвычайных ситуаций (ЧС) в случае инцидентов и аварий в сетях.

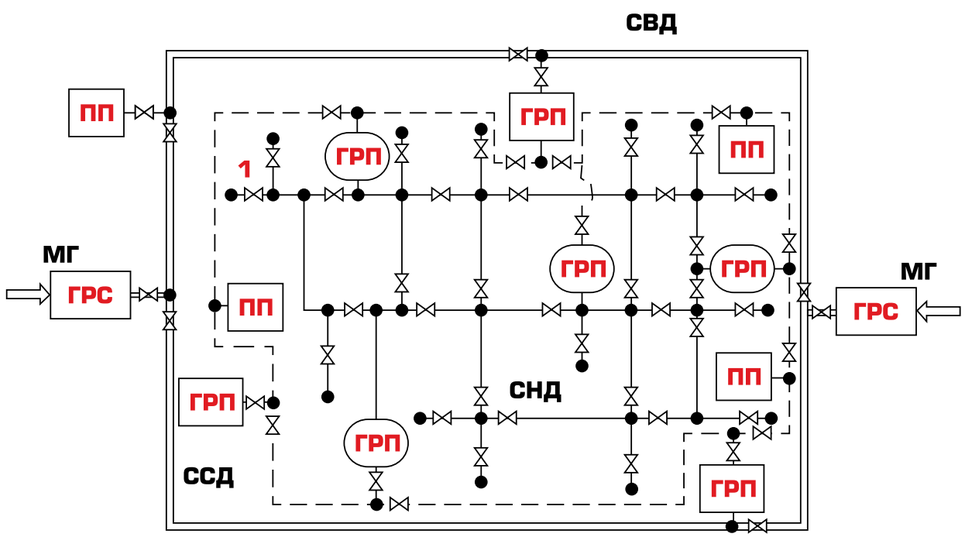


Рис. 1. Трехступенчатая система газоснабжения: СВД — сеть высокого давления; ССД — сеть среднего давления; СНД — сеть низкого давления; ПП — промышленное предприятие; МГ — магистральный газопровод; ГРС — газораспределительная станция; ГРП — газорегуляторный пункт

АНАЛИЗ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Современные распределительные системы газоснабжения имеют ярко выраженную иерархичность в построении, связанную с классификацией газопроводов по давлению. Они представляют собой сложный комплекс сооружений, состоящих из множества элементов, составляющих многоступенчатую структуру (рис. 1).

Газопроводы систем газоснабжения в зависимости от величины давления транспортируемого газа подразделяются на три группы [1]:

1) газопроводы низкого давления (ГНД) — при рабочем давлении газа до 0,005 МПа включительно;
2) газопроводы среднего давления — при рабочем давлении газа 0,005 — 0,3 МПа;
3) газопроводы высокого давления II категории — при рабочем давлении газа 0,3 — 0,6 МПа;
4) газопроводы высокого давления I категории — при рабочем давлении газа свыше 0,6 — 1,2 МПа включительно для природного газа и газовоздушных смесей и до 1,6 МПа для сжиженных и углеводородных газов (СУГ).

Наиболее сложны по структуре городские газораспределительные сети. Здесь газ по газопроводам высокого давления (II категории) подают через ГРП в сети среднего и высокого давления, а также промышленным предприятиям, нуждающимся в газе высокого давления. Для подачи газа в жилые, общественные здания и предприятия бытового обслуживания предназначены газопроводы низкого давления, а газопроводы среднего давления и высокого давления (I категории), как правило, обеспечивают питание городских распределительных сетей низкого и среднего давления через ГРП. В общем, количество ступеней газопроводов зависит от количества и вида потребителей газа. Для поселков и небольших городов рекомендуется одноступенчатая система газоснабжения. Для городов средних размеров — двухступенчатая система газоснабжения. Для крупных городов рекомендуется трехступенчатая система газоснабжения. Причем для крупных и средних городов газовые сети проектируются кольцевыми, а для мелких городов и поселков как высокая ступень давления, так и низкая могут быть запроектированы тупиковыми.

Газопроводы сложных газораспределительных систем можно разделить по назначению на три группы:

1) распределительные — для подачи газа к промышленным потребителям, коммунальным предприятиям и в районы жилых домов. Эти газопроводы могут быть высокого, среднего и низкого давления, кольцевые и тупиковые;
2) абонентские ответвления, подающие газ от распределительных сетей к отдельным потребителям;
3) внутридомовые газопроводы.

Современные распределительные системы газоснабжения включают также устройства и сооружения для редуцирования и очистки газа, электрохимической защиты от коррозии, отключения отдельных участков и др.

Основные причины снижения эксплуатационной надежности газораспределительных систем известны. К ним относятся следующие:

— отсутствие гармонизации развития населенных пунктов и газораспределительных систем;
— отсутствие единства развития газовых сетей;
— меняющиеся архитектура и устройство населенных пунктов;
— неадаптированные программы реконструкции систем теплоснабжения;
— несовершенство применяемого оборудования и технических устройств;
— недостаточная защита от коррозии трубопроводов и оборудования сетей;
— возможность несанкционированного доступа к элементам сетей у широкого круга населения;
— несовершенство системы мониторинга и контроля параметров сети и др.

АНАЛИЗ ОТКАЗОВ В ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Федеральный государственный надзор в области промышленной безопасности ведет статистику аварий и инцидентов (отказов) на объектах газораспределения и газопотребления (рис. 2).

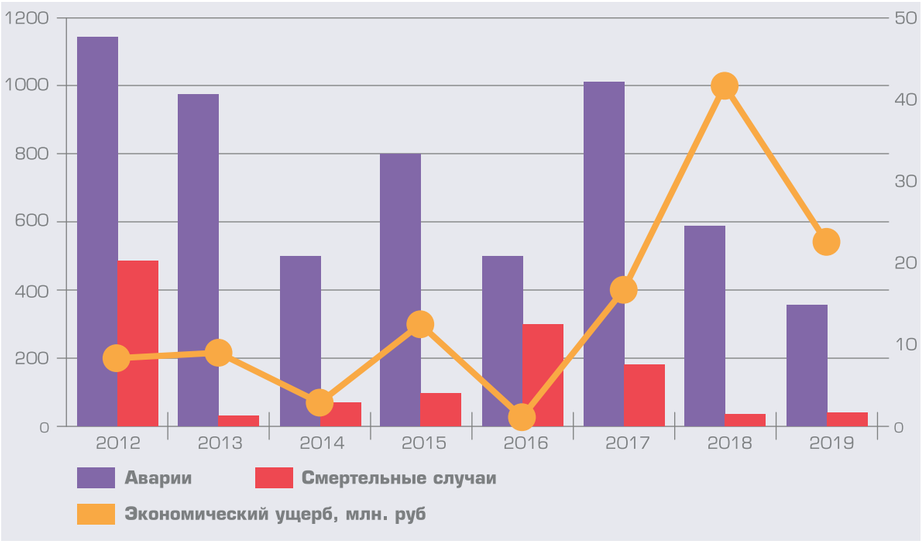


Рис. 2. Динамика показателей аварийности и травматизма на объектах газораспределения и газопотребления (по данным ООО «Газпром межрегионгаз»)

Результаты анализа причин отказов в газораспределительных сетях показывают, что их основными причинами оказываются механические и коррозионные повреждения труб, а также разрывы сварных швов.

Механические повреждения наземных и подземных участков газопроводов вследствие случайного воздействия при производстве работ в границах охранной зоны газопроводов (рис. 3) происходят по причине неточного указания газовой сети в проектной документации, а также из-за небрежности или ошибок строителей, выполняющих земляные работы. Механические повреждения носят случайный характер. Коррозионные повреждения обусловлены агрессивным воздействием грунтов и/или наличием блуждающих токов. Разрывы сварных швов происходят из-за некачественной сварки швов вследствие температурных напряжений при размораживании грунта в зимне-весенний период, а также напряжений, возникающих в связи с осадкой грунта, и др. Иногда разрывы обусловлены некачественной сваркой швов и наличием дефектов.

Наибольшую опасность представляют участки газопроводов, проложенные вблизи зданий, сооружений и коммуникаций. Наиболее сложные условия для прокладки газопроводов — переходы по железнодорожным и трамвайным путям, дюкеры, мостопереходы, прокладка в туннелях. В двух последних случаях у газопроводов производят 100% контроль качества труб и сварных швов.

Частыми причинами отказов на участках подземных трубопроводов становятся повреждения установленного на них оборудования (задвижек, кранов, линзовых компенсаторов, конденсатосборников и др.). При этом в случае нарушения герметичности (трещины, разъемные соединения, сальники и др.) происходит наружная утечка газа, что представляет наибольшую опасность. Нередки случаи неплотного перекрытия задвижкой потока газа, что также может стать причиной отказа.

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

При проектировании системы газораспределения устанавливают уровень надежности (промышленной безопасности), который не должен снижаться в процессе всего назначенного срока ее эксплуатации [2–4]. В качестве исходных данных для расчета надежности всей газораспределительной сети принимают ее структурную схему

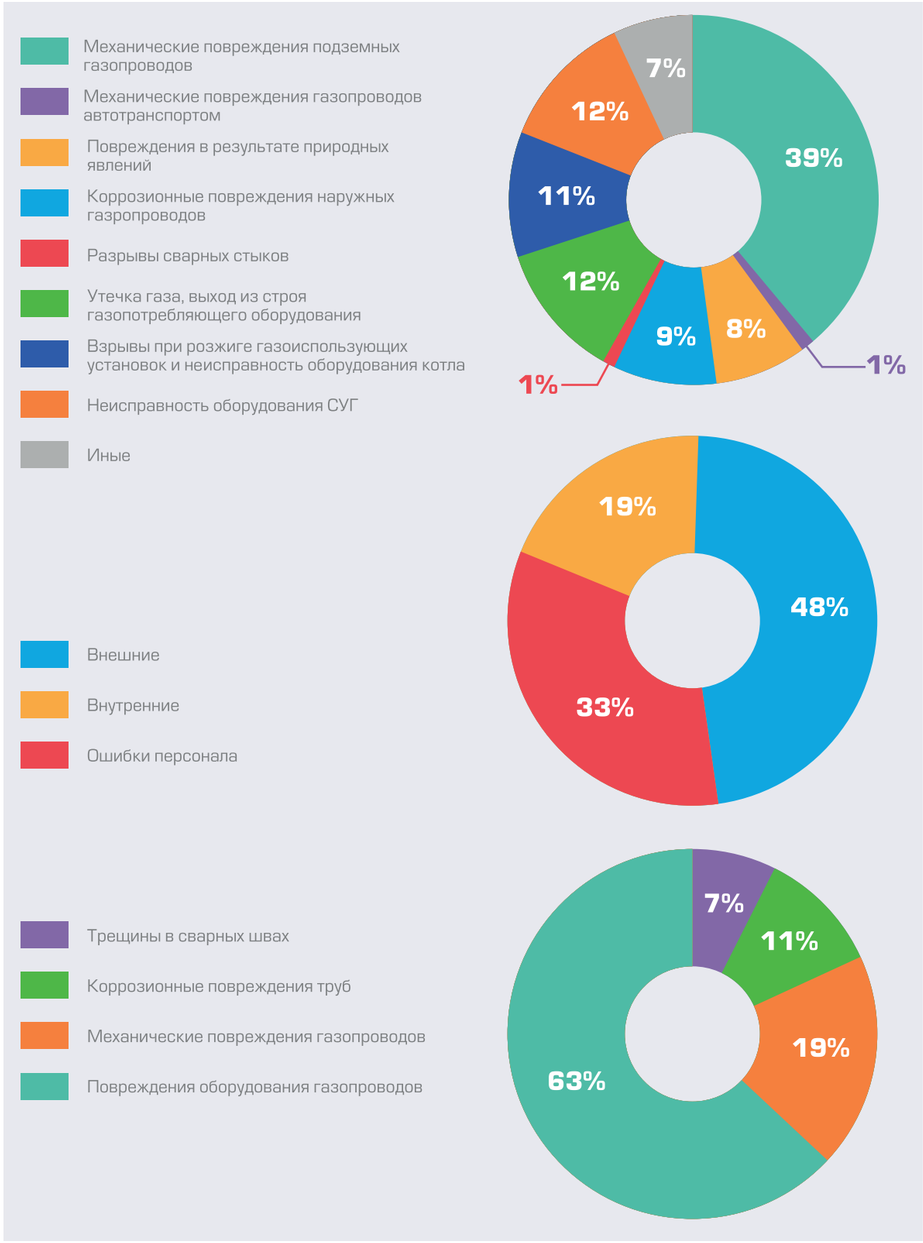


Рис. 3. Причины отказов в системах газораспределения (составлено по данным ООО «Газпром межрегионгаз»)

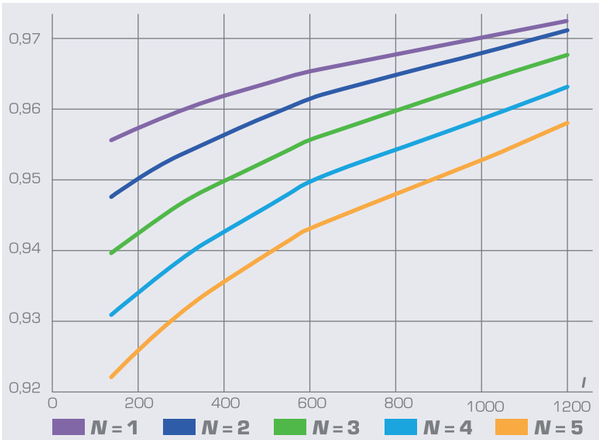


Рис. 4. Зависимость надежности газораспределительной сети от длины трубопровода *l* и количества участков *N*

и данные по надежности составляющих схему элементов (оборудование, трубопроводы, запорно-регулирующая аппаратура и др.) с учетом полного перечня учитываемых типов отказов. Большинство участков газораспределительной сети не могут функционировать в случае наступления отказов. При этом длительность отказа напрямую связана с социально-экономическим ущербом в результате недопоставки газа потребителю. Возможное уменьшение подачи газа ограничено нижним пределом, который устанавливают из соображений минимально допустимого давления газа перед приборами, которое определяется минимальной нагрузкой (50% расчетного значения).

Снижение подачи газа нормировано коэффициентами обеспеченности $K_{об}$, которые назначают следующими:

0,8–0,85 — для ЖКХ (в сети низкого давления);

0,7–0,75 — для котельных;

0 — для промышленных предприятий, имеющих резервное топливо;

1,0 — для технологических нужд предприятий.

При расчете надежности газопроводной сети необходимо учитывать объемы газа, проходящего через отдельные участки трубопроводов (пропускную способность), и схемы соединения участков.

Вероятность безотказной работы P для системы с последовательным соединением n элементов вычисляется как произведение вероятностей отдельных элементов (подсистем), т. е. $P = \prod_{i=1}^{n} P_i$, где P_i — вероятность безотказной работы одного i-го элемента. Надежность поставки газа $H_{пс}$ потребителям, подключенным к рассматриваемому участку сети, составляет

$$H_{пс} = P_1 \cdot \prod_{i=2}^{n} \left[1 - (1 - P_i) \times \ldots \cdot \frac{Q - \sum_{j=1}^{i} Q_j}{Q} \right], \quad (1)$$

где Q_j — объем газа, не проходящего через j-й участок (1-й, 2-й, 3-й и т. д. по ходу газа — путевые расходы); Q — общий объем газа, проходящего через газопровод.

Для системы с параллельным соединением элементов вероятность безотказной работы, при условии достаточной пропускной способности, вычисляется по формуле:

$$H_{пр} = 1 - \prod_{i=1}^{n} (1 - P_i) \frac{Q - Q_i}{Q}. \quad (2)$$

В случае смешанного (параллельно-последовательного) соединения систему следует разбить на последовательные участки, элементами которых могут быть участки с параллельным соединением, а затем вычислить надежность смешанного соединения как произведение:

$$H_{\Sigma} = H_{пс} \cdot H_{пр}. \quad (3)$$

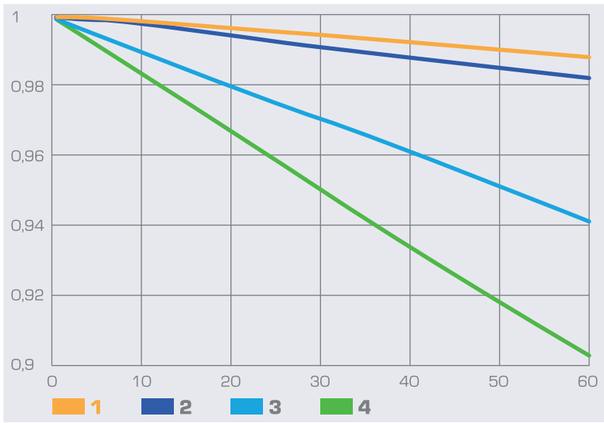


Рис. 5. Снижение вероятности безотказной работы: 1 — для кранов $\omega_o = 0{,}2 \cdot 10^{-3}$ 1/год; 2 — для стальных задвижек $\omega_o = 0{,}3 \cdot 10^{-3}$ 1/год; 3 — для газопроводов $\omega_o = 2 \cdot 10^{-3}$ 1/(км · год); 4 — для чугунных задвижек $\omega_o = 1{,}7 \cdot 10^{-3}$ 1/год

Диаметр газопровода, мм	ω_o 10^5, м$^{-1}$ в год	*H*, % при длине участка, м				
		100	150	200	250	300
≤ 80	307	99,693	99,563	99,385	99,230	99,074
100	38	99,962	99,943	99,925	99,910	99,889
125	20	99,98	99,97	99,96	99,951	99,941
150	1	99,999	99,998	99,997	99,996	99,995
≥ 200	0	100	100	100	100	100
* *Источник: [6].*						

Табл. 1. Параметры потока отказов ω_o и надежность участков газопроводов *H**

Для закольцованной сети с ГРП (рис. 1) можно применять эмпирическую формулу [6]:

$$H = \frac{\left(96 - N + 0{,}09 q_{уд}^{0{,}37} - N^{0{,}47} l^{0{,}58}\right)}{100}, \quad (4)$$

где N — число участков, составляющих радиус действия ГРП;

$D_{ср}$ — средний диаметр газораспределительной сети, мм;

$q_{уд}$ — удельная нагрузка на газопроводах низкого давления, м^3/ч на 1 м;

l — средняя длина участка газораспределительной сети, м.

Анализ приведенных зависимостей показывает, что надежность параллельного соединения выше, чем последовательного, а надежность кольцевой сети (рис. 4) увеличивается с ростом ее протяженности и уменьшением количества участков.

Оценку надежности следует производить путем сравнения полученных значений с принятыми в качестве критериев допустимых значений: $[H] = 0{,}999$ — для сетей высокого и среднего давления в больших и средних городах; $[H] = 0{,}95 \ldots 0{,}99$ — в малых городах и поселках; $[H] = 0{,}9 \ldots 0{,}99$ — для сетей низкого давления.

В настоящее время в качестве количественного показателя надежности сложной технической системы используют показатели безотказности. Наиболее информативен из них параметр потока отказов (параметр потока наступления опасных состояний) — отношение среднего числа появлений опасных состояний объекта за произвольно малую его наработку к значению этой наработки:

$$\omega_o(t) = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{g(t, t + \Delta t)}{\Delta t} = \frac{g(t, t + dt)}{dt}, \quad (5)$$

где $g(t, t + dt)$ — вероятность отказа за промежуток времени $(t, t + dt)$.

С $\omega_o(t)$ связывают вероятность безотказной работы $P_б = e^{-\omega_o t}$ (рис. 5).

Большое значение имеет определение надежности линейной (трубопроводной) части газораспределительных систем. Это связано с тем, что при подземной прокладке обнаружение и ликвидация неисправностей затруднительны и требуют продолжительного времени (низкая ремонтопригодность) по сравнению с надземными объектами газового хозяйства. Кроме того, утечки газа из поврежденных подземных газопроводов могут привести к насыщению газом близлежащих зданий и сооружений. Интенсивность отказов и надежность участков подземных газопроводов приведены в табл. 1.

Важнейшая характеристика, определяющая состояние газораспределительной системы, — это наработка на отказ T_o. При экспоненциальном распределении наработки между отказами:

$$T_o = \int_0^{\infty} P_б(t) dt = \omega_o^{-1}. \quad (6)$$

При наличии отказов, определяемых вероятностью (6), необходимо сопоставить T_o со временем восстановления, определяемого $T_р$ — вероятностью того, что время устранения отказа не превысит заданного

$$T_р = \int_0^{\infty} t f_р(t) dt = \int_0^{\infty} t dF_р(t) dt = \int_0^{\infty} \left[1 - F_р(t)\right] dt, \quad (7)$$

где $f_р(t)$ и $F_р(t)$ — соответственно плотность распределения и функция распределения времени отказа.

В качестве комплексного показателя надежности можно ввести коэффициент отказа $K_о$, равный вероятности того, что элемент откажет в произвольный момент времени:

$$K_о = \frac{T_р}{T_о + T_р} = \frac{T_р/T_о}{1 + T_р/T_о} \approx T_р/T_о. \quad (8)$$

Например, проведенные исследования надежности и безопасности рудничного электрооборудования (РЭО) показали [8], что для подавляющего большинства видов РЭО $T_р = 0{,}1 \ldots 6{,}0$ ч, $T_о = 500 \ldots 10^5$ ч, т. е. отношение $T_р/T_о \cong 10^{-6} \ldots 100$, что подтверждает правомерность использования последнего выражения.

Для независимых отказов коэффициент $K_о$ равен сумме коэффициентов отказов $K_{оij}$ по j-й причине i-го элемента

$$K_о = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{l} K_{оij}. \quad (9)$$

Таким образом, количество отказов газораспределительной сети возрастает с ее развитием. Поскольку соотношение (8) справедливо по отношению к опасным отказам, то это свойство коэффициента $K_о$ очень важно при количественной оценке безопасности на стадии проектирования и эксплуатации газораспределительной сети.

Учитывая, что при проектировании и эксплуатации газораспределительной сети обеспечивается неравенство $T_о >> T_р$, случай с наличием одновременных отказов нескольких из n участков маловероятен. При этом вектор возможных состояний газораспределительной сети определяется как

$$\overline{S}(t) = |s_0(t)\ s_1(t)\ s_2(t) \ldots s_i(t) \ldots s_n(t)|^{\mathrm{T}}, \quad (10)$$

где переходы системы из исправного состояния $s_0(t)$ в отказовое $s_i(t), i = 1, n$ характеризуются параметрами потока отказов участков $\omega_{о1}, \omega_{о1}, \ldots, \omega_{оi}, \ldots, \omega_{оn}$, а вероятности нахождения системы в исправном и в любом из i-х состояний по теории марковских процессов можно определить как [2, стр. 195]:

$$P_0(t) = e^{-\sum \omega_{оi} t};\ P_i(t) = \frac{\omega_{оi}}{\sum \omega_{оi}} e^{-\sum \omega_{оi} t};$$
$$\sum_{i=1}^{n} P_i(t) = 1, \quad (11)$$

где $\omega_{о1}, \omega_{о1}, \ldots, \omega_{оi}, \ldots, \omega_{оn}$ — параметры потока отказов участков.

Для оценки качества функционирования газораспределительной сети принимают расход газа, подаваемого потребителям. Каждому состоянию системы газоснабжения $\overline{S}$ сопоставим расход газа через нее $Q_i(t)$.

$$Q_i(t) = Q_0 - \Delta Q_i, \quad (12)$$

где Q_0 — расчетная подача (в состоянии s_0); ΔQ_i — недоподача газа вследствие возникновения s_i отказа в сети.

С учетом (12) получим выражение показателя качества функционирования:

$$Q(t) = Q_0 - \sum_{i=1}^{n} \Delta Q_i \frac{\omega_{оi}}{\sum \omega_{оi}} \left(1 - e^{-\sum \omega_{оi} t}\right). \quad (13)$$

Отношение $Q(t)/Q_0$ называют показателем качества, или надежностью функционирования идеальной системы $H_{сист}(t)$.

$$H_{сист}(t) = 1 - \sum_{i=1}^{n} \frac{\Delta Q_i}{Q_0} \frac{\omega_{оi}}{\sum \omega_{оi}} \left(1 - e^{-\sum \omega_{оi} t}\right). \quad (14)$$

ОЦЕНКА РИСКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

В зависимости от степени опасности отказы можно разделить на две группы: опасные (аварии — событие A) и безопасные (инциденты — событие I). Под опасными отказами следует понимать такие отказы, которые могут вызвать возникновение опасной ситуации, ведущей, в первую очередь, к возможностям взрыва, пожара, другим опасным факторам, связанным с разрушением элементов газораспределительной сети при аварии, создающим препятствия для плановой поставки газа. При этом обозначим следующие события: C_i — реализация аварии (инцидента) по i-му сценарию; B_i — причинение ущерба y_i при реализации i-го сценария.

Общий риск эксплуатации может быть представлен математическим ожиданием причиняемого ущерба Y [7]:

$$R = M[Y] = \sum_{i=1}^{N} P(B_i)\, y_i, \quad (15)$$

где $P(B_i)$ — вероятность причинения ущерба y_i.

Формулу (15) можно разбить на два слагаемых — риск аварии R_A и риск инцидентов R_I, при $N = k + l$, т. е.

$$R = R_A + R_I = \sum_{i=1}^{k} P(B_i)\, y_{Ai} + \sum_{j=1}^{l} P(B_j) y_{Ij}, \quad (16)$$

где y_{Ij} — размер j-х ущербов при появлении инцидента, причиняемых техническому объекту (стоимость внепланового ремонта и дополнительных затрат по транспортировке газа через резервную часть газопровода) и потребителям газа, связанных с перебоями в его подаче.

Риск аварии $R_A = \sum_{i=1}^{n-1} P(B_i)\, y_{Ai}$, как правило, определяется еще на этапе проектирования и декларируется в рамках промышленной безопасности объекта, если он относится к категории опасных или иных процедур, требующих проведения анализа риска. Отметим, что члены произведения первого слагаемого формулы (16) отличаются от аналогичных членов второго слагаемого тем, что величины вероятностей, как правило, очень малы, а величины ущербов, наоборот, могут быть очень высокими. Во втором слагаемом вероятности имеют намного большие значения, а величины ущерба относительно невысокие, если рассматривать только ту часть ущерба, которая относится к самому опасному объекту.

Особенность газораспределительных сетей — их территориальная рассредоточенность в зоне проживания большого количества людей. Поэтому ущерб от отказов сетей в большой мере наносится населению. В случае аварии отказ связан непосредственно с экономическими и социальными рисками для людей, оказавшихся в зоне поражающих факторов, а в случае инцидентов он ведет, как правило, к недопоставкам газа потребителям.

Для оценки риска аварии и инцидента технического объекта R_A определим соответствующие события B_i, B_j через события A и C_i, I и C_j, соответственно, воспользовавшись логической операцией умножения событий:

$$B_i = A \cdot C_i;\ B_j = I \cdot C_j. \quad (17)$$

Поскольку события A и C_i являются совместными и зависимыми, искомая вероятность события B_i, связанного с причинением ущерба y_i, определяется как

$$P(B_i) = P(A \cdot C_i) = P(A) \cdot P(C_i/A), \quad (18)$$

где $P(C_i/A)$ — условная вероятность реализации сценария C_i при возникновении аварии (события A).

По аналогии с (18), для вероятности инцидента

$$P(B_j) = P(I \cdot C_j) = P(I) \cdot P(C_j/I). \quad (19)$$

Подставляя выражения (18) и (19) в формулу (16), получаем:

$$R = R_A + R_I = \sum_{i=1}^{k} P(A) \cdot P(C_i/A)\, y_{Ai} + \sum_{j=1}^{l} P(I) \cdot P(C_j/I)\, y_{Ii}. \quad (20)$$

Разделяя риски аварий, как и инцидентов, и риски их последствий, получим в окончательном виде:

$$R_A = \sum_{i=1}^{k=(n-1)} P(A) \cdot P(C_i/A)\, y_{Ai} + ; + [P(A)] \left[\sum_{i=1}^{k} P(C_i/A)\, y_{Ai}\right. \quad (21)$$

$$R_I = \sum_{i=1}^{l=(m-1)} P(I) \cdot P(C_i/I)\, y_{Ii} + + [P(I)] \left[\sum_{i=1}^{l} P(C_i/I)\, y_{Ii}\right]. \quad (22)$$

Первый член $[P(A)]$ произведения в выражении (21) ($[P(I)]$ в выражении (22)) определяется инициирующими событиями аварии (инцидента), а второй — $\left[\sum_{i=1}^{k} P(C_i/A) y_{Ai}\right]$ ($\left[\sum_{i=1}^{l} P(C_i/I) y_{Ii}\right]$) — последствиями возможной аварии (инцидента) в соответствии со сценарием их развития.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время разработаны методики, позволяющие достаточно подробно производить оценку как надежности функционирования, так и последствий возможных аварий применительно к конкретному опасному объекту, в том числе — к объекту газораспределения, причем с учетом его индивидуальных особенностей (схемы и места расположения, параметров потоков газа, конструктивных

особенностей и т. д.). При этом практически отсутствуют методики определения вероятности возникновения аварий — $P(A)$. На практике обычно $P(A)$ принимают как среднестатистическую по отрасли для данного типа опасных объектов либо как назначенную из условий достижения современного уровня в данной области деятельности. И наоборот, существует достаточно объективная практика прогнозирования вероятности инцидентов на технически сложных объектах $P(I)$, положенная в основу организации обслуживания и ремонта объектов газораспределительных сетей, но практически не исследованы последствия таких инцидентов, особенно социально-экономические, связанные с недопоставками газа населению.

Для построения методики определения вероятности возникновения (предупреждения) аварий требуется имитационное моделирование газораспределительной системы, учитывающее как внешние, так и внутренние воздействия на систему и ее отдельные элементы, т. е. фактически построение цифрового двойника, обладающего конструктивными и эксплуатационными свойствами, идентичными свойствам реальной системы.

Прогнозирование рисков социально-экономических последствий инцидентов в газораспределительных сетях может быть основано на учете различного рода потерь (например, получение физической травмы, потеря здоровья, утрата имущества, получение доходов ниже ожидаемого уровня и др.). При этом возможны различные подходы к определению причиненного ущерба y_{Ii}, основанные как на построении детерминистских моделей, так и на рейтинговых методах экспертной оценки, например, путем установления весовых коэффициентов значимости как для аварий, так и для инцидентов. В основу значимости весовых коэффициентов аварий y_{Ai} могут быть положены объемы разрушения (механические или коррозионные) газопроводов, газового оборудования (технических устройств), взрывы и (или) воспламенение газа в сооружениях (зданиях), в топках и газоходах газоиспользующих установок, при разрушениях (повреждениях) газопроводов, остановка в газоснабжении города, населенного пункта, микрорайона и др. В основе значимости весовых коэффициентов инцидентов y_{Ii} — отказы в работе оборудования (технических устройств), контрольно-измерительных приборов, повреждения газопроводов и сооружений, повлекшие за собой перебои в поставках или снижение производительности, утечки газа, приведшие и не приведшие к перерыву в газоснабжении и др.

При оценке экономического ущерба от аварий необходимо учитывать:

- полные финансовые потери организации, эксплуатирующей опасные объекты, на которых произошли аварии;
- расходы на ликвидацию и расследование аварии;
- социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей (как персонала организации, так и иных лиц);
- вред, нанесенный окружающей среде;
- косвенный ущерб и потери государства от выбытия трудовых ресурсов и др.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СП 62.13330.2011. Свод правил. Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-012002 (с изменениями № 1). — М., 2011. — 70 с.
2. *Ионин А. А.* Газоснабжение: Учеб. для вузов. 4-е изд. перераб. и доп. — М: Стройиздат, 1989. — 439 с.: ил.
3. *Лепеш Г. В.* Имитационное моделирование состояния и функционирования технических устройств и систем // Технико-технологические проблемы сервиса. № 3 (49), 2019. С. 13–22.
4. *Лепеш Г. В.* Диагностика и комплексное обслуживание инженерно-технических систем и оборудования зданий и сооружений // Технико-технологические проблемы сервиса. № 1 (35), 2016. С. 6–16.
5. *Лепеш А. Г., Потемкина Т. В.* Методика расчета оптимального периода технического обслуживания коммунальной техники // Технико-технологические проблемы сервиса. № 1 (39), 2017. С. 14–17.
6. Надежность систем газоснабжения // Газовик — промышленное газовое оборудование. URL: https://gazovik-gas.ru/katalog/articles/nadeznostj_sistem/
7. *Галеев А. Д.* Анализ риска аварий на опасных производственных объектах: учебное пособие / А. Д. Галеев, С. И. Поникаров. — Изд-во КНИТУ, 2017. — 152 с.
8. РД 03-496-02 Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах 2002 // Федеральный горный и промышленный надзор России (Госгортехнадзор России). URL: http://docs.cntd.ru/document/1200031148

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

МОНИТОРИНГ НАРУЖНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

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

Термин «мониторинг» применительно к газораспределительным сетям был введен сначала Техническим регламентом о безопасности сетей газораспределения и газопотребления. Его содержание было раскрыто в СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.3-2011 «Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация», а затем ГОСТ Р 54983-2012 с таким же названием.

Мониторинг наружных газопроводов необходим для определения параметров, состояния и условий их функционирования и для сравнения полученных данных с требованиями нормативно-технической, конструкторской и проектной документации. Фактически это процесс наблюдения за сетями и систематического сбора информации, необходимой для принятия обоснованных решений. Текущий и капитальный ремонт выполняют по результатам мониторинга и технического обслуживания.

Мониторинг включает в себя (рис. 1):

— проверку состояния охранных зон;
— технический осмотр;
— техническое обследование подземных газопроводов;
— оценку технического состояния;
— техническое диагностирование подземных газопроводов.

Проверка состояния охранных зон и технический осмотр газопроводов ранее представляли собой одну работу, называлась она «обход». В СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.3-2011 их разделили. Проверка — просто визуальный осмотр земельных участков, входящих в охранную зону газопровода. Осмотр включает более сложные действия, в том числе, поиск наличия утечек приборным методом. Вместе они служат постоянным источником информации о состоянии газопровода. Кроме того, в процессе выполняется очистка коверов и крышек газовых колодцев от загрязнений, снега, обновление опознавательных знаков и другие несложные, но необходимые работы.

Рис. 1. Мониторинг технического состояния газопроводов

Мониторинг производится по графикам с учетом периодичности работ, установленной в ГРО и утвержденной техническим руководителем. Сроки выполнения работ определены ГОСТ Р 54983, кроме проверки охранных зон, когда периодичность устанавливает ГРО самостоятельно. Графики формируются исходя из установленной в организации периодичности работ.

Для служб, эксплуатирующих наружные газопроводы, сложной задачей оказывается составление графиков осмотра технического состояния газопроводов. При обследовании и оценке проблем не возникает: сроки установлены в отношении отдельного газопровода, и работа выполняется применительно к газопроводу. При проверке охранных зон периодичность устанавливается для маршрута. А вот для осмотра периодичность установлена применительно к газопроводу, в то время как график составляется для маршрута, который может включать до нескольких десятков разных газопроводов. По этой причине и возникают вопросы при формировании графиков осмотра газопроводов.

ПРОВЕРКА СОСТОЯНИЯ ОХРАННЫХ ЗОН

Основное назначение проверки — выявление нарушений условий безопасной эксплуатации газопроводов. Серьезную проблему для ГРО представляют механические повреждения подземных газопроводов сторонними организациями при земляных и строительных работах. В одном ряду с ними стоят нарушения Правил охраны газораспределительных сетей, прежде всего несанкционированное строительство, склады и свалки в охранных зонах, их перегораживание.

При проверке также контролируется соблюдение нормативных расстояний от подземных газопроводов до фундаментов строящихся зданий, сооружений, хозяйственных построек, которые составляют: для низкого давления 2 м, среднего — 4 м, высокого 2 категории — 7 м, высокого 1 категории — 10 м. Газопровод может пострадать от талых или дождевых вод. Возможны просадки, обрушения и эрозии грунта на трассе газопровода. Ну и, конечно, при проверке по внешним признакам выявляются утечки газа.

Периодичность проверки устанавливает эксплуатационная организация самостоятельно, но не реже сроков проведения технического осмотра.

При определении сроков проверки основными критериями служат:

— плотность застройки и насыщенность подземными инженерными коммуникациями;
— наличие определенных условий, которые влияют на безопасность газопровода.

Плотность застройки характеризует интенсивность использования территории. Чем больше строений расположено в пределах поселения или отдельного микрорайона, тем больше инженерных сооружений имеется на этой территории. В городах, в кварталах плотной застройки крайне важно взаимодействие с организациями, обслуживающими подземные инженерные коммуникации. Раскопки для строительства, реконструкции, ремонта водопровода, канализации, теплотрассы, электрокабелей и кабелей связи требуют постоянного внимания со стороны газораспределительных организаций. Особенно важен контроль в теплое время года, когда производится основная масса работ.

Исходя из плотности застройки устанавливается разная периодичность проверки состояния охранных зон газопроводов (табл. 1). Поскольку газопроводы одного маршрута в большинстве случаев расположены в одинаковых условиях: или на незастроенной территории, или на территории малоэтажной застройки, или в городах и поселках, сроки устанавливают для всего маршрута.

В большинстве случаев сотрудникам ГРО удается своевременно выявить и остановить работы в охранной зоне газопровода. Иногда строительство продолжается, несмотря на выдаваемые акты

Характеристика расположения газопровода	Сроки проверки охранных зон газопроводов
На незастроенной территории и вне поселений	1 раз в 3 мес.
Подземные газопроводы на территории малоэтажной застройки	1 раз в 2 мес.
Подземные газопроводы в городах и поселках городского типа	2 раза в мес.

Табл. 1

Газопроводы	На застроенной территории поселений		На незастроенной территории и вне поселений
	низкого давления	среднего и высокого давления	
Стальные подземные со сроком службы свыше 15 лет	1 раз в 2 месяца	1 раз в месяц	1 раз в 6 месяцев
Надземные со сроком службы свыше 15 лет	1 раз в 6 месяцев		1 раз в год
Полиэтиленовые со сроком службы свыше 15 лет	1 раз в 6 месяцев		1 раз в год

Табл. 2

на приостановление работ. Необходимо принимать меры на ранних этапах, когда затраты заказчиков минимальны. Затягивание приводит к длительным тяжбам, в которых не всегда суд встает на сторону газораспределительной организации.

При наличии определенных условий, которые влияют на безопасность газопровода, проверку в охранных зонах проводят чаще.

Газопроводы, проложенные в просадочных грунтах, контролируют 1 раз в 10 дней. Ежедневно проводят проверку:

— в период паводка в местах перехода газопровода через водные преграды и овраги, где возможен размыв грунта;
— при контроле сохранности газопроводов в местах производства земляных и строительных работ в охранной зоне газопровода.

ОСМОТР ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

При осмотре подземных газопроводов, кроме выявления утечек газа, выполняют:

— проверку путем внешнего осмотра сооружений и технических устройств надземной установки;
— очистку крышек колодцев и коверов;
— выявление пучений, просадок, оползней, обрушений грунта.

При техническом осмотре надземных газопроводов выявляют утечки газа, а также осуществляют:

— проверку путем внешнего осмотра состояния газопроводов, его опор и креплений, футляров в местах входа и выхода из земли;
— проверку состояния запорной арматуры, компенсаторов, электроизолирующих соединений, средств защиты от падения электропроводов, габаритных знаков в местах проезда транспорта.

Сроки технического осмотра устанавливают ГРО самостоятельно с учетом требований стандарта. Согласно ГОСТ Р 54983-2012 периодичность работ для основных типов газопроводов должна быть не реже указанных в табл. 2.

Рис. 2. Определение периодичности осмотров газопроводов

Для стальных подземных газопроводов со сроком службы менее 15 лет периодичность — не реже 1 раза в 6 месяцев, для полиэтиленовых — не реже 1 раза в год. Для надземных газопроводов со сроком службы до 15 лет периодичность осмотра ГОСТ Р 54983-2012 не определена.

Периодичность осмотров наружных газопроводов устанавливается на основании следующих критериев (рис. 2):

— срок службы: до 15 лет и свыше 15 лет;
— положение относительно поверхности земли: надземный или подземный;
— материал: сталь или полиэтилен;
— категория давления: низкое или среднее (высокое);
— расположение: на застроенной территории поселений или вне поселений.

В отношении ряда газопроводов периодичность осмотра определяется с учетом их особого технического состояния, в частности: недостаточная обеспеченность электрохимической защитой; наличие анодных и знакопеременных зон, не устраненных дефектов изоляции; выявление необходимости капитального ремонта или реконструкции. В этих случаях сроки устанавливаются для отдельного газопровода, а частота осмотров значительно возрастает. Например, газопроводы низкого давления на территории поселений, подлежащие реконструкции и капитальному ремонту, проходят с осмотром 1 раз в неделю, а стальные подземные при наличии анодных и знакопеременных зон — ежедневно.

В остальных случаях графики составляют для целого маршрута, который редко состоит из одного газопровода. Часто в маршрут входят десятки газопроводов, как подземных, так и надземных, как стальных, так и полиэтиленовых. В состав одного газопровода зачастую входят и подземные и надземные участки.

По сроку службы газопроводы, входящие в один маршрут, также различаются. Обычно при газификации территорий строится межпоселковый газопровод к поселению, высокого или среднего давления, монтируется пункт редуцирования газа. Если маршрут состоит только из этого газопровода, то все необходимые для определения периодичности осмотра данные известны: срок службы, положение относительно поверхности земли, материал, давление. Исходя из этих данных составляют график выполнения работ.

А вот газификация поселений обычно идет постепенно. От пункта редуцирования газа строят распределительный газопровод и газопроводы-вводы к потребителям. После пуска газа идет дальнейшее развитие сети, в распределительный газопровод врезаются другие ПРГ, вводы к коммунально-бытовым и промышленным потребителям. Эти процессы могут идти десятилетиями. По этим причинам в состав одного маршрута входят самые разные газопроводы: надземные и подземные, стальные и полиэтиленовые, со сроком службы до 15 лет и свыше 15 лет.

Обычно при формировании маршрута в его состав стараются включать газопроводы одной категории давления. Этот фактор — основной, он определяет периодичность осмотра. Остальные признаки, влияющие на определение периодичности, берут в зависимости от протяженности отдельных видов газопровода. Например, если по поселению идет подземный полиэтиленовый газопровод, от которого отходят стальные цокольные вводы к жилым домам, то периодичность осмотра всего маршрута будет как для полиэтиленового газопровода, с учетом давления газа и срока службы.

Еще один аспект, который необходимо учитывать при составлении графиков осмотра, — изменение периодичности работ с течением времени. Время летит быстро. Кажется, совсем недавно газопроводу было 12 лет, и вот он уже старше 15 лет. Если таких газопроводов много — необходимо пересматривать периодичность осмотра для всего маршрута. Ранее действовали нормативные требования к срокам обхода, установленные ПБ 12-529-03 «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления». В них не было такого критерия определения периодичности работ, как срок службы газопровода. В настоящее время он есть, и его надо учитывать.

Осмотр и проверка охранных зон — это регламентные работы, объем и сроки которых устанавливаются независимо от технического состояния газопровода. Грамотное определение периодичности мониторинга позволяет осуществлять работы с оптимальными трудозатратами, при этом обеспечивая безаварийное функционирование газораспределительных сетей.

СИСТЕМА ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ С ФУНКЦИЕЙ УДАЛЕННОГО МОНИТОРИНГА КИМАТИКА-10

***А. А. Миронов**, к. т. н., **С. А. Горохов**, ООО «Киматика»,*
***И. Н. Гаранин**, заместитель генерального директора по коммерческим вопросам ООО «Протэкт-Регион»*

Протекторная защита — один из способов электрохимической защиты (ЭХЗ) линейных объектов (трубопроводов, кабелей) от воздействия коррозии, не требующий подвода внешнего электропитания.

Цель протекторной защиты — снижение электрического потенциала основного материала защищаемого объекта, что обеспечивает его предохранение от коррозионного разрушения.

Для этого к конструкции присоединяется специальный электрод — «жертвенный анод», изготовленный из более активного металла по отношению к основному (например, из магния). В результате такого присоединения негативное воздействие коррозии принимает на себя протекторное устройство, за счет разрушения которого повышается долговечность защищаемого от коррозии линейного объекта, с которым он соединен.

Протекторы оптимально использовать для построения недорогих систем защиты, таких как защита от коррозии малогабаритных объектов и обеспечение активной защитой металлических изделий с защитным покрытием.

Для подземных трубопроводов стоимость использования протекторной защиты намного ниже, чем любых других способов защиты от коррозии, обеспечивающих аналогичную эффективность. Так, с помощью одного магниевого протектора можно защищать до 8 км трубопровода с защитным покрытием. Для непокрываемого трубопровода защита простирается лишь на 30 м.

Компании «Протэкт» и «Киматика» совместно разработали продукт для антикоррозионной протекторной защиты — КИМАТИКА-10 (рис. 1). В нем предусмотрена телеметрическая обратная связь о состоянии протекторной защиты при полной автономии электропитания, и осуществляется протекторная защита трубопроводов от коррозии.

Продукт уже включает в себя все что нужно для антикоррозионной протекторной защиты. В его состав входят:

Рис. 1. КИМАТИКА-10

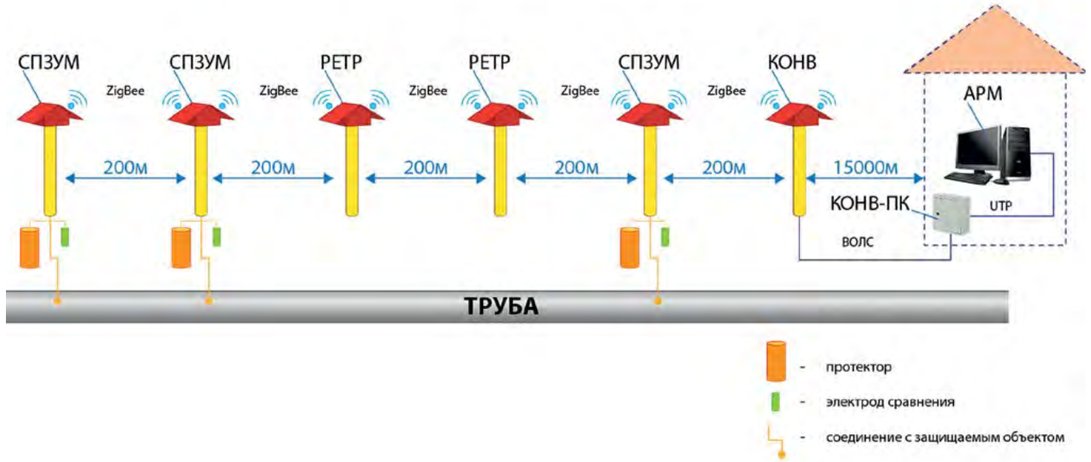


Рис. 2. Структурная схема протекторной защиты трубопроводов с функцией удаленного мониторинга КИМАТИКА-10
СПЗУМ — система протекторной защиты с функцией удаленного мониторинга
РЕТР — ретранслятор (для поддержания сети на расстоянии не более 200 м от последней точки сети, где не требуется СПЗУМ)
КОНВ — конвертер ZigBee в Ethernet (оптическое подключение)
КОНВ-ПК — медиаконвертер (конвертация сигнала из оптоволоконной линии в сигнал витой пары)
АРМ — автоматизированное рабочее место оператора (оснащено конвертером оптического сигнала в электрический, компьютером и ПО)
ZigBee — беспроводной радиоканал связи
ВОЛС — волоконно-оптическая линия
UTP — витая пара

- анод;
- датчик поляризационного потенциала;
- стойка;
- измерительная система со встроенной телеметрией и ретранслятором сигнала;
- соединительные кабели.

Внешнее электропитание не требуется. Аккумуляторных батарей достаточно для непрерывной работы в течение 12 месяцев.

Особенность продукта КИМАТИКА-10 в том, что он передает данные с помощью беспроводной связи в отсутствие внешних ретрансляторов (вышек сотовой связи). Это достигается тем, что каждый элемент защиты выступает как ретранслятор сигнала остальных элементов, и все экземпляры продукта КИМАТИКА-10 объединяются в ячеистую сеть произвольной формы (рис. 2) посредством сетевого протокола верхнего уровня ZigBee.

Благодаря такому построению системы телеметрии данные о состоянии протекторной защиты передаются на АРМ оператора. Возможны также иные способы проверки состояния ЭХЗ (рис. 3):

- дистанционный опрос встроенными средствами телеметрической передачи;
- дистанционный опрос «на ходу» с борта автомобиля технической помощи или вертолета;
- дистанционный опрос с помощью портативных средств, носимых вручную;
- непосредственное измерение электрических параметров на клеммах.

Преимущества системы протекторной защиты КИМАТИКА-10:

- экономия в обслуживании до 40% в периоде эксплуатации 10 лет;
- продукт полностью готов для применения;
- ежедневный мониторинг данных и контроль состояния защиты трубопроводов;
- потребителю не нужно докупать дополнительные элементы (аноды, датчики, кабели и т.д.);
- цвет столбов изделия может быть любым на выбор: желтый, синий, белый, зеленый;
- предлагаются дополнительные опции:
  - козырек километрового обзора;
  - наклейки с тематическими надписями;

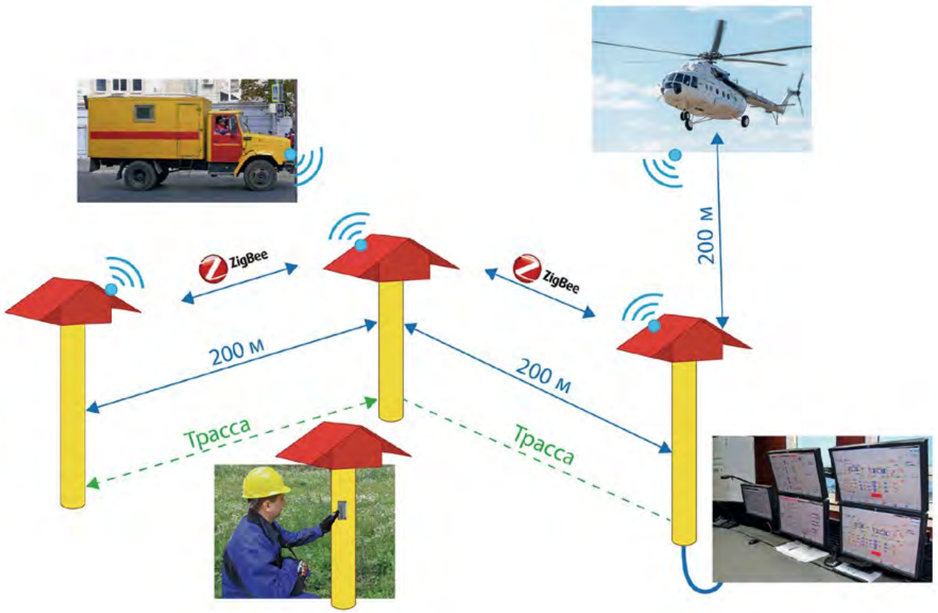


Рис. 3. Способы проверки ЭХЗ системы КИМАТИКА-10

— установка изделия может быть сетевая (нескольких изделий, собранных в сеть, с последующей передачей данных на АРМ оператора) или единственная (одно изделие КИМАТИКА-10 с вариантами — передача данных на АРМ; без передачи данных; дистанционный опрос ручными средствами телеметрии); основное условие сетевой установки: все элементы должны быть установлены в пределах прямой видимости на расстоянии не более 500 м друг от друга;
— дополнительная функция — система сигнализации, определяющая вскрытие стойки изделия и повышение температуры внутри изделия в случае угрозы при лесных и травяных пожарах.

Система защиты КИМАТИКА-10 предназначена для защиты магистральных трубопроводов, трубопроводов водоснабжения в условиях городской застройки, магистральных кабелей с прокладкой в грунте, металлоконструкций, уложенных в грунте.

Экономический эффект от системы заключается в снижении затрат на восполнение потерь от коррозии. По данным западных аналитиков, примерно 40% ежегодно производимых металлов и металлических материалов расходуется на восполнение коррозионных потерь. А косвенные потери оцениваются как превышающие прямые в два-три раза. Это простои оборудования, течи продуктопроводов, потеря производительности оборудования по причине засорения труб ржавчиной, загрязнение полезного продукта, завышенные припуски при проектировании.

Все это позволяет делать выводы об экономической эффективности применения систем защиты от коррозии КИМАТИКА-10, поскольку, с одной стороны, она использует отработанные принципы протекторной защиты, с другой стороны, представляет собой автономный и контролируемый объект. Комплектное решение позволит потребителю упростить подбор дополнительного оборудования и применить данную систему для защиты от коррозии в любых сферах. Открытая архитектура продукта позволит реализовать дополнительные функции мониторинга в условиях автономного электропитания (например, сейсмический датчик, реагирующий на удары по трубопроводу) и другие.

ПРОТЭКТ производственная компания

ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ
при прокладке и обслуживании подземных газопроводов

ДЛЯ ПОДЗЕМНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ
Лента сигнальная ГАЗ

ДЛЯ НАЗЕМНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ
Столбик опознавательный ГАЗ
Таблички с нанесением информации о газопроводе

ДЛЯ ОБОЗНАЧЕНИЯ В ГОРОДСКОЙ ЧЕРТЕ УЧАСТКА СТРОИТЕЛЬНЫХ, РЕМОНТНЫХ, АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫХ РАБОТ
Пластиковое аварийное ограждение
Веха

ПРОТЭКТ
ООО «НПО Протэкт»
152023, Ярославская область,
г. Переславль-Залесский, ул. Магистральная, д. 28
8-800-200-10-93 npkprotect.ru

РАЗРАБОТКА КРИТЕРИЕВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТИПА РЕКОНСТРУКЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПУНКТОВ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА

П. В. Вишнякова, Т. В. Ефремова, Институт архитектуры и строительства Волгоградского государственного технического университета, Волгоград, Россия

Реконструкция ПРГ проводится с целью повышения эффективности и безопасности системы газоснабжения. При этом требования, которым должен соответствовать ПРГ, а также используемые при проведении работ материалы, оборудование, технические устройства, отдельные детали и узлы должны отвечать [5].

Реконструкция ПРГ может проводиться в нескольких вариантах:

- ремонт отдельных элементов ПРГ;
- замена отдельных элементов ПРГ;
- полная замена ПРГ на новый ГРПШ, ГРПБ.

Для определения вида реконструкции, т. е. для отражения реального состояния ПРГ представляется целесообразным ввести числовой показатель, характеризующий степень работоспособности ПРГ.

Для рассматриваемого с точки зрения реконструкции ПРГ предлагается определять работоспособность по формуле:

$$k_{раб.} = \Sigma\, k_{осн.} + 0{,}9\, \Sigma\, k_{вспом.}, \qquad (1)$$

где $\Sigma\, k_{осн.}$ — сумма основных коэффициентов, отвечающих за факторы, которые влияют на работоспособность ПРГ в приоритете; $\Sigma\, k_{вспом.}$ — сумма коэффициентов, отвечающих за факторы, влияющие на работоспособность ПРГ дополнительно.

На рис. 1 представлена блок-схема, согласно которой будет определено значение каждого коэффициента.

Работоспособность газопровода — это состояние газопровода, при котором значения всех параметров, характеризующих его способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и проектной документации: СП 62.13330.2011; ГОСТ Р 549832012; ГОСТ Р 54961-2012 и др.

При анализе работоспособности эксплуатируемого ПРГ используется существующая база данных о его техническом состоянии, а именно: исполнительная документация, дефектная ведомость ПРГ, сертификаты металла труб и сварных соединений, наличие возможных отклонений от проекта, технологические режимы, нагрузки и воздействия и т. п.

Работоспособность ПРГ зависит от ряда факторов, которые в совокупности влияют на значение коэффициента работоспособности.

К основным коэффициентам, отвечающим за факторы, влияющие на работоспособность ПРГ, относятся:

1) коэффициент эксплуатации;
2) коэффициент резервирования;
3) коэффициент значимости;
4) коэффициент очистки;
5) коэффициент отключения;
6) коэффициент герметичности;
7) коэффициент наличия продувочного газопровода;
8) коэффициент наличия сбросного газопровода;
9) коэффициент наличия КИП.

В число второстепенных коэффициентов входят:

10) коэффициент молниезащиты;
11) коэффициент обогрева;
12) коэффициент вентиляции;
13) коэффициент фундамента/ограждения;
14) коэффициент размещения.

Далее все коэффициенты рассмотрены более подробно.

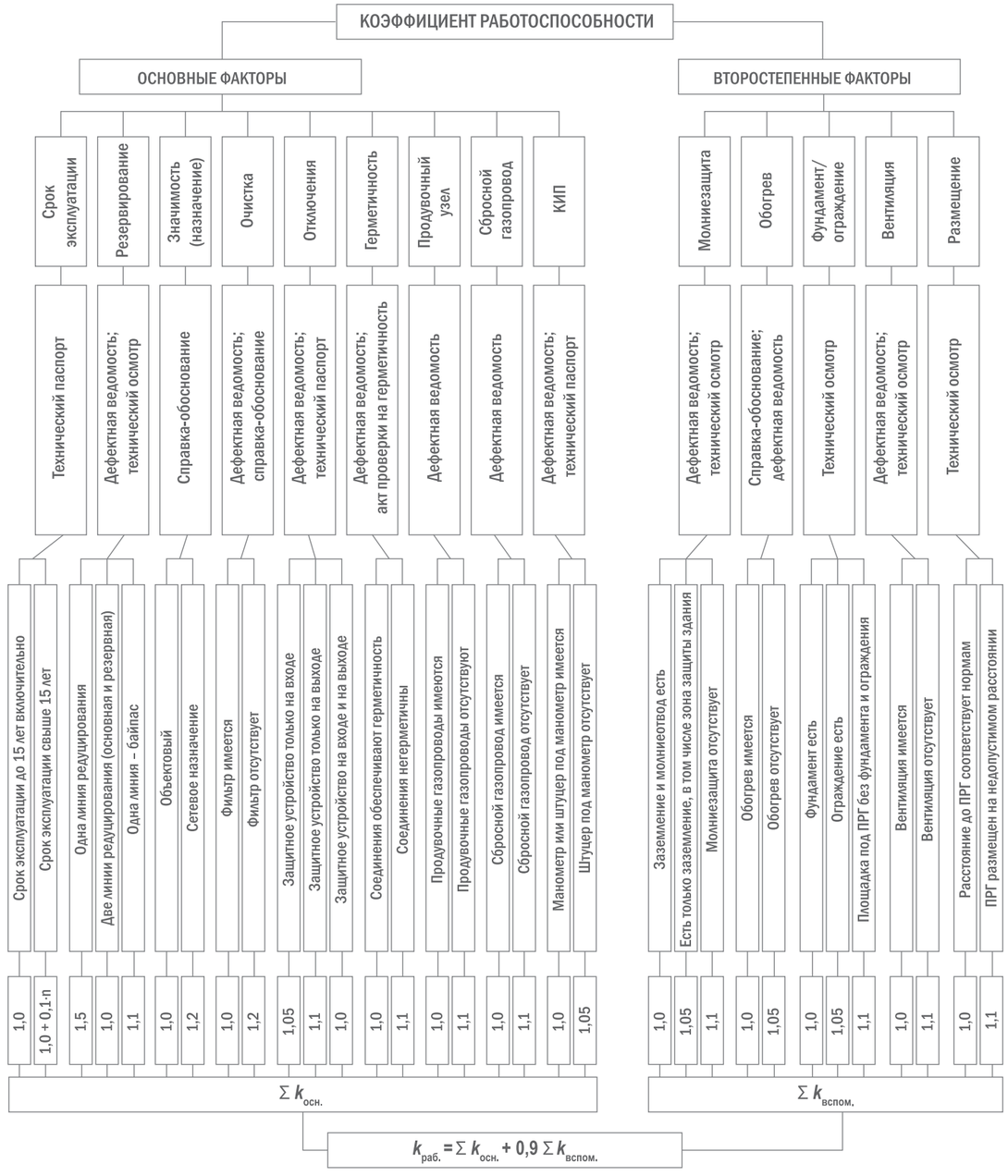


Рис. 1. Алгоритм определения коэффициента работоспособности

1) КОЭФФИЦИЕНТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ($k_э$)

Продолжительность эксплуатации пункта редуцирования газа — это календарная продолжительность эксплуатации от момента его ввода в эксплуатацию до проведения технического диагностирования.

При капитальном ремонте, реконструкции или техническом перевооружении для установления продолжительности эксплуатации необходимо использовать данные эксплуатационного паспорта и эксплуатационного журнала ПРГ для определения срока, в течение которого каждое техническое устройство, входящее в состав технологической части ПРГ, эксплуатировалось без замены с момента ввода в эксплуатацию, а также результаты проведения мониторинга технического состояния ПРГ [1].

Предельные сроки дальнейшей эксплуатации объектов технического регулирования должны устанавливаться по результатам технического диагностирования [2].

В последнее время одной из технических причин возникновения аварий и инцидентов на опасных производственных объектах, в том числе и на объектах газораспределения и газопотребления, становится их старение. Особенно остро этот вопрос стоит там, где газовое оборудование отработало нормативный срок эксплуатации.

Учитывая данные заводов-изготовителей, принимаем срок службы ПРГ 15 лет. Коэффициент эксплуатации считаем равным:

$k_э$ = 1,0 — при сроке эксплуатации ПРГ до 15 лет включительно;

$k_э$ = 1,0 + 0,1·n — при сроке эксплуатации ПРГ свыше 15 лет, где n — количество лет эксплуатации, превышающих 15 лет.

2) КОЭФФИЦИЕНТ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ($k_р$)

Эксплуатирующиеся относительно долго ПРГ, как правило, снабжены байпасной линией, но согласно [2] с 29.10.2010 г. запрещено проектировать и вводить в эксплуатацию ПРГ с обводными (байпасными) газопроводами. Байпасная линия (обводной газопровод) в существующих ПРГ предусматривается для возможности проведения краткосрочного технического обслуживания или ремонта основной линии редуцирования.

ПРГ с двумя линиями редуцирования характеризуются особой надежностью, поскольку резервная линия редуцирования газа всегда способна заменить основную [3].

Резервная нитка газопровода обеспечивает высокую надежность и бесперебойность газоснабжения. Она подключается в случае неисправности или ремонта основной линии редуцирования.

С учетом вышесказанного, коэффициент резервирования принимается равным:

— для ПРГ с одной линией редуцирования $k_р$ = 1,5;
— для ПРГ с двумя линиями редуцирования (основная и резервная) $k_р$ = 1,0;
— для существующего ПРГ с одной линей редуцирования и байпасом $k_р$ = 1,1.

3) КОЭФФИЦИЕНТ ЗНАЧИМОСТИ ($k_{знач}$)

ПРГ могут быть сетевыми, питающими городскую распределительную сеть низкого и среднего давления, и объектными, подающими газ необходимого давления промышленным и коммунально-бытовым потребителям.

Сетевые ПРГ обычно подают газ в закольцованную распределительную сеть, поэтому точные границы зоны действия каждого ПРГ установить практически невозможно [17]. ПРГ, предназначенные для снабжения газом жилых домов, не должны допускать перерывы в подаче газа, особенно в зимнее время. Кратковременные перерывы в подаче газа допустимы в случае ремонтных работ в летнее время.

Для ПРГ, обслуживающих отдельные объекты (промышленные, коммунальные), перерывы в подаче газа допустимы. Они не влияют на обеспечение нормальной жизнедеятельности человека, но могут приводить к сбою в работе отдельных предприятий.

Учитывая эту информацию, коэффициент значимости принимаем равным:

— 1,0 — если ПРГ объектовый;
— 1,2 — если ПРГ имеет сетевое назначение.

4) КОЭФФИЦИЕНТ ОЧИСТКИ ($k_{оч}$)

Для очистки газа от пыли, ржавчины, смолистых веществ и других твердых частиц предназначены газовые фильтры. Качественная очистка газа позволяет повысить герметичность запорных устройств, а также увеличить межремонтное время эксплуатации этих устройств за счет уменьшения износа уплотняющих поверхностей [3].

Благодаря таким элементам, как фильтры, установленные на линии, обеспечивается долгосрочная работа контрольно-измерительной аппаратуры, запорной арматуры и других значимых узлов [6].

Допускается не предусматривать установку фильтров в ГРУ, если подача газа на предприятие осуществляется через ПРГ и протяженность газопровода от ПРГ до ГРУ не превышает 1000 м [14].

Таким образом, коэффициент очистки принимаем равным:

— 1,0 — при наличии фильтра;
— 1,2 — при отсутствии фильтра (кроме условий, описанных выше).

5) КОЭФФИЦИЕНТ ОТКЛЮЧЕНИЯ ($k_{откл}$)

Запорные устройства установлены в ПРГ для временного отключения основного оборудования с целью его ремонта и замены без прекращения подачи газа.

Запорные устройства должны обеспечивать: герметичность отключения, минимальные потери давления в открытом положении, удобство обслуживания и ремонта. Размещение отключающих устройств предусматривают в доступных для обслуживания местах.

Запорные устройства на газопроводах следует предусматривать:

— перед пунктами редуцирования газа, за исключением ПРГ предприятий;
— на ответвлениях газопровода, к которым имеется запорное устройство на расстоянии менее 100 м от ПРГ;
— на выходе из ПРГ [4].

Коэффициент отключения (запорных устройств) принимаем в зависимости от места установки устройства:

— если установлено только на входе — 1,05;
— только на выходе — 1,1;
— на входе и на выходе — 1,0.

6) КОЭФФИЦИЕНТ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ($k_{герм}$)

Наибольшую опасность для обслуживающего персонала, населения и окружающей природной среды при эксплуатации газопроводов представляют аварийные ситуации, связанные с неконтролируемым выходом наружу природного газа: вследствие разгерметизации стенок трубопровода, запорно-регулирующей арматуры, при механическом повреждении; при старении (коррозии) металла; при возникновении микротрещин; при температурных напряжениях разрыва сварного шва; в результате целенаправленной диверсии. При разгерметизации газопроводов происходит образование взрывоопасного облака.

Отключающая (защитная) арматура должна обеспечивать герметичность затворов не ниже класса А [4]. Газопровод как потенциально опасный объект должен быть изолирован качественно — это касается и самих труб, и мест соединения их между собой и арматурой.

Учитывая данную информацию, по результатам осмотра коэффициент герметичности принимаем равным:

— 1,0 — если соединения в ПРГ обеспечивают герметичность;
— 1,1 — если соединения в ПРГ негерметичны.

7) КОЭФФИЦИЕНТ НАЛИЧИЯ ПРОДУВОЧНОГО ГАЗОПРОВОДА ($k_{прод}$)

Газопровод продувочный — это газопровод, предназначенный для вытеснения газа или воздуха (по условиям эксплуатации) из газопроводов и технических устройств [2].

Продувочные трубопроводы размещают:

— на входном газопроводе после первого отключающего устройства;
— на участках газопровода с оборудованием, отключаемым для производства профилактического осмотра и ремонта;
— в существующих (реконструируемых) ПРГ — на обводном газопроводе (байпасе) между двумя отключающими устройствами [7].

Коэффициент продувочного газопровода принимаем равным:

— 1,0 — при наличии продувочных газопроводов;
— 1,1 — при отсутствии продувочных газопроводов.

8) КОЭФФИЦИЕНТ НАЛИЧИЯ СБРОСНОГО ГАЗОПРОВОДА ($k_{сбр}$)

Сбросной газопровод — это газопровод, предназначенный для отвода газа из газопровода или технологического оборудования сети газораспределения или сети газопотребления [13].

В ПРГ предусматриваются сбросные трубопроводы, которые выводятся наружу в места, обеспечивающие безопасные условия для рассеивания газа. Для ПРГ пропускной способностью до 400 м^3/ч газа допускается устраивать вывод сбросного газопровода от ПСК за заднюю стенку шкафа и осуществлять продувку газопроводов до и после регулятора через предусмотренные штуцеры с отключающими устройствами при помощи шлангов, выведенных в безопасное место [16].

Коэффициент сбросного газопровода принимаем равным:
— 1,0 — при наличии сбросного газопровода;
— 0,1 — при отсутствии сбросного газопровода.

9) КОЭФФИЦИЕНТ НАЛИЧИЯ КИП ($k_{кип}$)

Манометры — это приборы, при помощи которых производят замер давления в системах газоснабжения. Пункты редуцирования газа должны быть укомплектованы поверенными контрольно-измерительными приборами (КИП). Манометры должны быть опломбированы.

Рабочее давление в любой трубопроводной системе или емкости требует постоянного контроля со стороны обслуживающего персонала. Для измерения давления применяют измерительный прибор под названием «манометр». С его помощью получают информацию о состоянии технологической системы [10].

Коэффициент наличия КИП принимаем равным:
— 1,0 — при наличии манометра или штуцера под манометр;
— 1,05 — при отсутствии штуцера под манометр.

10) КОЭФФИЦИЕНТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ($k_{молн}$)

По опасности ударов молнии ПРГ следует классифицировать как специальные объекты, представляющие опасность для непосредственного окружения [8].

В систему молниезащиты ПРГ, как правило, должны входить молниеотвод и заземлитель. Необходимо предусматривать молниезащиту ПРГ в тех случаях, когда объект не попадает в зону молниезащиты соседних зданий, в этом случае устанавливают молниеотвод. Если ПРГ находится в зоне защиты другого объекта, то его присоединяют к существующему контуру заземления.

ПРГ в соответствии с [15] относится ко II категории по молниезащите (зона Б) и должен быть защищен от прямых ударов молнии, вторичных ее проявлений и заноса высокого потенциала через наземные (надземные) металлические коммуникации. Защита от вторичных проявлений молнии и заноса высокого потенциала осуществляется путем присоединения металлического корпуса ПРГ к контуру заземления.

Коэффициент молниезащиты принимаем равным:
— 1,0 — при наличии заземления и молниеотвода;
— 1,05 — при наличии только заземления, в том числе, существующей защиты здания;
— 1,1 — при отсутствии молниезащиты.

11) КОЭФФИЦИЕНТ ОБОГРЕВА ПРГ ($k_{обогр}$)

В требованиях нормативной документации к устройству газорегуляторных пунктов сказано: «Необходимость отопления шкафа решается исходя из климатических условий площадки строительства и данных заводов-изготовителей на оборудование ГРПШ».

Вопрос обогрева ПРГ крайне актуален в большинстве регионов России. Желательно выполнять обогрев, когда ПРГ работает не полный день, допустим, на предприятии, и ночью нет расхода газа или расход минимальный (до 10%). Система обогрева ПРГ должна обеспечивать требования промышленной безопасности и нормальную работу оборудования [9].

Обогрев предназначается для того, чтобы поддерживать стабильное функционирование оборудования, установленного внутри, в зимнее время года. Поэтому для ПРГ, работающих посезонно (только в летнее время), обогрев не требуется, т. к. в зимний период их работа будет приостановлена.

Коэффициент обогрева принимаем равным:
— 1,0 — при наличии обогрева (с учетом сезонности работы);
— 1,05 — при отсутствии обогрева.

12) КОЭФФИЦИЕНТ ВЕНТИЛЯЦИИ ($k_{вент}$)

В случае нарушения герметичности разъемных соединений в ПРГ есть риск возникновения загазованности, что способно привести к образованию поражающих факторов для населения, персонала, окружающей среды и самого объекта.

В ПРГ должна быть обеспечена постоянно действующая естественная вентиляция. В ПРГ шкафного типа должны быть предусмотрены решетки (прорези) для вентиляции [12].

Коэффициент вентиляции принимаем равным:
— 1,0 — при наличии вентиляции в ПРГ;
— 1,1 — при отсутствии вентиляции в ПРГ.

13) КОЭФФИЦИЕНТ ФУНДАМЕНТА/ОГРАЖДЕНИЯ ПРГ ($k_{фунд}$)

Монтаж ПРГ осуществляется либо к стене здания, либо на фундамент. В первом случае ПРГ считается пристенным и имеет одностороннее обслуживание, во втором случае ПРГ считают отдельностоящим. При монтаже ПРГ к стене установка ограждения не требуется, достаточно, чтобы он закрывался на замок. Для отдельностоящих ПРГ необходима установка ограждения высотой не менее 1,6 метра в пределах охранной зоны данного ПРГ.

Фундамент под ПРГ выбирают исходя из размеров шкафного газораспределительного пункта, а также характеристик грунта в месте установки [11].

Площадка для размещения ГРП, ГРПБ или ГРПШ должна быть оборудована ограждением для предотвращения несанкционированного проникновения [5].

Коэффициент наличия площадки под ПРГ принимаем равным:
— 1,0 — если есть фундамент;
— 1,05 — есть только ограждение
— 1,1 — если площадка под ПРГ без фундамента и ограждения.

14) КОЭФФИЦИЕНТ РАЗМЕЩЕНИЯ ПРГ ($k_{размещ}$)

Согласно [4], отдельно стоящие ПРГ рекомендуется размещать на следующих расстояниях по горизонтали (в свету):
— до зданий и сооружений, до железнодорожных и трамвайных путей: 10,0 м для ПРГ с давлением газа на вводе до 0,6 МПа включительно; 15,0 м для ПРГ с давлением газа на вводе до 0,6–1,2 МПа включительно;
— до автомобильных дорог, магистральных улиц и дорог (обочины): 5,0 м для ПРГ с давлением газа на вводе до 0,6 МПа включительно; 8,0 м для ПРГ с давлением газа на вводе 0,6–1,2 МПа включительно;
— до воздушных линий электропередач: не менее 1,5 высоты опоры.

Расстояние от отдельно стоящего ПРГ при давлении газа на вводе до 0,3 МПа включительно до зданий и сооружений не нормируется.

Таким образом, этот коэффициент учитываем для ПРГ с входным давлением выше 0,3 МПа и принимаем его значение равным:
— 1,0 — если расстояние до ПРГ выдержано согласно [4];
— 1,1 — если ПРГ размещен на недопустимом расстоянии (согласно [4]).

Рассмотрим на конкретных примерах определение значения работоспособности для существующих ПРГ.

- ГРПШ № 15 по адресу: Волгоградская область, г. Палласовка, Элеватор. Построен в 1992 году, в эксплуатации 20 лет. В составе ПРГ: одна линия редуцирования с байпасом, запорные устройства на входе и на выходе, фильтр, продувочные газопроводы, манометр, сбросной газопровод, молниезащита, обогрев, вентиляция, фундамент и ограждение. Обслуживает отдельный объект, не влияет на обеспечение нормальной жизнедеятельности человека. Герметичность соединений не обеспечивается. Расстояние от зданий и сооружений до ПРГ соответствует нормам.

  Значение работоспособности для данного объекта составляет $k_{раб.}$ = 14,2. Реконструкцию ПРГ следует проводить по направлению: техническая диагностика, ремонт отдельных элементов ПРГ.
- ГРПШ № 58 по адресу: Волгоградская область, г. Урюпинск, ул. Партизанская, д. 107. Построен в 1995 году, в эксплуатации 17 лет. В составе ПРГ: одна линия редуцирования, запорные устройства на входе и на выходе, молниезащита, обогрев, вентиляция, фундамент и ограждение. Отсутствуют: фильтр, продувочные и сбросной газопроводы, манометр.

  ПРГ имеет сетевое назначение. Отключающие устройства не обеспечивают герметичность. Расстояние от существующего ПРГ до зданий и сооружений не выдерживается.

  Значение работоспособности для данного объекта составляет $k_{раб.}$ = 15,31. Для этого ПРГ необходимо провести диагностику оборудования и заменить неисправное оборудование на новое.
- ГРПШ № 8 по адресу: Волгоградская область, Палласовский район, ул. Первомайская. Построен в 1983 году, в эксплуатации 36 лет. В составе ПРГ: одна линия редуцирования и байпас, отключающие устройства на входе и на выходе, фильтр, сбросной газопровод, фундамент и ограждение. Отсутствуют: продувочные газопроводы, манометр, молниезащита, обогрев и вентиляция в ПРГ.

  Объект имеет сетевое назначение, соединения не обеспечивают герметичность. Расстояние от существующего ПРГ до зданий и сооружений не выдерживается.

  Значение работоспособности для данного объекта составляет $k_{раб.}$ = 16,4. В этом случае необходимо произвести замену существующего ПРГ целиком на новый.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 57375-2016. Системы газораспределительные. Сети газораспределения. Определение продолжительности эксплуатации пунктов редуцирования газа при проектировании: дата введения 2017-07-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Издание официальное. — Москва: Стандартинформ, 2017. — 34 с.
2. «Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления». Постановление Правительства РФ от 29.10.2010 г. № 870.
3. Промышленное газовое оборудование: справочник. 6-е изд., перераб. и доп. / под ред. Е. А. Карякина. — Саратов: Газовик, 2013. — 1280 с.
4. СП 62.13330.2011. Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 (с Изменениями № 1, 2): дата введения 2011-05-20/ Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт).
5. ГОСТ Р 56019-2014. Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования: дата введения 2015-01-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Издание официальное. — Москва: Стандартинформ, 2014. — 22 с.
6. Газовые фильтры: виды, устройство, назначение и особенности выбора фильтра для газа // Совет инженера: sovet-ingenera.com. 2019.
7. Назначение и принцип работы ГРПШ // Все рефераты: allrefrs.ru. 2019.
8. ГОСТ 34011-2016. Системы газораспределительные. Пункты газорегуляторные блочные. Пункты редуцирования газа шкафные. Общие технические требования: дата введения 2017-09-01 / Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и стандартизации. Издание официальное. — Москва: Стандартинформ, 2017. — 22 с.
9. Современный подход к решению проблемы обогрева и утепления шкафных пунктов редуцирования газа // Ассоциация газовых хозяйств Сибири и Дальнего Востока «Сибдальвостокгаз»: sibgazovik.ru. 2019.
10. Установка манометра: правила и требования // Станки, технологии, оснастка: stankiexpert.ru. 2019.
11. Фундамент под ГРПШ // Энциклопедия строительства и ремонта: readmehouse.ru. 2019.
12. ГОСТ Р 54960-2012. Системы газораспределительные. Пункты газорегуляторные блочные. Пункты редуцирования газа шкафные: дата введения 2013-01-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Издание официальное. — Москва: Стандартинформ, 2014. — 22 с.
13. ГОСТ Р 53865-2010. Системы газораспределительные. Термины и определения: дата введения 2011-07-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Издание официальное. — Москва: Стандартинформ, 2011. — 12 с.
14. СНиП 2.04.08-87*. Газоснабжение // Электронный фонд правовой и нормативно-технической документации: docs.cntd.ru. 2019. URL: http://docs.cntd.ru/document/871001048 (дата обращения 20.12.2019).
15. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений // Электронный фонд правовой и нормативно-технической документации: docs.cntd.ru. 2019. URL: http://docs.cntd.ru/document/1200003090 (дата обращения 21.12.2019).
16. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления (утв. постановлением Госгортехнадзора РФ от 18.03.2003 г. № 9) // Электронный фонд правовой и нормативно-технической документации: docs.cntd.ru. 2019.
17. Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторных установок // КиберПедия. Информационный ресурс: cyberpedia.su. 2019.

Впервые опубликовано: Инженерно-строительный вестник Прикаспия: научно-технический журнал / Астраханский государственный архитектурно-строительный университет. Астрахань: ГАОУ АО ВО «АГАСУ», 2020. № 1 (31). — С. 16–22.

Клапаны предохранительные производства ООО ЭПО «Сигнал»

VENIO

VENIO-G

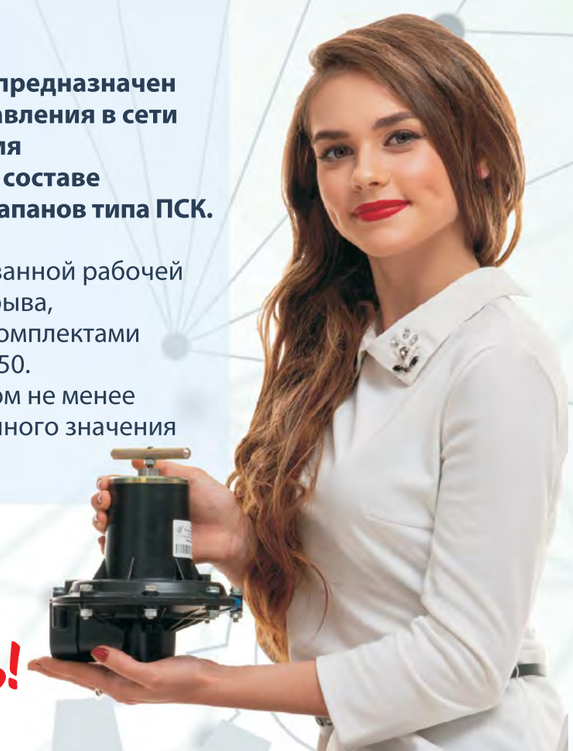
Клапан VENIO-G предназначен для автоматического контроля и отключения подачи газа к потребителю при аварийном повышении или понижении контролируемого давления сверх допустимых заданных значений. Функциональный аналог морально устаревших клапанов КПЗ, ПКН, ПКВ.

- 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!

НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ ПРГ НА БАЗЕ ТЕХНОЛОГИИ МЕТРАН С ОПЦИЕЙ «СМАРТ ПРГ»

Регуляторы давления газа МЕТРАН / TARTARINI с дополнительной опцией «СМАРТ ПРГ» представляют совершено новый подход к решению актуальных задач газораспределения, объединяя в себе высокоточные производительные регуляторы давления с устройствами безопасности и интеллектуальную систему мониторинга и управления линиями редуцирования.

Актуальность технологии МЕТРАН обусловлена тем, что среди регуляторов давления газа отечественного производства отсутствуют образцы, способные подтвердить заявленные характеристики (паспортные и каталожные данные AC, SG, SZ) на практике. Ни один из других российских поставщиков не предлагает оборудование, способное эффективно решать такие важные задачи объектов газораспределения, как изменение, контроль, автокалибровка выходного давления, ограничение пропускной способности, мониторинг ПРГ.

ТЕХНОЛОГИЯ МЕТРАН

Технология МЕТРАН обеспечивает точность поддержания выходного давления (до ±1%) с подтвержденными на практике показателями AC, SG, SZ и уровня шума в соответствии с современными нормами.

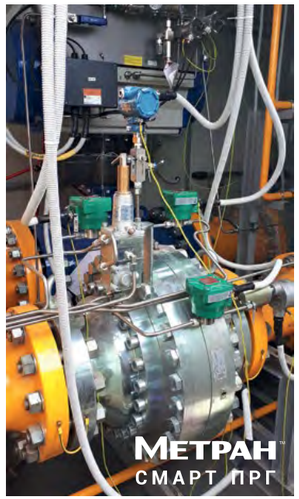
Регулятор давления газа МЕТРАН / TARTARINI — это прямоточный регулятор пилотного типа с мягким уплотнением, сбалансированной конструкцией клапана и высокой пропускной способностью.

Регуляторы давления газа МЕТРАН / TARTARINI в составе ГРП «Головинская ГС» (Москва)

Технология МЕТРАН выделяется среди всех российских разработок. Она превосходит все известные аналоги, позволяя суммарно снизить уровень шума при редуцировании давления газа на 45 дБА, в то время как заявленные показатели других изделий ощутимо меньше — всего лишь 25 дБА. Уникальная трехступенчатая система шумоглушения МЕТРАН успешно эксплуатируется на крупнейших объектах России.

В СООТВЕТСТВИИ СО СТРАТЕГИЕЙ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Регуляторы давления газа МЕТРАН / TARTARINI производятся на заводе АО ПГ «МЕТРАН» с 2015 года.



Опция «СМАРТ ПРГ» — уникальный российский продукт. Полный контроль ГРП/ГРС

СДЕЛАНО В РОССИИ

ЧЕРЕЗ 7 ЛЕТ
ПЕРВОЕ ТО И ПОСЛЕДУЮЩИЕ

50
ЛЕТ СРОК СЛУЖБЬ

НИЗКИЙ УРОВЕНЬ ШУМА (МЕНЕЕ 80 дБА)

Технология МЕТРАН полностью соответствует стратегической политике импортозамещения России. Система менеджмента качества завода применительно к производству регуляторов давления соответствует требованиям СТО Газпром 9001-2018 и сертифицирована в системе ИНТЕРГАЗСЕРТ.

ОПЦИЯ «СМАРТ ПРГ»

Опция «СМАРТ ПРГ» предназначена для дистанционного автоматического управления потоками газа в пунктах редуцирования газа. Это интеллектуальное инновационное решение позволяет эффективно управлять режимами работы ПРГ, а также повысить его уровень надежности и безопасности.

Опция «СМАРТ ПРГ» состоит из следующих основных элементов: блок управления с сенсорным экраном; ПО; блоки клапанов, установленных в разрыв пневматических импульсных линий обвязки регуляторов давления (ПЗК, монитор и др.); датчики давления температуры на входе и выходе ГРП/ГРС. Опцию «СМАРТ ПРГ» можно интегрировать как в новые ПРГ, так и в реализованные ранее объекты с пилотными регуляторами давления МЕТРАН / TARTARINI.

Опция «СМАРТ ПРГ» легко масштабируется — от возможности автоматического управления только отдельным регулятором давления до полного контроля над параметрами потока газа в ГРП, ГГРП и даже АГРС. Предусмотрена полная интеграция опции в СУ ТП и САУ любого производителя. Множество функций, которые упрощают, оптимизируют и увеличивают безопасность при управлении любым ПРГ.

Задачи опции «СМАРТ ПРГ»:

1. **Контроль и управление выходным давлением газа**
   Дистанционное управление выходным давлением (возможность снижения выходного давления регулятора от фактической уставки пилота и до 0 МПа) и изменение сезонных настроек.
2. **Управление и распределение потоков газа**
   Ограничение пропускной способности линии редуцирования и равномерное распределение расхода газа в многониточных ПРГ. Дистанционное закрытие предохранительного запорного клапана, аварийное включение монитора.
3. **Поддержание высокой точности измерения расхода газа**
   Система позволяет поддерживать высокую точность измерения расхода газа, устанавливая его в диапазоне расхода, обеспечивающем максимальную точность измерения расходомера.

ЧТО ПОЛУЧАЕТ ГРО/ГТО, ИСПОЛЬЗУЯ ТЕХНОЛОГИЮ МЕТРАН С ОПЦИЕЙ «СМАРТ ПРГ»?

Солидная экономия финансовых средств | Регуляторы МЕТРАН относятся к разряду надежного и безопасного оборудования, не требующего постоянного обслуживания и внимания со стороны эксплуатирующего персонала.

Полный контроль работы линий редуцирования в ГРП/ГРС | Сбор, контроль и управление параметрами.

Безопасность | Дистанционный мониторинг важных параметров для бесперебойного функционирования системы. Сокращение подачи газа потребителю в случае аварийной ситуации или при возникновении задолженности потребителя перед поставщиком газа.

Надежность опасных производственных объектов | Первое ТО и последующие — через 7 лет. Срок службы — 50 лет.

Произведено в России | Изготовлено по европейским технологиям на российском заводе АО ПГ «МЕТРАН» (Челябинск).

КВАЛИФИЦИРОВАННЫЙ ИНЖИНИРИНГ И ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД

ООО «ТЕРМОГАЗ» — надежный поставщик газового и теплотехнического оборудования. Предприятие предлагает своим партнерам уникальный российский продукт на выгодных условиях.

Специалисты ООО «ТЕРМОГАЗ» оказывают профессиональную поддержку на всех этапах проекта, от разработки индивидуальных технических решений (по запросу 2D и 3D-моделирование объекта) до участия в ПНР и ШМР. Предприятие принимает активное участие в газификации России на протяжении 25 лет.

ТЕРМОГАЗ
ДИСТРИБЬЮТОР ИНЖЕНЕРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ
www.termogaz.su
ООО «ТЕРМОГАЗ»
Россия, 400075, Волгоград, ул. Рузаевская, д. 6
Тел. +7 (8442) 58-24-24; info@termogaz.su

ИЗМЕРЕНИЕ ШУМА УТЕЧЕК ГАЗА ИЗ ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОПТОВОЛОКОННЫХ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ АКУСТИЧЕСКИХ ДАТЧИКОВ

***Дж. М. Маглтон, Э. Рустиги**, Институт исследования звука и вибрации, Университет Саутгемптона*
***Р. Хант, Э. Пирс, Г. Лис**, компания AP Sensing UK, Ltd*

1. ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводы — это самый экономичный и безопасный способ транспортировки нефти, газа и других жидкостей. Поскольку трубопроводы предназначены для транспортировки сред на большие расстояния, они должны отвечать строгим требованиям к безопасности, надежности и производительности. Утечки из труб представляют серьезную проблему для нефтегазовой отрасли с точки зрения не только экологии и экономики, вследствие потери природных ресурсов, но и, что наиболее важно, безопасности. Газопроводы прокладывают на расстояния в несколько тысяч километров, зачастую на сложном рельефе в отдаленных районах. Последние случаи крупных утечек доказывают необходимость разработки и внедрения более эффективных способов обнаружения и контроля утечек для таких трубопроводов.

В арсенале доступных способов обнаружения утечек газа преобладают акустические методы, однако ранее их было сложно применять в тех местах, доступ к которым затруднен и где невозможно использовать стандартную систему датчиков с акселерометрами. Кроме того, если трубопровод слишком длинный, применение дискретных датчиков становится невозможным в силу самого количества датчиков, которое для этого потребуется.

Оптоволоконные технологии предоставляют возможность непрерывного акустического контроля трубопроводов и дистанционного обнаружения утечек. Для развития этих технологий, изначально применявшихся для контроля скважин и еще не нашедших широкого применения в области контроля трубопроводов, крайне целесообразно получить более четкое представление о том, каким образом шум утечек газа из трубы распространяется как непосредственно на глубину грунта, так и по длине трубы, а оттуда в грунт, где его можно обнаружить с помощью оптоволоконных датчиков.

В работе Worsley et al. (Worsley et al., 2014) для обнаружения утечек из трубопроводов с многофазовым потоком предлагается использовать распределенные акустические измерения (РАИ) ряда признаков утечки, к которым относятся, например, перепады температуры и изменения свойств грунта вокруг трубы. В исследовании Hussels et al. (Hussels et al., 2016) рассматриваются различные способы применения распределенных акустических оптоволоконных датчиков на трубопроводах с использованием искусственных сигналов для оптимизации параметров измерений. В работе Tanimola and Hill (2009) описана система обнаружения утечек из трубопроводов с применением распределенных температурных датчиков (РТД) и аппаратуры контроля проникновения на основе РАИ.

Из литературы известны попытки оценки характеристик утечек воды по ключевым параметрам, к которым относятся диаметр утечки, скорость потока и т. д. (Hunaidi and Chu, 1999; Khulief et al., 2012; Papastefanou et al., 2012; Papastefanou, 2011). В работе Hunaidi and Chu (1999) установлено, что шум утечек для труб ПВХ главным образом концентрируется на частотах ниже 50–100 Гц, к аналогичному выводу пришли Khulief et al. (Khulief et al., 2012). В отличие от них, Папастефану и коллеги (Papastefanou et al., 2012; Papastefanou, 2011) в процессе исследования шума утечек на испытательном трубопроводе из ПЭСП установили, что полезные данные о шумах утечек могут присутствовать и на частотах до нескольких кГц. Кроме того, они обнаружили, что величина спектра шума утечек затухает со скоростью $1/\omega$ вплоть до критического значения частоты (в зависимости от величины и скорости потока утечки), то есть, скорость затухания увеличивается.

Рис. 1. Испытательная труба перед заглублением

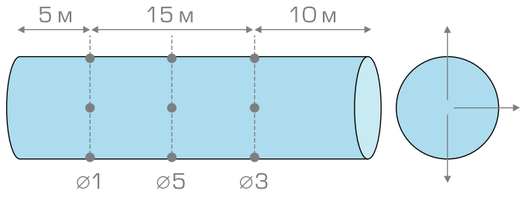


Рис. 2. Расположение утечек на трубе по оси и по окружности

Рис. 3. Подводящие газопроводы внутри главной трубы

Отмечаются случаи успешного применения искусственных нейронных сетей для обнаружения утечек газа (Belsito et al., 2004), однако сам процесс вычислений не предусматривает выявления характеристик утечки и характера распространения. По имеющимся у авторов данным, исследование характеристик шума утечек газа было проведено только в работе Meng et al. (Meng et al., 2012), в которой установлено, что шум утечек большей частью сосредоточен в диапазоне частот ниже 100 Гц. Хотя в одной работе исследуются взаимоотношения между диаметром утечки, давлением газа и расходом утечки (Ebrahimi-Moghadam et al., 2016), в литературе отсутствуют исследования взаимоотношений между шумом утечек газа и вышеуказанными основными параметрами утечки, а также последующего распространения волн в грунте вокруг трубы.

Распространение волн вглубь и их излучение от заглубленных трубопроводов требуют многостороннего анализа. Даже на низких частотах насчитывается несколько моделей распространения при разных скоростях волны, иногда в условиях дисперсии. Часто необходимо принимать в расчет контакт между внутренней средой и стенкой трубы, равно как и контакт между стенкой трубы и окружающей средой. В случаях, когда окружающая среда обладает эластичными свойствами (как в ситуации грунта), а не жидкостными (как в случае подводных труб), это осложняется еще и тем, что в грунте могут распространяться несколько типов волн. А если учесть, что при утечке волны излучаются вглубь грунта как непосредственно от места утечки, так и от стенок трубы при распространении волн по длине трубы, то картина приобретает несколько измерений.

В предлагаемой работе представлены результаты измерений утечек газа на заглубленном испытательном трубопроводе особой конструкции, где главная труба имеет открытый торец, а газ подается не под давлением, а из специальных труб малого диаметра, установленных внутри главной трубы. Такая конструкция обусловлена необходимостью свести к минимуму влияние волн, которые излучаются вглубь грунта через стенку трубы, что позволит исследовать влияние энергии, излучаемой непосредственно от места утечки (шум из отверстия). Подробное описание конструкции испытательной установки приводится ниже.

2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ УСТАНОВКА

Экспериментальная установка уже использовалась ранее и подробно описана в работе (Baque, 2016). Для полноты описания и удобочитаемости здесь будут представлены только характеристики, имеющие непосредственное отношение к протоколу эксперимента, составляющему предмет данной работы.

2.1. Заглубленная труба и отверстия утечек

Испытательная установка представляла собой стальную трубу длиной 30 м и диаметром 390 мм типичной конструкции для газотранспортировки (см. рис. 1). Перед заглублением трубы на глубину около 1 м[1] заводскую осмолку сняли.

Согласно данным Европейской группы по расследованию аварий на газопроводах (EGIG), коррозионное разрушение занимает второе место по частоте в рейтинге основных причин утечек на газопроводах — после внешних воздействий, при этом почти все случаи коррозионного разрушения представляют собой точечные дефекты (т. е. диаметром менее 20 мм) (Gas Pipeline Incidents. 8, 2011). На данной экспериментальной установке для моделирования утечек в стенке трубы просверливали несколько отверстий (отверстий утечек) в пределах нижней границы диапазона точечных дефектов, т. е. от 1 до 5 мм. В отличие от реальных условий, экспериментальную трубу не наполняли газом под давлением, вместо этого использовались несколько газопроводов, соединенных с разными отверстиями утечек. Как уже упоминалось, смысл такого решения заключался в том, чтобы исследовать шум утечек непосредственно у мест утечки и свести к минимуму влияние волн, распространяющихся по длине трубы (во внутренней среде или по материалу трубы), а затем излучающихся вглубь грунта вокруг трубы.

Как показано на рис. 2, на испытываемой трубе предусмотрено девять отверстий утечек для исследования трех различных диаметров утечки (1, 3 и 5 мм) и трех направлений утечки (вверх, вбок и вниз). Среду для каждой утечки поставлял отдельный газопровод с независимым управлением. На рис. 3 показаны газопроводы с одного конца трубы.

2.2. Система подачи газа

Система подачи газа показана на рис. 4. Газ хранился в кассетах на 18 баллонов емкостью по 50 л.

[1] В отрасли общепринятой считается максимальная глубина заглубления для газопроводов 1 м.

Максимальное давление хранения — 200 бар. В эксперименте внутрь трубопровода подавался метан. Хотя метан и природный газ и отличаются по составу, исследуемые здесь фундаментальные физические процессы равноприменимы к обоим газам. Из использованных в эксперименте кассет пять содержали метан и на этапе опытного прогона были одновременно подключены к системе трубопровода. В одной кассете содержались баллоны с азотом для продувки. В ходе эксперимента для достижения заданных значений давления применялся регулятор давления.

Основной подающий газопровод представлял собой трубу из нержавеющей стали 316 (номинальный диаметр 1 дюйм — 25,4 мм, сортамент 80). Эти значения соответствуют внутреннему и внешнему диаметрам 24,3 и 33,4 мм соответственно. Для регулировки давления газа у отверстия утечки применялся купольный регулятор давления (DLPR на рис. 4), которым управлял другой регулятор давления (DPR), позволяющий достигать желаемого объема утечки.

После регулятора давления расположена пневматическая задвижка с дистанционным управлением (ROV), с помощью которой можно было удаленно управлять механизмом подачи. Газ подавали по двум разным отводам главной трубы в зависимости от того, на какой форсунке проводилось испытание отверстия: один был предназначен для утечек диаметром 1 и 5 мм, а другой — для диаметра 3 мм. Подачей по разным отводам управляли с помощью ручной задвижки на входе у каждого отвода («MV3» и «MV4», соответственно). Линия газовыпуска использовалась только в ходе продува главной трубы.

Давление измеряли до и после купольного регулятора давления (на рис. 4 — P1 и P2) и на входе в каждый отвод (P3 и P4). Температуру измеряли до регулятора давления (T1) и на входе в каждый отвод (T3 и T4).

Трубы подводящих газопроводов для главной линии подачи были изготовлены из нержавеющей стали 316 номинальным размером 1 дюйм (сортамент 80). Размеры выбраны таким образом, чтобы площадь самого крупного отверстия была менее 10% площади сечения этой трубы. Благодаря этому давление снижалось в основном ближе к отверстию, а потерями давления по длине трубопровода можно было пренебречь. Во время эксперимента тщательно следили за тем, чтобы по длине трубопроводов не было сгибов под острым углом.

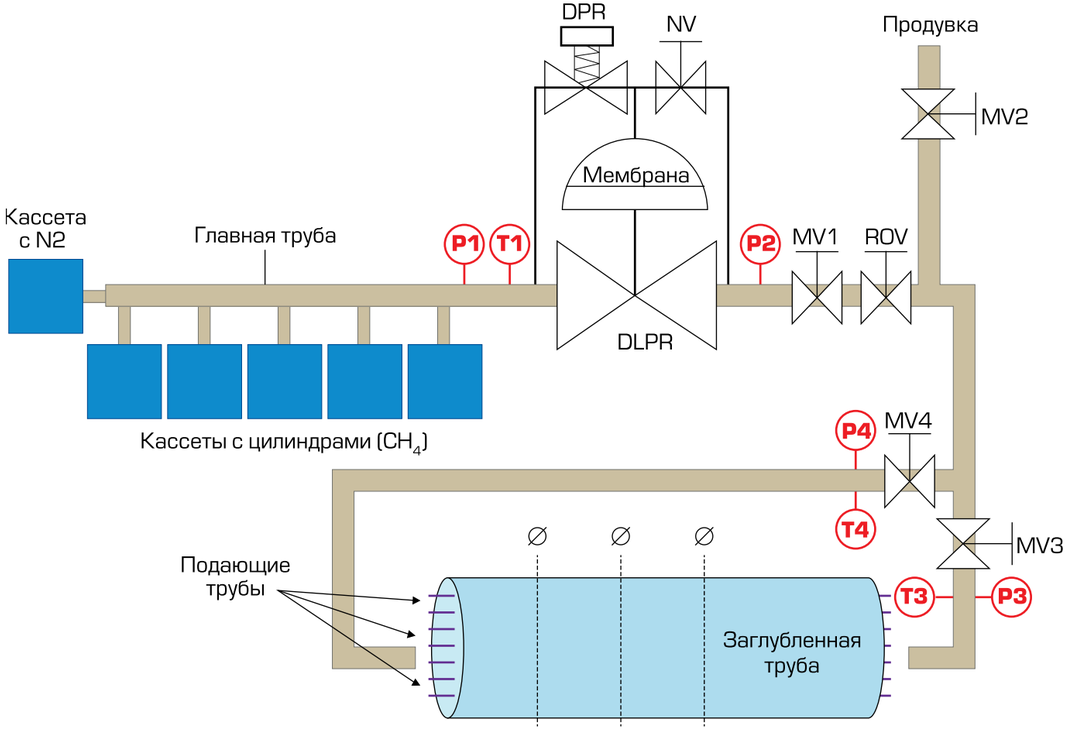


Рис. 4. Схема системы подачи газа с подающими газопроводами и задвижками

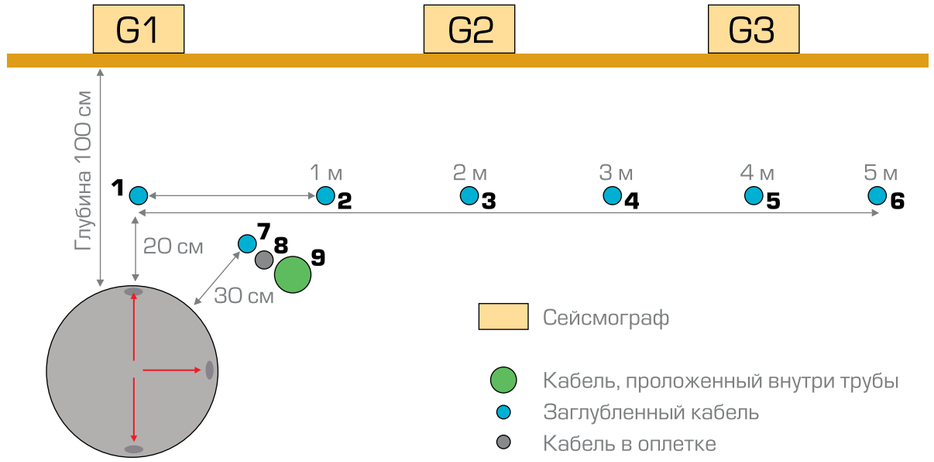


Рис. 5. Схема экспериментальных измерений: поперечное сечение кабеля

2.3. Распределенная акустическая оптоволоконная система

Распределенная акустическая система (DAS) измеряет акустическую и динамическую нагрузку на оптоволоконный кабель (ОВК) методом когерентной оптической временной рефлектометрии (Pan et al., 2011). В отличие от сейсмографов, система DAS способна одновременно и непрерывно измерять колебательную энергию по всей длине ОВК. Современные системы способны вести такие измерения одновременно по длине до 70 км и фиксировать акустические сигналы на каждый 1,28 м длины кабеля.

Любая помеха в какой-либо одной точке ОВК приводит к фазовому сдвигу для всех точек после места возникновения помехи. Об этом методе в литературе имеется значительное количество исследований (Hartog, 2017). Для локализации помех по длине ОВК определяют разницу по фазе сигнала между точками, находящимися на определенном расстоянии друг от друга (измерительная база). Для данного эксперимента была выбрана измерительная база 10 м, что составляет стандартное значение для систем с большим радиусом действия.

Исходя из применяемого метода измерения напряжения на оптоволоконном кабеле частота дискретизации зафиксированного акустического сигнала ограничена временем обратного хода светового импульса, а следовательно — длиной ОВК. Теоретическая максимальная частота дискретизации выражается формулой

$$f_S = \frac{c_0}{2nL}, \qquad (1)$$

где c_0 — скорость света в вакууме, n — коэффициент преломления волокна, а L — длина ОВК.

На трубопроводах системы DAS применяются, как правило, для контроля на больших расстояниях. Для того чтобы результаты эксперимента были релевантными с экологической точки зрения, частота дискретизации системы была установлена на 1 кГц, что является общепринятым значением для датчиков большого радиуса действия.

В данном эксперименте применялась система DAS производства AP Sensing, состоящая из виброизолированной волоконной катушки (катушки опорного сигнала). Благодаря наличию изоляции сигналы, которые фиксируются на этом отрезке оптоволокна, по большей части не содержат природных шумов и могут использоваться в качестве опорного сигнала.

2.4. Конфигурация и размещение оптоволоконного кабеля

Для данного эксперимента ОВК проводили через трубопровод девять раз, при этом при каждом проходе кабель фиксировался в разных точках относительно трубы. Конфигурация сечений проходов кабеля показана на рис. 5.

2.5. Сейсмографы

Как отмечалось выше, измерительная система включала себя три сейсмографа для сравнения их показателей с показателями оптоволоконных датчиков. Для каждого замера сейсмографы располагали в том же продольном положении, что и место измеряемой утечки. Поперечное положение соответствовало показанному на рис. 5, так чтобы замеры, сделанные сейсмографами G1, G2 и G3, можно было сравнить с положениями 1, 3 и 5 ОВК. Сейсмографы были ориентированы таким образом, чтобы измерять колебательную скорость перпендикулярно оси трубы, т. е. в направлении справа налево на рис. 5.

В отличие от этого, системы DAS измеряют напряжение в продольном направлении по длине оптоволоконного кабеля, который в конструкции данной испытательной установки проходит параллельно оси трубы. Таким образом, прямых сравнений между двумя способами измерений выполнить не удалось. Сравнение ограничилось количественной оценкой.

3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ

3.1. Циклы испытаний

Для оценки влияния давления газа, размера и направления утечки на колебания, излучаемые вглубь грунта, были проведены испытания на герметичность. Сначала давление подачи газа составляло 100 бар, затем оно снижалось вплоть до 10 бар через интервалы 10 бар с дополнительным значением 5 бар. Как правило, на экспортных газопроводах применяется давление около 60–100 бар, а газораспределительные сети работают на давлении около 20–40 бар.

Также данные EGIG показывают, что большая часть трубопроводов, по крайней мере на территории Европы, работают на давлении выше 65 бар (Baque, 2016). Таким образом, все исследованные значения относятся к диапазону обычных рабочих значений.

Как показано на рис. 2, диаметры отверстий утечек составляли 1, 3 и 5 мм по направлениям вверх, вниз и вбок. Чтобы провести испытания по всем возможным сочетаниям параметров, потребовалось бы 99 циклов. Кроме того, для каждого цикла пришлось бы замерять показатели фонового шума. Это значение признано авторами чрезмерно высоким в свете возможности эксплуатации испытательной установки и расходов на лабораторный персонал. С учетом этого был составлен протокол испытаний для нужных сочетаний параметров, как указано в Приложении. Данные с сейсмографов фиксировали, начиная с цикла 24.

3.2. Получение и анализ данных

Для каждой испытательной конфигурации сигналы с ОВК фиксировались с частотой дискретизации 1 кГц, а анализ данных выполнялся каждые 2 минуты. Исходя из того, что для каждого положения ОВК не было точных координат начальной и конечной точек, за координату замера принимали центр каждого отрезка. То есть, при измерительной базе 10 м брали среднее значение напряжения на оптоволокно по отрезку длиной 10 м, или 5 м в ту и другую сторону от центра отрезка. Частота дискретизации сигналов от сейсмографа составляла 5 кГц, анализ данных проводился каждые 2 минуты. Тем не менее, для данных с системы DAS и сейсмографов не проводилась блокировка выборки и синхронизация по времени, поэтому данные с сейсмографов невозможно было точно проанализировать в комплексе с данными от ОВК.

Для оценки спектрального состава данных выполнялся расчет спектральной плотности сигналов. Для некоторых анализов выполнялся расчет взаимной спектральной плотности между точками расположения сейсмографов или между точками расположения ОВК,

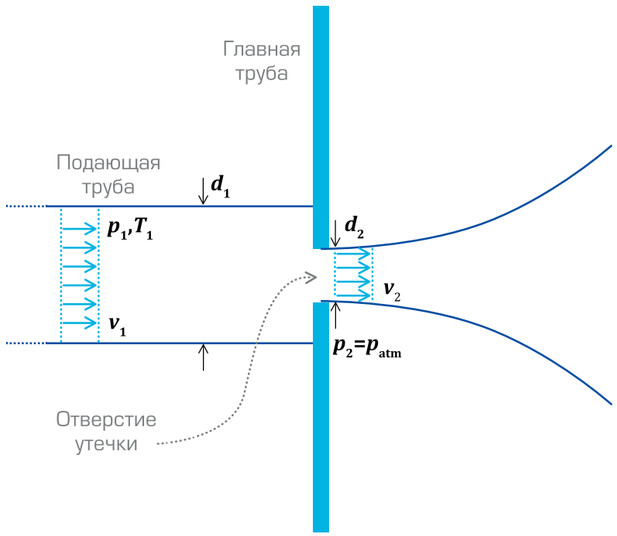


Рис. 6. Схема прохождения потока газа через отверстие

в особенности в ходе исследования скорости волн (по сравнению с относительной фазой). Также при анализе учитывалась общая колебательная мощность, особенно при сравнении более чем двух отдельных наборов данных от ОВК. Для данного цикла колебательная мощность для каждого положения ОВК рассчитывалась по сумме спектральной плотности сигналов и частоты, умноженной на интервал частот.

$$P_{totz} = \Delta f \sum_{0}^{f_{max}} P_{zz}, \qquad (2)$$

где P_{totz} — общая мощность для измеренного диапазона частот (0–500 Гц) для положения ОВК·z, P_{zz} — спектральная мощность сигналов для положения ОВК, f_{max} — максимальная измеренная частота (500 Гц), а Δf — интервал частот (зависит от значения СМС). Это значение преобразовывалось в дБ относительно мощности на катушке опорных сигналов (см. п. 2.3) по формуле

$$\text{Мощность (дБ) относительно катушки опорных сигналов} = 10\log_{10}\left(\frac{P_{totz}}{P_{totref}}\right). \qquad (3)$$

3.3. Параметры расхода утечки

Во время испытаний непосредственные измерения скорости расхода утечек не проводились. В этом разделе рассматриваются характеристики расхода во время испытаний с утечками газа на модели с простым отверстием (см. рис. 6).

Газ при давлении p_1 и абсолютной температуре T_1 идет по подающей трубе диаметром d_1 с неизвестной скоростью v_1. Диаметр отверстия — d_2; давление после отверстия — p_2; неизвестная скорость расхода — v_2. Если текущая среда сжимаемая, как в случае рассматриваемого здесь газа, поток запирается, если

$$p_2 \le p_1\left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma+1}}, \qquad (4)$$

где γ — отношение удельной теплоемкости для газа (https://en.wikipedia.org/). Для метана (как в данном случае) γ составляет 1,32, следовательно, поток запирается, если

$$p_2 \le 0.542 p_1. \qquad (5)$$

Если принять, что давление после отверстия p_2 примерно равно атмосферному, поток из отверстия запирается на всех значениях давления (минимальное 5 бар).

При запертом потоке скорость на выходе из отверстия определяется по формуле

$$v_2 = C\sqrt{\frac{\gamma p_1}{\rho_1}\left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}}, \qquad (6)$$

где C — коэффициент потока (как правило, около 0,62, хотя отмечается слабая связь с диаметром отверстия), а ρ_1 — (неизвестная) плотность газа до отверстия.

Для идеального газа

$$\frac{p_1}{\rho_1} = RT_1, \qquad (7)$$

где R — индивидуальная константа для газа. Тогда скорость на выходе из отверстия определяется по формуле

$$v_2 = C\sqrt{\gamma R T_1\left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}}, \qquad (8)$$

и, таким образом, является производной от температуры до отверстия T_1. Если выражать числом Маха M_2, то

$$M_2 = \frac{v_2}{\sqrt{\gamma R T_1}} = C\sqrt{\left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}}. \qquad (9)$$

Температуры на испытательной установке измеряли по методу, приведенному в разделе 2.2. Обнаружилось, что в целом они варьируются в диапазоне менее 10% от абсолютной температуры от начала до конца цикла испытаний, а между циклами — в аналогичном диапазоне. В данном эксперименте температуры до утечки принимали за постоянное значение. Следовательно, можно предположить, что скорость расхода утечки не зависит от давления газа и диаметра утечки (если отбросить слабую зависимость от C). Число Маха для потока также не зависит от температуры до утечки. Тем не менее, из вышеприведенного следует, что при постоянном диаметре утечки массовый расход (в зависимости от плотности до утечки) будет прямо пропорционален давлению газа, а для постоянного давления газа объемный расход и, следовательно, массовый расход, будут пропорциональны диаметру утечки в квадрате:

$$\dot{m} \alpha p_1 d_1^2, \qquad (10)$$

где m — массовый расход от утечки.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ

В связи с тем, что выполнялось большое количество испытаний, в нашей работе приводятся не все результаты. Представлены только те результаты, которые

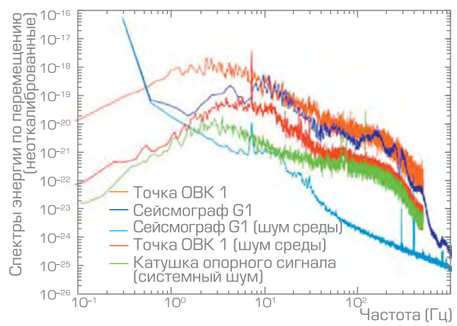


Рис. 7. Спектры энергии по перемещению: сравнение между точкой ОВК 1 и сейсмографом G1. Цикл 24: 100 бар, диаметр утечки 5 мм, направление вверх

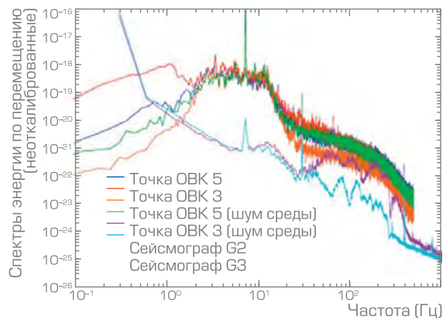


Рис. 8. Спектры энергии по перемещению: сравнение между точками ОВК 3 и 5 и сейсмографами G2 и G3 (фоновый шум для сейсмографов – здесь не показан – аналогичен показанному на рис. 7). Цикл 24: 100 бар, диаметр утечки 5 мм, направление вверх

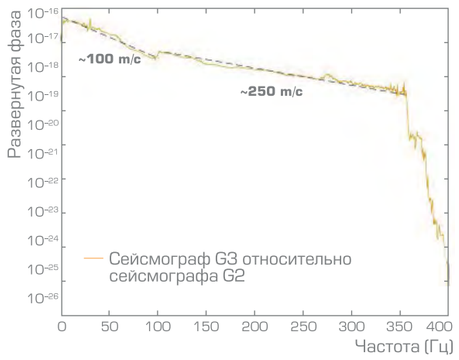


Рис. 9. Относительная фаза по скорости колебания / смещению поверхности грунта по данным сейсмографов. Цикл 24: 100 бар, диаметр утечки 5 мм, направление вверх

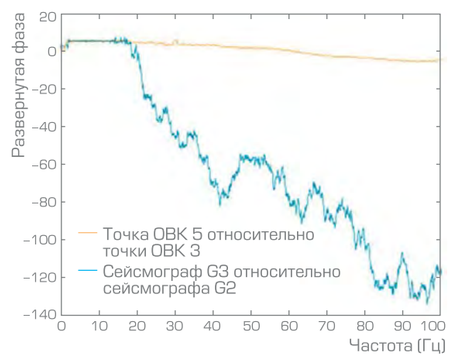


Рис. 10. Относительная фаза по скорости колебания / смещению поверхности грунта по данным оптоволоконных датчиков. Цикл 24: 100 бар, диаметр утечки 5 мм, направление вверх

иллюстрируют конкретные положения работы или служат примером интересующих авторов явлений. Анализировали, главным образом, отверстия диаметром 3 и 5 мм. Данные по отверстиям диаметром 1 мм учитывались только при исследовании влияния прокладки и оплетки, поскольку имелись основания предполагать, что утечки из отверстий такого диаметра могут замерзать.

4.1. Данные фундаментальной физики: сравнение между результатами, полученными от оптоволоконного кабеля и от сейсмографов

Для оценки качества срабатывания оптоволоконной системы датчиков проводили сравнение замеров в точках, расположенных наиболее близко к сейсмографам, с замерами сейсмографов. Как показано на рис. 5, данные замеров в точках расположения ОВК 1, 3 и 5 сравнивали с данными по сейсмографам G1, G2 и G3 соответственно. В расчет принимались как характеристики величины, так и фазовые характеристики. Выполнялся расчет спектральной мощности сигналов как для данных с ОВК, так и для данных с сейсмографа для одного и того же сочетания характеристик утечки (цикл 24 в Приложении — 100 бар, диаметр утечки 5 мм, направление вверх).

Для исследования фазовых характеристик выполнялся расчет взаимных спектров между точками ОВК 3 и 5 и сейсмографами G2 и G3. Поскольку оптоволокно реагирует на динамическую нагрузку, а сейсмографы измеряют динамическую скорость, к спектрам сейсмографов применялся коэффициент $1/\omega$, где ω — угловая частота. Кроме того, в связи с тем, что результаты замеров сейсмографов и ОВК не были откалиброваны, выполнялось масштабирование данных сейсмографов, так чтобы значения напряжений, измеренные в точке ОВК 1 и сейсмографом G1, были одного порядка в диапазоне между 10 и 100 Гц.

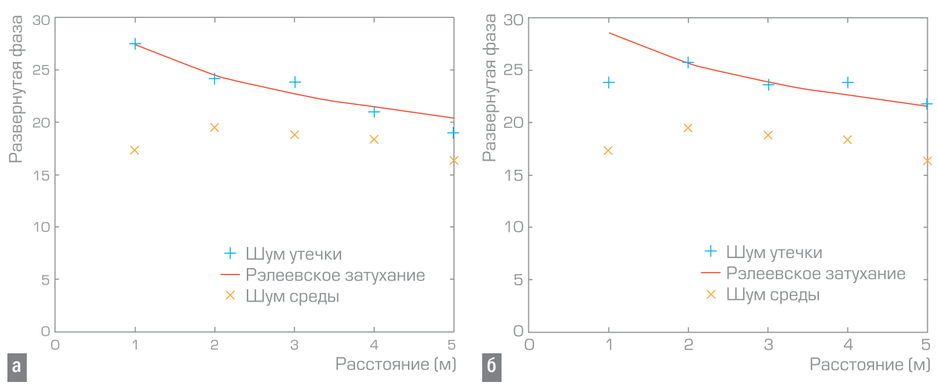


Рис. 11. Зависимость общей колебательной мощности (в дБ относительно катушки опорного сигнала): *а* — цикл 6: 100 бар, диаметр утечки 5 мм, направление вбок; *б* — цикл 11: 90 бар, диаметр утечки 3 мм, направление вбок

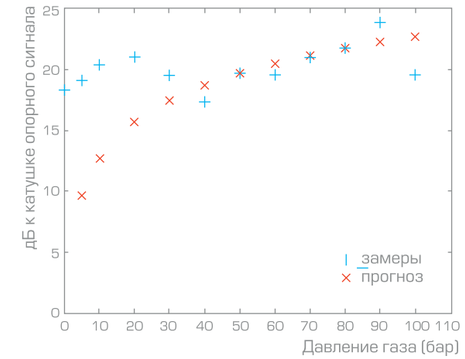


Рис. 12. Зависимость общей колебательной мощности от давления для точки ОВК 5. Циклы 1, 11, 15, 19, 23, 25, 38, 42, 40, 35 и 33, диаметр утечки 3 мм, направление вбок

На рис. 6 показана схема прохождения потока газа через отверстие.

На рис. 7 проведено сравнение величин полученного сигнала в точке ОВК 1 и на сейсмографе G1, при этом обе точки расположены непосредственно над точкой утечки. Согласно рисунку, в диапазоне от 10 до 500 Гц (максимальная частота для оптоволокна) ответные сигналы от сейсмографов и ОВК примерно эквивалентны (коричневая и темно-синяя линии). На частоте ниже 10 Гц сигнал от сейсмографа, как и предполагалось, затухает (по причине низкой частотной характеристики на частоте ниже частоты резонанса 10 Гц). На частоте ниже 1 Гц сигнал от оптоволокна скорее всего связан с термическим воздействием, а не с напряжением. В целом порог шума для сейсмографов ниже, о чем свидетельствуют несколько более четкие характеристики сигнала. По сравнению с сейсмографом, уровень шума от оптоволокна значительно увеличивается по мере увеличения частоты. Кроме того, в массиве данных по оптоволокну отмечается гораздо более высокий уровень фонового шума. Сигнал от сейсмографа продолжает поступать и на частотах существенно выше 500 Гц, а выше этого порога определить сигнал от оптоволокна невозможно в связи с ограничением по частоте выборки.

Измеренный шум утечек значительно выше (более чем в 10 раз), чем фоновый шум, для обоих типов датчиков, а также для катушки опорного сигнала для оптоволокна на всех интересующих частотах.

На рис. 8 сравниваются величины сигнала по точкам ОВК 3 и 5 с сигналом от сейсмографов G2 и G3. Точки ОВК 3 и 5 соответствуют расстояниям от точки утечки, равным 2 и 4 м, как показано на рис. 5. При изображении графика в том же масштабе, что и на рис. 7, можно увидеть, что величина сигнала, замеренного сейсмографом, уменьшается по мере увеличения диапазона.

Величина сигнала, определенного ОВК в точках 3 и 5, к сожалению, лишь незначительно превышает уровень фонового шума в тех же точках, за исключением крайне низких частот. Уровень низкочастотного сигнала по точкам ОВК 3 и 5 выше, чем фоновый шум, что может свидетельствовать об изменении температуры в связи с утечкой. Необходимо отметить, что замеры фонового шума выполнялись по каждой точке ОВК. Установлено, что полученные значения существенно отличаются. К сожалению, конкретных источников фонового шума установить не удалось.

Исследование относительной фазы между точками установки датчиков позволяет получить дополнительную информацию. На рис. 9 показана относительная фаза между сейсмографами G3 и G2. Это доказывает, что на частотах до 400 Гц можно получить полезные фазовые данные. Двухлинейный наклон графика показывает, что между сейсмографами (то есть, поперечно по направлению от трубы) распространяются две относительно недиспергирующих волны, движение частиц у которых идет по направлению слева направо, как показано на рис. 5. Градиенты демонстрируют, что скорость этих распространяющихся волн составляет 100 м/с и 250 м/с, что типично для рэлеевских волн и волн сжатия в песчаном грунте (Muggleton and Jin, 2013; Brennan et al., 2018). На низких частотах преобладает рэлеевская волна, а на более высоких — волна сжатия.

Более сложным оказалось измерение относительной фазы с использованием системы DAS. При расчетах находили среднее значение сигналов на каждые 10 м оптоволокна с учетом того, что в данном эксперименте измерительная база составляет 10 м.

Рассмотрим четыре возможных крайних случая:

1. Если волна распространяется параллельно волокнам и движение ее частиц также параллельно

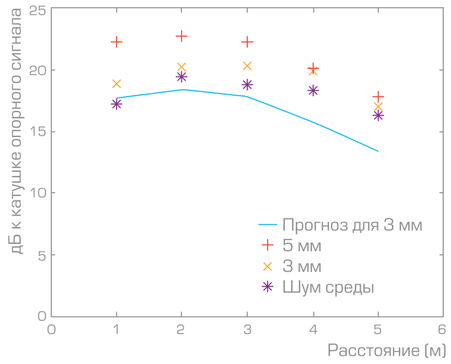


Рис. 13. Зависимость общей колебательной мощности от расстояния для различных диаметров утечек. Циклы 3 и 8: 100 бар, диаметр утечки 5 мм, направление вниз; 100 бар, диаметр утечки 3 мм, направление вниз

[2] В п. 4.4 будет показано, что диаметр утечки крайне незначительно влияет на измеренный спектр шума утечки.

АКСИТЕХ

www.axitech.ru
contact@axitech.ru
+7 499 7000 222
Офис: 117246, Москва, Научный проезд, дом 19
Производство: Москва, Научный проезд, дом 20

ТЕХНОЛОГИИ ЦИФРОФИЗАЦИИ

РОССИЙСКИЙ РАЗРАБОТЧИК И ПРОИЗВОДИТЕЛЬ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ И ЦИФРОФИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПРОЦЕССОВ ПРЕДПРИЯТИЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА И ЖКХ

ООО «АКСИТЕХ»

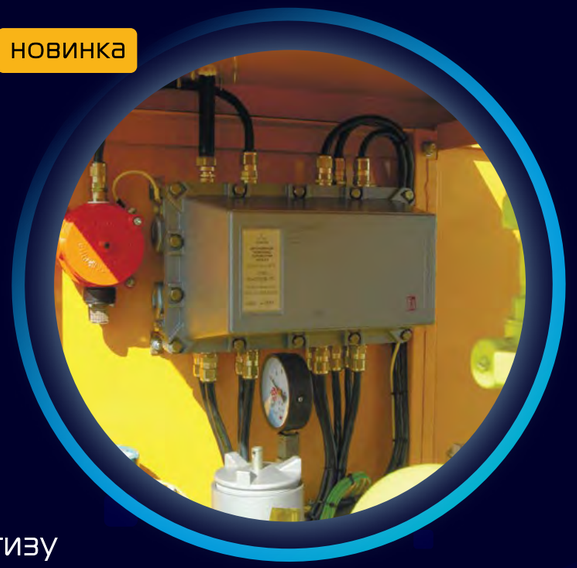
+12	+20	+45	+5000	+20000
лет опыта инноваций	крупных проектов	регионов присутствия	объектов автоматизации	произведено приборов

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

НОВАЯ СЕРИЯ КОМПЛЕКСОВ ТЕЛЕМЕТРИИ

АКТЕЛ-К

новинка



Комплексы АКТЕЛ-К обеспечивают переход с автономного режима эксплуатации на режим 220 В без замены комплекса телеметрии и датчикового оборудования, что позволяет исключить расходы на проектирование (техническое перевооружение), затраты на экспертизу промышленной безопасности, а также, оптимизировать процесс монтажных и пусконаладочных работ.

Возможна разработка драйверов приборов учета энергоносителей по техническим требованиям заказчика.

Технические характеристики:

+ Тип контроллера KAM200
+ Взрывозащита 1 Ex d [ib] IIB T5 или [Ex ib] IIB
+ Тип корпуса: взрывонепр. оболочка или металлический
+ Зона установки: взрывоопасная зона или вне взрывоопасных зон
+ Степень защиты IP65
+ Защита от поражения электрическим током класс I
+ Климатические условия эксплуатации от –40 до +50 °С
+ Относительная влажность воздуха при +25 °С 80%
+ Напряжение постоянного тока 3,8 В
+ Напряжение переменного тока < 242 В
+ Потребляемая мощность < 8 Вт
+ Источник автономного питания многоразовый, после подключения объекта к 220 В - ИБП

GF St. Petersburg Gas Forum

ООО «АКСИТЕХ» участник

X ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА
(6-9 октября 2020)

+ Стенд ООО «АКСИТЕХ» № E 4.5 - павильон G «РОС-ГАЗ-ЭКСПО»
+ V Специализированная экспозиция «Импортозамещение в газовой отрасли» - павильон F
+ Стенд АО «Газпром космические системы» - павильон G «РОС-ГАЗ-ЭКСПО»
+ Стенд Ассоциации производителей газового оборудования № D 4.1 - павильон G «РОС-ГАЗ-ЭКСПО»

волокнам (т. е. это волна сжатия или рэлеевская волна), фазовые данные теряются на частотах, при которых измерительная база равна половине длине волны. Таким образом, пороговое значение частоты для волны (сжатия), распространяющейся на скорости ~250 м/с, составит примерно 12 Гц. Пороговое значение частоты для (рэлеевской) волны, распространяющейся на скорости ~100 м/с, составит примерно 5 Гц.

2. Если волна распространяется параллельно волокнам, а движение ее частиц перпендикулярно направлению волокон (т. е. это поперечная волна), от волокна не поступит ответный сигнал.
3. Если волна распространяется перпендикулярно волокнам, а движение ее частиц — параллельно направлению волокон (т. е. поперечная волна), фаза не будет изменяться в продольном расстоянии, так что сигнал фиксируется волокном точно на всех частотах.
4. Если волна распространяется перпендикулярно волокнам, а движение ее частиц также перпендикулярно направлению волокон (т. е. волна сжатия или рэлеевская волна), фаза также не будет изменяться в продольном расстоянии, но оптоволокно фиксировать ее не будет, если только не сгибать его.

Авторы приходят к выводу, что именно эти волны были зафиксированы продольно установленными сейсмографами. У рэлеевской волны также будет отмечаться движение частиц в вертикальном направлении.

На рис. 10 показана относительная фаза между точками ОВК 5 и 3. Здесь наблюдается иная тенденция. Из рисунка следует, что выше 15 Гц измеренная фаза становится нестабильной. Полезная полоса пропускания демонстрирует наличие фазового сдвига, равного 2π (или нулю), между точками ОВК 5 и 3 на низких частотах, что соответствует данным от сейсмографов на этих частотах. Вероятно, что на этих низких частотах измеренный сигнал заглушает шум среды. Учитывая, что длина волны значительная, это ожидаемо для формата установки датчиков на расстоянии более 2 м.

4.2. Влияние диапазона

Для изучения влияния диапазона на сигнал шума утечки были выбраны данные по двум циклам, где утечка была направлена вбок (циклы 6 и 11, диаметры утечки 5 и 3 мм). Предполагалось, что от боковых утечек скорее всего будут распространяться волны, направленные поперечно и от трубы, что будет зафиксировано оптоволоконной системой.

На рис. 11, *а* и *б* показана зависимость общей мощности от диапазона для двух циклов, а также данные по замерам фонового шума (без утечки) по тем же точкам.

Расчет общей мощности для каждой точки ОВК выполнялся согласно п. 3.2. Кривые построены из расчета затухания рэлеевской волны (в зависимости от диапазона r выражается как $1/r^{0,5}$). Если не учитывать точку ОВК 1 (сразу над трубой на расстоянии 0,2 м), то становится понятно, что в обоих случаях измерен-

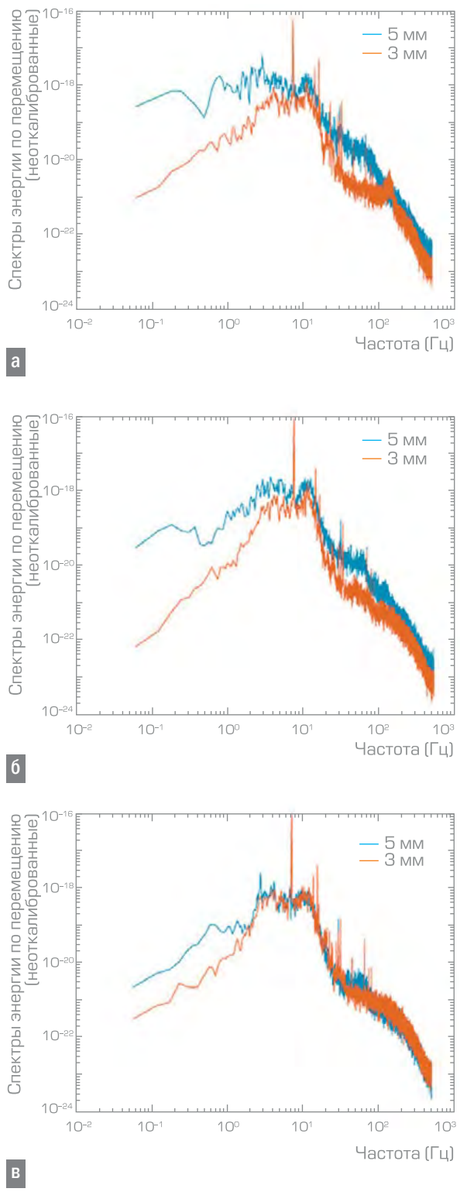


Рис. 14. Спектры энергии по перемещению: сравнение спектров по данным для диаметров утечек 5 и 3 мм. Циклы 3 и 8: 100 бар, направление вниз; *а* – точка ОВК 2, 1 м; *б* – точка ОВК 3, 2 м; *в* – точка ОВК 5, 4 м

ный сигнал затухает на расстоянии приблизительно так же, как рэлеевская волна. Это вполне ожидаемо, если учесть, насколько близко труба расположена к поверхности земли (~1 м).

Рэлеевские волны фиксируются в грунте в результате взаимодействия объемных волн со свободной поверхностью. Скорость распространения таких волн в грунте примерно равна скорости поперечной волны, а распространяется вглубь грунта она примерно на одну свою длину. Если принять скорость поперечной волны равной примерно 100 м/с, оптоволоконные датчики определяют рэлеевские волны на частотах до 100 Гц. На рис. 7 и 8 для цикла испытаний с диаметром утечки 5 мм и направлением вверх показано, что большая часть измеренной энергии действительно сосредоточена в этом частотном диапазоне[2].

4.3. Влияние давления газа

Для оценки влияния давления газа были использованы данные замеров при диаметре утечки 3 мм, направление вбок, и одиннадцати значениях давления от 10 до 100 бар с интервалом 10 бар плюс 5 бар.

График для всех одиннадцати спектров по одной точке ОВК сложно интерпретировать, поэтому, как и в предыдущем разделе, используются значения общей мощности в дБ относительно катушки опорного сигнала.

На рис. 12 показана общая колебательная мощность в точке ОВК 5 (радиус 4 м) в зависимости от давления газа. Нулевой показатель соответствует (двум) замерам фонового шума.

Согласно теории идеального струйного потока, шум, который излучает струя газа, можно отнести к квадрупольным излучателям, так как в сдвиговом слое происходит турбулентное перемешивание (Leo, 1971). Размерная зависимость мощности излучаемого шума W_{quad} равна

$$W_{quad} \sim \rho L^2 u^3 M^5, \qquad (10)$$

где ρ — плотность газа, L — длина шкалы (диаметр отверстия в данном случае), u — скорость струи, M — число Маха для струи.

В разделе 3 было установлено, что для всех циклов скорости струи их числа Маха будут примерно одинаковы. Таким образом, если брать только один диаметр отверстия (в данном случае 3 мм), на мощность излучаемого шума оказывает воздействие только плотность до отверстия (прямо пропорциональная давлению до отверстия в соответствии с законом идеального газа, см. уравнение (6)).

На графике на рис. 12 с данными измерений сравниваются прогнозные данные колебательной мощности, при этом предполагается, что между давлением и начальным давлением 60 бар существует линейная зависимость (чтобы определить коэффициент пропорциональности). Из графика следует, что для значений выше 30–40 бар измеренные данные хорошо согласуются с прогнозными. Для значений ниже 30 бар измеренный уровень колебаний становится сравнимым с уровнем фонового шума (нулевое давление на графиках). Как и предполагалось, снижения с уменьшением давления не происходит.

4.4. Влияние диаметра утечки

Отношение, показанное в уравнении (10), свидетельствует о том, что при прочих равных условиях мощность излучаемого звука будет пропорциональной квадрату диаметра отверстия.

На рис. 13 показана зависимость данных колебательной мощности от диапазона для диаметров утечек 3 и 5 мм и направления вниз. Из графика явно следует, что мощность для диаметра утечки 5 мм выше, чем для диаметра 3 мм во всех диапазонах. Согласно уравнению (10), общая излучаемая мощность пропорциональна квадрату диаметра отверстия. Таким образом, утечка диаметром 3 мм должна обладать излучением примерно на 4,4 дБ меньше, чем утечка диаметром 5 мм. Это подтверждается и графиком, согласно которому на

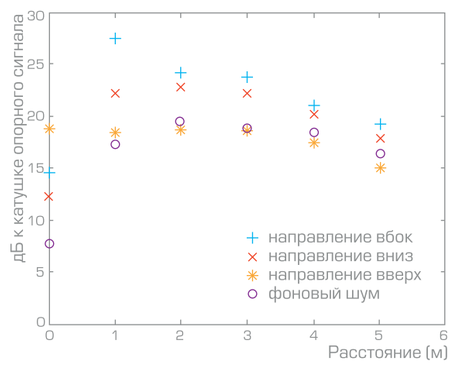


Рис. 15. Зависимость общей колебательной мощности (в дБ относительно катушки опорного сигнала) от расстояния. Циклы 6, 3 и 9: 100 бар, диаметр утечки 5 мм, направление вбок, направление вниз, направление вверх

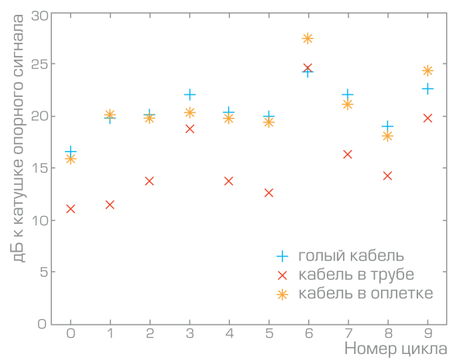


Рис. 16. Общая колебательная мощность для всех циклов

малых расстояниях степень согласованности довольно высока, но снижается с увеличением расстояния. При расстояниях выше 1 м уровень шума для утечки диаметром 3 мм становится ниже уровня фонового шума, что не соответствует прогнозному значению.

На рис. 14, *а–в*, представлены спектры шумов для утечек диаметром 3 мм и 5 мм при трех различных расстояниях. На крайне низких частотах (ниже 5 Гц) сигнал от утечки диаметром 5 мм гораздо выше, чем от утечки диаметром 3 мм. На этих частотах преобладать будут температурные проявления, а сигнал, скорее всего, не будет зависеть от колебаний. На частотах выше 5 Гц можно увидеть, что для всех трех расстояний спектры утечек диаметром 3 и 5 мм имеют похожую форму, а пиковые частоты совпадают. В диапазоне от 5 Гц примерно до 100 Гц величина спектра утечки диаметром 5 мм превышает утечку диаметром 3 мм, а самая значительная разница отмечается, начиная с расстояния 1 м.

По мере уменьшения расстояния разница сглаживается. На расстоянии 4 м величина утечки диаметром 5 мм в данном диапазоне частот почти равна величине утечки диаметром 3 мм, что позволяет предположить, что она приближается к уровню фонового шума. На рис. 13 показано, что на расстоянии 4 м шум утечки для обоих диаметров находится в пределах 2 дБ от фонового шума. Эти результаты позволяют предположить, что шум утечек по большей части приходится на частоты ниже 100 Гц в соответствии с (Muggleton et al., 2002).

4.5. Влияние направления утечки

На рис. 15 показано влияние направления утечки на общую колебательную мощность для утечек диаметром 5 мм при 100 бар. Как и предполагалось, прямо над трубой в точке 0 м (точка ОВК 1 на рис. 5) наибольшая величина сигнала зафиксирована для направления утечки вверх, затем следует направление вбок, а после него — направление вниз. По направлению вбок от трубы для всех точек ОВК (2, 3, 4, 5 и 6 на рис. 5) наибольшая величина сигнала зафиксирована для утечки вбок. Это также совпадает с прогнозными значениями, учитывая, что энергия направлена в эти области измерения.

Неожиданным, на первый взгляд, стало то, что величина сигнала для утечки, направленной вверх, меньше, чем для утечки, направленной вниз, и сопоставима по большей части с фоновым шумом. Согласно прогнозам, утечка, направленная вверх, должна была вызвать значительные поверхностные волны, которые бы фиксировались в точках ОВК 2–6. Хотя это предположение все еще может быть оправданным, то, что сигнал от утечки, направленной вниз, в этих точках выше, позволяет предположить, что грунт залегает слоями, соответственно, энергия быстрее распространяется за счет отражения от этих слоев. К сожалению, при данном эксперименте невозможно было установить, залегает ли грунт на месте испытаний слоями.

4.6. Влияние прокладки и оплетки оптоволоконного кабеля

Для проведения оценки влияния прокладки и оплетки на чувствительность оптоволоконного кабеля сравнивались результаты по точкам 7 (голый кабель), 8 (кабель в оплетке) и 9 (кабель, проложенный в трубе) (см. рис. 5). Для сравнения использовались результаты по девяти испытаниям при давлении 100 бар со всеми сочетаниями направления (вверх, вбок, вниз) и диаметра утечки (1, 3, 5 мм) (циклы 1–9, Приложение I). Также для сравнения применялись данные по шуму среды (цикл 0). На рис. 16 представлена общая колебательная мощность, зафиксированная в каждой из точек ОВК в процессе выполнения десяти циклов.

Из графика следует, что измеренная величина сигнала для кабеля, проложенного в трубе, примерно на 3–8 дБ ниже, чем величина сигнала на голом кабеле. Это соответствует прогнозным значениям, если учитывать, что воздух в трубе, по которой проходит кабель, создает граничный импеданс (то есть, импеданс в этой области существенно отличается от импеданса в грунте вокруг трубы и в кабеле) между грунтом и кабелем. Тот факт, что между величинами для кабеля в оплетке и голого кабеля нет существенной разницы, позволяет предположить, что оплетка не создает граничного импеданса, но при этом защищает кабель от механических повреждений.

5. ВЫВОДЫ И НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШЕЙ РАБОТЫ

В данной работе рассматривается влияние различных важных параметров на шум утечек газа, который также называется шум от отверстия. Измерения на заглубленном испытательном трубопроводе особой конструкции выполнялись таким образом, чтобы вывести на первый план один источник шума утечек, т. е. шум, который излучается непосредственно из отверстия, и хотя бы частично подавить другой источник, т. е. шум, который распространяется по стенке трубы, а оттуда в грунт. Для измерения уровня колебаний в районе вокруг трубопровода применялась система распределенных акустических датчиков на основе оптоволоконного кабеля, а на поверхности для сравнения были установлены сейсмографы.

Согласно полученным данным, шум от отверстий определяют и сейсмографы, и оптоволоконные кабели, в особенности в точках, где ОВК расположены близко к трубе. Установлено, что на рабочих частотах (менее 500 Гц для оптоволокна) ответный сигнал от ОВК фиксирует более высокий уровень шума, чем сейсмографы в тех же точках. Этот эффект усиливается по мере увеличения частоты. Кроме того, сигнал от сейсмографов чуть более детализирован. В связи с тем, что при работе с ОВК выбрана достаточно большая измерительная база (10 м), были утрачены крайне важные фазовые данные, с помощью которых можно было бы определить скорость волн. По результатам, полученным от сейсмографов, удалось определить два превалирующих вида волн и их скорости — 100 м/с и 250 м/с. Эти волны можно отнести к типам рэлеевских волн и волн сжатия, а распространяются они вглубь грунта.

При оценке влияния расстояния *r* на величину сигнала было установлено наличие зависимости 1/*r*, что позволяет предположить, что утечка, как и прогнозировалось, порождает рэлеевские волны, которые распространяются по поверхности грунта по направлению от трубы. При оценке влияния давления газа до отверстия на шум утечки было установлено, что общая мощность шума пропорциональна такому давлению, по крайней мере на более высоких значениях давления, что соответствует положениям теории идеальной струи. На менее высоких значениях давления превалирует фоновый шум. Также было установлено, что на более малых расстояниях излучаемая мощность примерно пропорциональна квадрату диаметра отверстия, как и прогнозировалось. На более высоких значениях расстояния данные замеров меньше согласовывались с прогнозными. Это можно объяснить снижением коэффициентов «сигнал-шум».

Установлено, что пики на спектрах шума утечек не зависят от диаметра утечек, при этом наибольшая разница по величине отмечалась на частотах ниже 100 Гц. Это позволяет подтвердить существующее в литературе предположение о том, что шум утечек большей частью сконцентрирован в диапазоне частот ниже 100 Гц. Данные о влиянии направления утечек не были информативными в связи с невозможностью подтвердить или исключить особую слоистость грунта в месте проведения эксперимента.

Наконец, проведена оценка влияния прокладки и оплетки оптоволоконного кабеля. Было установлено, что прокладка кабеля внутри трубы приводила к снижению замеренного сигнала на 3–8 дБ в связи с несовпадением по импедансу между оптоволокном и воздухом внутри трубы и воздухом внутри трубы и грунтом вокруг нее. В случае кабеля с оплеткой такого снижения зафиксировано не было, что позволяет предположить, что в случае с оплеткой несовпадения по импедансу не происходит.

При проведении многих циклов замеров наблюдались ограничения, внесенные фоновым шумом среды. Несмотря на то, что на реальной утечке фактор фонового шума изменить не удастся, в целях будущих исследований возможны три варианта: во-первых, проводить замеры в условиях максимальной шумоизоляции, во-вторых, провести исследование фонового шума, характерного для оптоволокна, с целью его снижения, в-третьих, попробовать уменьшить измерительную базу, чтобы применить в расчетах фазовые данные, которые становятся более достоверными в присутствии шума (Muggleton et al., 2011).

Также важным шагом в программе исследований станет выполнение второго раунда испытаний с целью оценки характеристик шума утечек, который распространяется по длине трубопровода, а оттуда в окружающую среду. Вероятно, для этих испытаний потребуется более протяженный испытательный трубопровод.

ПРИЛОЖЕНИЕ I — Циклы испытаний

Номер цикла	Диаметр утечки, мм	Направление утечки	Испытательное давление, бар
1	3	вбок	100
2	1	вниз	100
3	5	вниз	100
4	1	вверх	100
5	3	вверх	100
6	5	вбок	100
7	1	вбок	100
8	3	вниз	100
9	5	вверх	100
11	3	вбок	90
15	3	вбок	80
19	3	вбок	70
23	3	вбок	60
24	5	вверх	100
25	3	вбок	50
33	3	вбок	5
35	3	вбок	10
38	3	вбок	40
40	3	вбок	20
42	3	вбок	30

Таблица А1. Параметры циклов

ПЕРЕЗАГРУЗКА ЭКОНОМИКИ С ПОМОЩЬЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Олег Никифоров

Природный газ может внести вклад в восстановление экономики и энергетический поворот без ущерба для климата. Газовая коалиция опубликовала новый программный документ о роли газа после кризиса. Речь идет о Eurogas — это ассоциация, представляющая европейские секторы оптовой, розничной торговли и распределения газа по отношению к институтам ЕС. Ассоциация стремится усилить роль газа в энергетической структуре путем установления постоянного диалога с европейскими игроками отрасли, мировыми производителями газа и соответствующими организациями. Eurogas была основана в 1990 году, в число ее членов в настоящее время входят 44 компании и ассоциации из 22 стран.

Ассоциация поддерживает устойчивый европейский газовый рынок, который стимулирует конкурентоспособность, поддерживает безопасность поставок, приносит выгоды потребителям, стимулирует энергоэффективность и играет важную роль в сокращении выбросов CO_2. Ее члены работают вместе, анализируя влияние политических и законодательных инициатив ЕС на их бизнес, чтобы сообщить о своих выводах заинтересованным сторонам в ЕС и предложить улучшения. Ассоциация также предоставляет статистику и прогнозы по потреблению газа в Европе.

Весной 2020 года в секторе электроэнергетики Германии произошел так называемый fuel switch (переход с одних видов топлива на другие): в то время как к апрелю доля газа и возобновляемых источников энергии в структуре электроэнергетики возросла до 70%, доля угля, по данным BDEW (Федерального объединения предприятий энерго- и водоснабжения), снизилась до 12%. В середине июня природный газ с показателем 1,39 ТВт·ч внес самый большой среди всех энергоносителей вклад в производство электроэнергии в Германии.

В компании Wintershall Dea, крупнейшем немецком нефтегазовом концерне, убеждены, что природный газ будет играть еще более важную роль после завершения локдауна экономики, произошедшего вследствие распространения коронавируса: «Природный газ может внести решающий вклад в восстановление экономики Германии и Европы — и это без смягчения целей по защите климата», — говорит член правления Wintershall Dea Тило Виланд в связи с публикацией нового программного документа газовой коалиции. В нем неофициальное объединение представителей газовой отрасли подчеркивает вклад энергоносителя в намеченный подъем экономики.

«Природный газ — экологически чистый и экономически эффективный энергоноситель, на который мы можем рассчитывать. Благодаря природному газу промышленное и энергоемкое производство в Германии после завершения пандемии может успешно вернуться на докризисные мощности, а энергетический переход будет удачно осуществлен. Защита климата невозможна без природного газа», — уверен Виланд. За последние несколько месяцев уже были созданы разнообразные новые газовые проекты, а некоторые компании перешли с угля на природный газ — в том числе, из соображений экономии. Так, например, предприятие Evonik приступило к строительству новой газовой электростанции в городе Марле. «Однако с учетом растущего дефицита, которого стоит ожидать вследствие отказа от использования угля и атомной энергии, нам необходимо еще больше проектов», — подчеркивает Виланд. Для того чтобы природный газ мог в полной мере раскрыть свой потенциал, необходимо на законодательном уровне улучшить условия инвестирования в газовые электростанции. «Электростанции, работающие на газе, обеспечивают надежное и доступное по цене электроснабжение Германии. Чтобы сохранить его таковым, необходимо законодательство о когенерации (комбинированном производстве тепла и электроэнергии), рассчитанное на долгосрочную перспективу. Природный газ и возобновляемые источники энергии хорошо дополняют друг друга. Это прекрасный тандем», — говорит Виланд.

В будущем природный газ сможет играть важную роль во всех отраслях и сокращать выбросы CO_2 и в виде водорода. Особенно это касается тех регионов, где у потребителей нет прямого доступа к электроэнергии из возобновляемых источников или ее использование связано с серьезными техническими и экономическими вызовами. Поэтому Wintershall Dea приветствует тот факт, что пакет мер по оживлению экономической конъюнктуры, подготовленный правительством Германии, включает в себя средства для развития водородной промышленности.

«Национальная водородная стратегия» федерального правительства также представляет важный шаг в верном направлении. Вместе с тем, Wintershall Dea выступает за открытый для различных технологий подход, который наряду с водородом, получаемым из возобновляемых источников энергии, предусматривает и поддерживает использование декарбонизированного водорода из природного газа. Обладая явными преимуществами по цене и объемам, он может компенсировать нехватку мощностей возобновляемых источников энергии и ускорить крайне необходимое восстановление рынка.

«Независимая газета», 01.07.2020, https://www.ng.ru/energy/2020-07-01/100_200701gaz.html

ГАЗ И ВОДОРОД. СОЮЗНИКИ ИЛИ КОНКУРЕНТЫ?

Развитие водородных технологий в последнее время все больше включается в энергетическую повестку. «Зеленые» инициативы Европы уже сейчас заставляют поставщиков природного газа задумываться о повышении экологичности своего сырья. И водород может им в этом помочь, считают опрошенные ТАСС эксперты.

В настоящее время водород по стоимости производства не может конкурировать с традиционными энергоносителями, но в перспективе 15–30 лет, по мнению экспертов, он неизбежно заставит их потесниться. Поэтому России как потенциально крупному игроку на этом рынке уже стоит задуматься о развитии необходимых технологий, чтобы встроиться в меняющийся энергетический ландшафт своего крупнейшего покупателя газа.

Попытки наладить использование водорода в качестве энергоносителя ведутся уже давно. Но сейчас, на фоне стремления ЕС к 2050 году сократить уровень углеродных выбросов до нуля, водородная энергетика переживает очередное возрождение.

Согласно представленной в начале июля стратегии Еврокомиссии, к 2030 году водородное топливо должно стать интегральной частью энергосистемы Евросоюза. В ближайшие четыре года в ЕС должно быть обеспечено строительство электролизных установок, которые позволят запустить производство до 1 млн тонн возобновляемого водорода. В перспективе водород планируется использовать в секторах, трудно поддающихся процессу декарбонизации, например, в тяжелой промышленности и на транспорте. В то же время ЕС признает необходимость использования природного газа по меньшей мере до 2030 года.

В свою очередь 11 крупных компаний Европы, обладающих инфраструктурой по транспортировке и хранению газа, представили свой план водородного будущего, согласно которому к 2040 году протяженность водородных трубопроводов достигнет 23 тыс. км, причем 75% из них будет состоять из переоборудованных газовых труб. Перестроить на водород, в частности, планируется и трубопровод, который является продолжением балтийских маршрутов поставок газа из России, «Северный поток», и строящийся «Северный поток — 2». Последние при этом рассматриваются как «потенциальные дополнительные маршруты» поставок.

По словам аналитиков, в настоящее время без серьезной модернизации инфраструктура газопроводов допускает подмешивание с природным газом (метаном) до 10–20% водорода. «Принимая во внимание климатическую повестку ЕС, в частности, недавно принятую водородную стратегию, предусматривающую импорт водорода из соседних стран, компании-операторы, равно как и "Газпром", серьезно прорабатывают вопрос прокачки газоводородной смеси. Тем более что у "Северного потока — 2", в отличие, например, от текущей газопроводной системы Украины, будут для этого технические возможности», — отмечает директор по исследованиям Vygon Consulting Мария Белова. К тому же, добавляет она, поставка водорода позволит поднять вопрос о смягчении условий по действующему ограничению на резервирование 50% мощности «Северного потока — 2».

В настоящее время в мире производится около 70 млн тонн водорода в год. Очевидный плюс водорода — его экологичность. Однако на другой чаше весов находятся его взрывоопасность, способность вызывать коррозию и высокая летучесть.

Еще один недостаток производства водорода — высокая эмиссия CO_2. В настоящее время, по данным Международного энергетического агентства, три четверти от общего объема производимого водорода получают из природного газа по технологии парового риформинга (так называемый «серый» водород). «Это дешево, но неэкологично: газ смешивается с паром при высоком давлении и температуре, из-за чего, кроме водорода, выделяются парниковые газы, как от сжигания топлива», — поясняет консультант Vygon Consulting Максим Баранов.

Возможно использовать другой способ производства — электролиз воды. При этом, с точки зрения экологии, производить «зеленый» водород таким способом имеет смысл только при помощи возобновляемых источников энергии (ВИЭ). «Особенно это может быть выгодно в случае "прерывистой" генерации, когда загрузка зависит от интенсивности ветра, солнечного излучения и т. д. При избытке энергии производится водород, при ее недостатке — водород используется для генерации», — отмечает директор группы по природным ресурсам и сырьевым товарам агентства Fitch Дмитрий Маринченко.

Однако в настоящее время эта технология вдвое дороже риформинга — 3–4 доллара за 1 кг водорода. «Использование дешевеющей электроэнергии бестопливной генерации (солнечные станции и ветропарки) и введение углеродного налога склоняют к переходу от натурального газа к экологичному водороду, но пока паритет стоимости производства водорода путем риформинга и электролиза ожидается в 2025–2030 годах», — добавляет М. Баранов.

Если сравнивать с природным газом, текущая себестоимость произведенного из ВИЭ водорода колеблется в пределах 20–55 долларов за 1 млн британских термальных единиц (МБТЕ), в то время как спотовые цены на природный газ в Европе находятся на уровне 1,7 доллара за МБТЕ.

«Прогнозные оценки стоимости "зеленого" водорода на 2050 год составляют около 7,5 доллара за МБТЕ, поэтому "честная" конкуренция водорода (причем не только "зеленого", но и получаемого из природного газа) с трубопроводным газом и СПГ в среднесрочной перспективе возможна только при условии значительного роста платежей на выбросы углекислого газа», — полагает М. Белова из Vygon Consulting.

Старший аналитик Центра энергетики Московской школы управления «Сколково» Юрий Мельников считает, что поскольку внимание к углеродному следу топлив на европейском рынке растет, то для дальнейшей работы всем поставщикам газа, включая РФ, придется заниматься

его декарбонизацией. «Добавление водорода в газ делает его еще более "безуглеродным", так что водород, скорее, становится союзником природного газа, а не конкурентом», — указывает эксперт.

В то же время он отмечает, что замещение части природного газа синтетическими топливами на основе водорода неизбежно, поскольку без этого нельзя достичь целей по сокращению выбросов парниковых газов. «Поэтому водородные технологии будут встречать приоритетную поддержку, что сделает их со временем гораздо более дешевыми (по аналогии с тем, как это произошло с солнечной и ветряной энергетикой)», — подчеркивает Ю. Мельников.

Таким образом, при должном развитии технологий водород может занять часть ниши природного газа на европейском рынке, а значит, привести к снижению импорта российского «голубого топлива». Полностью заменить природный газ, по словам Баранова из Vygon Consulting, водород не сможет из-за профильного спроса в химической промышленности.

Россия, обладая огромными запасами природного газа, имеет шанс стать крупным игроком и на рынке водорода. Ранее Минэнерго РФ внесло в правительство проект плана мероприятий по развитию водородной энергетики в 2020–2024 годах. План предусматривает совершенствование нормативной базы и технического регулирования производства, транспортировки, хранения и использования водорода, а также поддержку реализации пилотных проектов в области его производства. Первыми производителями водорода в 2024 году могут стать «Газпром» и Росатом. Энергостратегия РФ предполагает экспорт 200 тыс. тонн водорода к 2024 году, а к 2035 году — 2 млн тонн.

Однако, как полагает заместитель генерального директора Фонда национальной энергетической безопасности Алексей Гривач, несмотря на потенциал стать крупным производителем водорода из природного газа, РФ все равно придется столкнуться с давлением «зеленого» регулирования.

«У России отсутствует внятная стратегия развития ВИЭ как на государственном уровне, так и на уровне отдельных компаний. Европа, а также европейские генерирующие и нефтегазовые компании в этом отношении делают намного больше. В теории, на долгосрочном горизонте у Европы может получиться сильно увеличить производство "зеленой" энергии и снизить потребление газа, в том числе, уменьшить потребности в импорте газа из России. В этом смысле ВИЭ и водород могут действительно составить конкуренцию российскому газу, но это вопрос не ближайших 10 лет, а, скорее, 20–30 лет», — полагает Д. Маринченко из Fitch.

«Угроза российскому углеводородному экспорту абсолютно реальна, водород становится очевидным ответом на эту угрозу. Но пока намерения развивать это направление в России сдерживаются почти полным отсутствием стимулов», — резюмирует Ю. Мельников из «Сколково».

30.07.2020, finanz.ru (https://www.finanz.ru/novosti/aktsii/po-severnomu-potoku-2-mogut-nachat-kachat-vodorod-1029448890)

ПЕРВЫЙ В РОССИИ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫЙ ГАЗОПРОВОД ДИАМЕТРОМ 710 ММ

Дмитрий Михеев

В Волгограде ведутся масштабные работы по реконструкции стального газопровода среднего давления диаметром 630 мм с пропускной способностью 100 тыс. м^3/ч от ГГРП-4 до ТЭЦ-2, которая обеспечивает электрической и тепловой энергией нефтеперерабатывающий завод ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка», осуществляет теплоснабжение жилого фонда Заканальной части Красноармейского района Волгограда, а также отпускает электрическую энергию в единую энергосистему России.

Старый газопровод, построенный еще в советское время, уже отслужил положенный срок и по окончании строительства будет выведен из эксплуатации. Учитывая значимость объекта и высокие требования к надежности газопровода, разработчики уделили серьезное внимание выбору материала труб. Техническое обоснование, подготовленное специалистами ООО «ПОЛИПЛАСТИК Поволжье», убедило проектировщиков и заказчиков остановить выбор на инновационной двухслойной полиэтиленовой трубе МУЛЬТИПАЙП Газ SDR 11 диаметром 710 мм. Наружный соэкструзионный слой этой трубы изготовлен из ПЭ 100-RC, обладающего повышенной стойкостью к растрескиванию, что снижает уязвимость трубы от царапин и других внешних повреждений и позволяет производить укладку газопровода на существующее основание без устройства песчаной подготовки. Благодаря этому трубы МУЛЬТИПАЙП Газ прекрасно зарекомендовали себя при использовании бестраншейных методов строительства и ремонта трубопроводов.

Технология монтажа труб МУЛЬТИПАЙП Газ ничем не отличается от технологии монтажа любых полиэтиленовых труб: на прямых участках соединение осуществляется методом стыковой сварки, сваренные плети в несколько сотен метров длиной и фасонные детали соединяются муфтами с закладными нагревателями.

Принимая во внимание высокую стоимость муфт с закладными нагревателями большого диаметра и специфику их сварки, на шеф-монтаж первой муфты пригласили технического директора представительства Georg Fischer Piping Systems в России Юрия Яковлева. После контрольных измерений наружного диаметра и овальности и подготовки поверхности трубы два участка трубопровода были успешно соединены электромуфтовой сваркой.

Строящийся газопровод от ГГРП-4 до ТЭЦ-2 в Волгограде — первый в России полиэтиленовый газопровод такого диаметра. Его общая протяженность составит 2,5 км, окончание строительства и ввод в эксплуатацию планируются на 2021 год.

Высочайшая коррозионная и химическая стойкость современных марок трубного полиэтилена и надежность труб МУЛЬТИПАЙП Газ позволяют рассчитывать на безаварийную работу газопровода и бесперебойные поставки газа на ТЭЦ как минимум в течение ближайшего полувека.

СЧИТАЕМ НЕ КИЛОМЕТРЫ, А КУБОМЕТРЫ

Сергей Кузнецов

Газификация — задача государственной важности, подчеркнул в одном из своих выступлений главный федеральный инспектор по Тюменской области Дмитрий Кузьменко. По его словам, для ее решения в первую очередь необходимо обеспечить доступность подключения к сетям, его приемлемую стоимость для населения.

Как рассказал журналу заместитель губернатора Тюменской области Вячеслав Вахрин, в регионе эта цель достигается с помощью государственно-частного партнерства — стратегического сотрудничества правительства области и компаний группы «Газпром». Включение строительства отвода от уличного газопровода до земельного участка потребителя в областную программу газификации позволяет домохозяйствам присоединяться к газовым сетям по доступной цене. К примеру, подключились к газовой трубе жители 478 домов в поселке Лебедевка Заводоуковского района. Проектную документацию разработали в 2018 году, с июня и до конца прошлого года вели строительство. За счет внебюджетных средств в рамках программы газификации Тюменской области по всем улицам Лебедевки проложили внутрипоселковые газопроводы, всего около 28 километров. Поскольку отводы от уличных газопроводов до участков потребителей построены в рамках госпрограммы, плата за техническое присоединение для них составила всего 2600 рублей.

Ежегодно благодаря областной программе все больше тюменских сел и деревень подключаются к желтой газовой трубе

Работы по переносу газопровода, г. Тюмень

Открытие газопровода в с. Булашево, Тобольский район

У тюменской модели есть еще несколько особенностей. Прежде всего, это принцип эффективности, которым руководствуются при включении мероприятий в региональную программу. Он предусматривает первоочередную газификацию тех зон, где планируется потребление наибольших объемов природного газа, то есть реализуются инвестпроекты. Это обеспечивает окупаемость вложений и экономическую целесообразность последующей эксплуатации газовых сетей. Такой подход позволяет не утяжелить тариф на транспортировку газа инвестиционными затратами и через прирост объемов реализации газа обеспечить рентабельность сетевого строительства. По сути, это новая философия такого бизнеса: газораспределительная организация ориентирована на увеличение прибыли в зависимости от роста объемов продаваемого газа, а не от километража сетей.

— *Населенный пункт, в который приходит газ, получает второе дыхание, возможности для экономического развития*, — подчеркивает Вячеслав Вахрин.

Второй важнейший момент — использование ресурсного метода ценообразования, что позволило эффективнее использовать инвестиции и снизить стоимость работ по газификации более чем в два раза. Удешевляет и ускоряет работу и тот факт, что газораспределительная организация применяет проекты многократного использования.

Третий момент: в регионе оптимизированы административные процедуры строительства газовых сетей и технологического присоединения потребителей к ним — отменена необходимость получения разрешения на строительство неопасных сетевых объектов, ускорены сроки выдачи разрешений на размещение объектов на государственных и муниципальных землях, внедрен уведомительный принцип производства земляных работ.

Результат — удвоение темпов строительства газовой инфраструктуры. В 2019 году в рамках программы построено 97 километров газораспределительных сетей, 71 из них — в сельской местности. В частности, построили газопроводы для газификации 1270 домовладений в 24 населенных пунктах региона. Кроме того, специалисты выполнили проектно-изыскательские работы по 64 объектам, строительство которых запланировано на текущий год. Общий объем финансирования работ составил 175,4 миллиона рублей. Благодаря областной программе доля газифицированных сел и деревень в общем количестве сельских населенных пунктов, подлежащих газификации, к концу 2019 года достигла 74,96 процента (для сравнения: в начале 2014-го она составляла 64,3 процента).

В 2020 году реализация программы газификации Тюменской области продолжается (рис. 1). Работы ведутся в целом ряде населенных пунктов региона: селе Богандинском Тюменского района, в Бобылево Исетского района, в Аромашевском, Абатском районах. Важно отметить, что граждане, имеющие право на льготы (а таких 42 категории — от ветеранов войны и труда до малоимущих семей), с 2008 года получают социальную поддержку на оплату или возмещение затрат на газификацию жилого дома. Сумма существенная — до 40 тысяч рублей. За счет субсидии оплачиваются работы по газификации жилого дома, выполняемые газораспределительной организацией в рамках договора подключения, а также необходимые материалы и газовое оборудование. Для ее получения достаточно обратиться в местную администрацию.

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.

ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ СТАТИСТИЧЕСКОГО НАБЛЮДЕНИЯ ЗА ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ОРГАНИЗАЦИЙ

***А. В. Бирюков**, к. т. н., **Н. А. Кострикина**, **А. М. Гамаюнов**, к. т. н., АО «Гипрониигаз», Саратов*

Отходами производства и потребления называют вещества или предметы, образованные в результате производственной деятельности, оказания услуг, выполнения работ или потребления и которые требуется удалять. В настоящее время количество отходов растет такими темпами, что это становится глобальной проблемой. По данным Росприроднадзора, территория, занятая отходами в Российской Федерации, увеличивается ежегодно более чем на 400 тысяч гектаров.

В зарубежных странах широко распространены различные методы применения отходов для производства товаров (продукции), выполнения работ, оказания услуг или для получения энергии. В Российской Федерации основной метод использования отходов — хранение их на полигонах, при этом они могут быть использованы тем или иным образом, однако здесь возникает вопрос об экономической целесообразности такого использования. Для построения эффективной политики упорядоченного обращения с отходами требуется система статистического наблюдения, которая позволит дать информацию по всем стадиям обращения.

Для ответа на вопрос «зачем вести статистический учет операций обращения с отходами?» обратимся к Федеральному закону № 89 «Об отходах производства и потребления» [1]. В законе выделены две группы принципов государственной политики в сфере обращения с отходами:

— внутренние — охрана здоровья человека, поддержание или восстановление благоприятного состояния окружающей среды и сохранение биологического разнообразия, использование наилучших доступных технологий при обращении с отходами, комплексная переработка материально-сырьевых ресурсов в целях уменьшения количества отходов, использование методов экономического регулирования деятельности в области обращения с отходами в целях уменьшения их количества и вовлечения в хозяйственный оборот и др.;
— внешние — международное сотрудничество России с другими государствами в экологической сфере.

Все организации, в том числе производственные и газораспределительные, обязаны вести учет образовавшихся, утилизированных, обезвреженных, переданных другим лицам или полученных от других лиц, а также размещенных отходов (ст. 19 [1]). При этом с 2020 года организации, ведущие деятельность на объектах III категории, то есть оказывающие незначительное негативное воздействие [2], должны ежегодно предоставлять в орган Росприроднадзора по месту деятельности отчетность. Материалы по учету отходов хранят в течение пяти лет.

На сегодняшний день в соответствии со статьей 8.2 Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях [3] размер штрафа за непредоставление отчетности составляет для должностных лиц до 30 000 рублей, а для юридических лиц — до 250 000 рублей либо может последовать приостановка деятельности организации сроком до 90 суток.

В 2019 году Федеральная служба по надзору в сфере природопользования утвердила годовую форму федерального статистического наблюдения № 2-ТП (отходы) «Сведения об образовании, обработке, утилизации, обезвреживании, размещении отходов производства и потребления» [4] (далее — Форма №2-ТП) для сбора и обработки данных в системе Росприроднадзора и ввела ее в действие для отчета за 2019 год. Форма №2-ТП представлена на рис. 1.

Форму № 2-ТП не предоставляют организации, которые арендуют помещение и в договоре аренды которых владелец взял на себя обязательства по вывозу отходов. Не подают отчетность также юридические лица и индивидуальные предприниматели — субъекты малого и среднего предпринимательства при одновременном выполнении следующих условий:

— за год образуются только твердые коммунальные отходы массой менее 0,1 тонны;
— заключен договор с региональным оператором по обращению с твердыми коммунальными отходами;
— не ведется деятельность в области обращения с отходами производства и потребления (обработка, утилизация, обезвреживание, размещение).

Сдача формы № 2-ТП в соответствующий территориальный орган Росприроднадзора предусмотрена как в бумажном, так и электронном виде. Если у организации есть территориально обособленные подразделения, то форма № 2-ТП подается и по головному офису, и по каждому филиалу отдельно.

ФЕДЕРАЛЬНОЕ СТАТИСТИЧЕСКОЕ НАБЛЮДЕНИЕ

КОНФИДЕНЦИАЛЬНОСТЬ ГАРАНТИРУЕТСЯ ПОЛУЧАТЕЛЕМ ИНФОРМАЦИИ

Нарушение порядка представления статистической информации, а равно представление недостоверной статистической информации влечет ответственность, установленную статьей 13.19 Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях от 30.12.2001 № 195-ФЗ, а также статьей 3 Закона Российской Федерации от 13.05.92 № 2761-1 "Об ответственности за нарушение порядка представления государственной статистической отчетности"

В соответствии со статьей 6 Федерального закона от 27.07.2006 № 152-ФЗ "О персональных данных" обработка персональных данных осуществляется для статистических целей при условии обязательного обезличивания персональных данных

ВОЗМОЖНО ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОННОМ ВИДЕ

СВЕДЕНИЯ ОБ ОБРАЗОВАНИИ, ОБРАБОТКЕ, УТИЛИЗАЦИИ, ОБЕЗВРЕЖИВАНИИ, ТРАНСПОРТИРОВАНИИ И РАЗМЕЩЕНИИ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ
за 20___ г.

Предоставляют:	Сроки предоставления
юридические лица, граждане, осуществляющие предпринимательскую деятельность, без образования юридического лица (индивидуальные предприниматели), осуществляющие деятельность в области обращения с отходами производства и потребления: - территориальному органу Росприроднадзора в субъекте Российской Федерации	1 февраля после отчетного периода
территориальный орган Росприроднадзора: - Росприроднадзору	15 марта после отчетного периода

Форма № 2-ТП (отходы)
Приказ Росстата:
Об утверждении формы
от 10.08.2017 № 529
О внесении изменений (при наличии)
от _____ № ___
от _____ № ___

Годовая

Наименование отчитывающейся организации _____

Почтовый адрес _____

Линия отрыва (для отчетности, предоставляемой индивидуальным предпринимателем)

Код формы по ОКУД	Код				
	отчитывающейся организации по ОКПО				
1	2	3	4	5	6
0609013					

Рис. 1. Форма отчетности № 2-ТП

При составлении отчетности в форму № 2-ТП вносятся сведения информационного характера, а также учетно-классификационные свойства отходов (наименование отходов, их класс опасности, объемы и т.д.). Подаваемая в Росприроднадзор форма № 2-ТП должна содержать информацию, соответствующую первичным документам, к которым относят паспорта отходов.

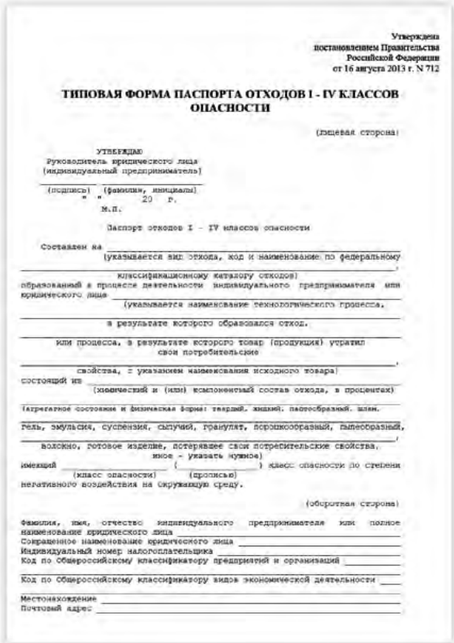
Паспортизация отходов в нашей стране проводится согласно правилам, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 16.08.2013 г. № 712 [5]. Паспорт отходов представляет собой документ, содержащий информацию об определенном виде отходов (свойства, происхождение, состав, условия размещения и т.д.), а также реквизиты организации, несущей ответственность за его образование, использование, размещение и ликвидацию. Типовая форма паспорта отходов I–IV классов опасности приведена на рис. 2.

Паспортизация отходов производства и потребления призвана обеспечить:

— сбор и систематизацию информации по конкретным категориям отходов;
— разработку эффективных способов утилизации, транспортировки и обезвреживания отходов;
— контроль организаций в сфере выполнения требований природоохранного законодательства;
— предоставление информации для заключения договоров по транспортировке отходов со сторонними организациями;
— данные для расчета отчислений в бюджет по объектам, оказывающим негативное влияние на окружающую среду.

Паспорт разрабатывается обязательно для отходов, относимых к I–IV классам опасности. Для отходов V класса опасности разработка паспорта не обязательна, однако организациям необходимо иметь документы, отражающие состав отхода и его возникновение, а также подтверждающие отнесение конкретного вида отхода к данному классу опасности.

Учет образовавшихся, утилизированных, обезвреженных, переданных другим лицам или полученных от других лиц отходов позволяет собрать необходимые данные для анализа и оценки ситуации в области обращения с отходами, а также для разработки мероприятий в сфере экологии, охраны природы и здоровья населения.



Утверждена
постановлением Правительства
Российской Федерации
от 16 августа 2013 г. N 712

ТИПОВАЯ ФОРМА ПАСПОРТА ОТХОДОВ I - IV КЛАССОВ ОПАСНОСТИ

(лицевая сторона)

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель юридического лица
(индивидуальный предприниматель)
_____
(подпись) (фамилия, инициалы)
" " 20 г.
М.П.

Паспорт отходов I - IV классов опасности

Составлен на _____
(указывается вид отхода, код и наименование по федеральному
_____,
классификационному каталогу отходов)
образованный в процессе деятельности индивидуального предпринимателя или
юридического лица _____
(указывается наименование технологического процесса,
_____
в результате которого образовался отход,
_____
или процесса, в результате которого товар (продукция) утратил
свои потребительские
_____,
свойства, с указанием наименования исходного товара)
состоящий из _____
(химический и (или) компонентный состав отхода, в процентах)
_____
(агрегатное состояние и физическая форма: твердый, жидкий, пастообразный, шлам,
гель, эмульсия, суспензия, сыпучий, гранулят, порошкообразный, пылеобразный,
_____,
волокно, готовое изделие, потерявшее свои потребительские свойства,
иное - указать нужное)
имеющий _____ ( ) класс опасности по степени
(класс опасности) (прописью)
негативного воздействия на окружающую среду.

(оборотная сторона)

Фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя или полное
наименование юридического лица _____
Сокращенное наименование юридического лица _____
Индивидуальный номер налогоплательщика _____
Код по Общероссийскому классификатору предприятий и организаций _____

Код по Общероссийскому классификатору видов экономической деятельности _____

Местонахождение _____
Почтовый адрес _____

Рис. 2. Типовая форма паспорта отходов I–IV классов опасности

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон от 24.06.1998 г. № 89 «Об отходах производства и потребления».
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 28.09.2015 г. № 1029 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий».
3. Федеральный закон от 30.12.2001 г. № 195 «Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях».
4. Приказ Росстата от 12.12.2019 г. № 766 «Об утверждении формы 2-ТП (отходы) с указаниями по ее заполнению».
5. Постановление Правительства Российской Федерации от 16.08.2013 г. № 712 «О порядке проведения паспортизации отходов I–IV классов опасности».

СОВРЕМЕННЫЕ ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ИЗ ЭКСТРУДИРОВАННОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

А. В. Бирюков, Н. А. Кострикина, Е. И. Биркалова, АО «Гипрониигаз», Саратов

На сегодняшний день по территории Российской Федерации проложено около 268 301,59 км подземных стальных газопроводов сетей газораспределения. Одну из важнейших задач при эксплуатации стальных газопроводов составляет их защита от коррозии.

Коррозия металлов — это разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой (п. 1 ГОСТ 5272-68 [1]).

Защиту от коррозии подземных стальных газопроводов сетей газораспределения и газопотребления предусматривают в соответствии с ГОСТ 9.602 [2], согласно которому в число основных методов защиты от коррозии в почвенно-грунтовых водах и грунтах, а также коррозии, вызванной блуждающими токами, входит применение:
— защитных покрытий;
— средств электрохимической защиты (катодная поляризация).

Независимо от коррозионной агрессивности грунта в качестве основного метода защиты от коррозии для всех подземных сооружений предусматривают применение защитных покрытий. Одну из разновидностей защитных покрытий представляют покрытия на основе экструдированного полиэтилена, нанесенные в заводских условиях. Полиэтиленовые покрытия труб выгодно отличаются от мастичных и ленточных, ведь они обладают высокой ударной прочностью, повышенным водопоглощением и широким температурным диапазоном применения.

В настоящее время на территории Российской Федерации действует национальный стандарт ГОСТ Р 55436 [3], устанавливающий общие технические требования к покрытиям из экструдированного полиэтилена, применяемым для защиты от коррозии стальных подземных и подводных

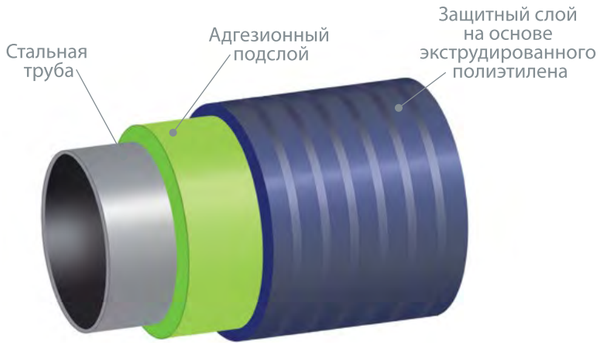


Рис. 1. Двухслойное покрытие из экструдированного полиэтилена

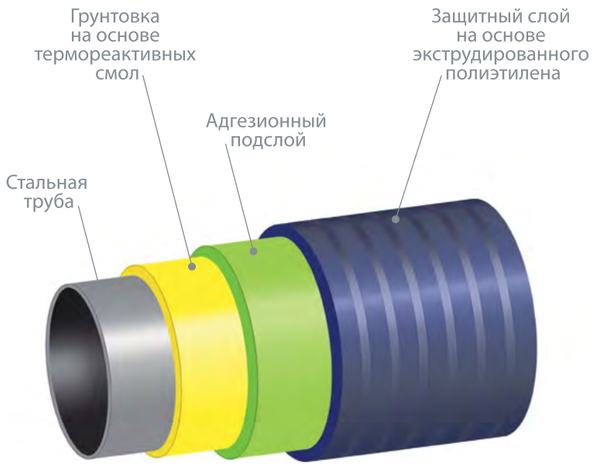


Рис. 2. Трехслойное покрытие из экструдированного полиэтилена

трубопроводов, прокладываемых на территории городов и населенных пунктов, а также сетей газораспределения и водоснабжения.

Согласно ГОСТ Р 55436 [3] покрытия для стальных труб из экструдированного полиэтилена могут быть двух типов:

— двухслойные, в состав которых входит адгезионный подслой и наружный защитный слой на основе термо-светостабилизированного полиэтилена (рис. 1);
— трехслойные, состоящие из грунтовки, адгезионного подслоя и наружного защитного слоя на основе термо-светостабилизированного полиэтилена (рис. 2).

Процесс нанесения покрытия из экструдированного полиэтилена осуществляется в следующем порядке:

— очистка труб ручным механическим инструментом;
— абразивная обработка труб;
— нанесение грунтовки на предварительно нагретые трубы;
— нанесение адгезионного и защитного слоев полиэтилена при помощи метода боковой экструзии.

Температуру поверхности труб, методы переработки и нанесения материалов, параметры формирования покрытия определяют предприятия-изготовители изоляционных материалов.

При нанесении покрытия стальная труба совершает вращательно-поступательное движение, при этом на нее через щель экструдера подаются слои адгезионного и защитного слоев полиэтилена. Для каждого слоя используется отдельный экструдер. Процесс нанесения покрытия из экструдированного полиэтилена на стальные трубы представлен на рис. 3.

В настоящее время на рынке представлены монослойные покрытия (без адгезионного подслоя полиэтилена), т. е. наружный слой полиэтилена наносится прямо на грунтовку, сохраняя при этом адгезионную прочность между полиэтиленовым слоем и слоем грунтовки.

К преимуществам монослойного покрытия можно отнести:

— упрощение технологии производства;
— освобождение экструдера адгезионного слоя;
— упрощение контроля и снижение толщины покрытия;
— упрощение логистических и складских работ;
— уменьшение объема входного контроля службы ОТК;
— отсутствие дефектов на концевых участках труб [4].

Свойства монослойного покрытия из экструдированного полиэтилена приведены в табл. 1.

Для установления в государствах-членах ЕАЭС общих требований к наружному защитному покрытию стальных труб на стадии их изготовления, применяемых при строительстве, реконструкции и ремонте стальных подземных трубопроводов, в том числе транспортирующих газ по ГОСТ 5542 [5] с давлением до 1,2 МПа включительно, АО «Гипрониигаз» разрабатывает проект межгосударственного стандарта «Системы газораспределительные. Покрытия из экструдированного полиэтилена для стальных труб. Общие технические требования». Разрабатываемый документ учитывает изменения в нормативной базе, а также направлен на внедрение современных технологий нанесения покрытия из экструдированного полиэтилена.

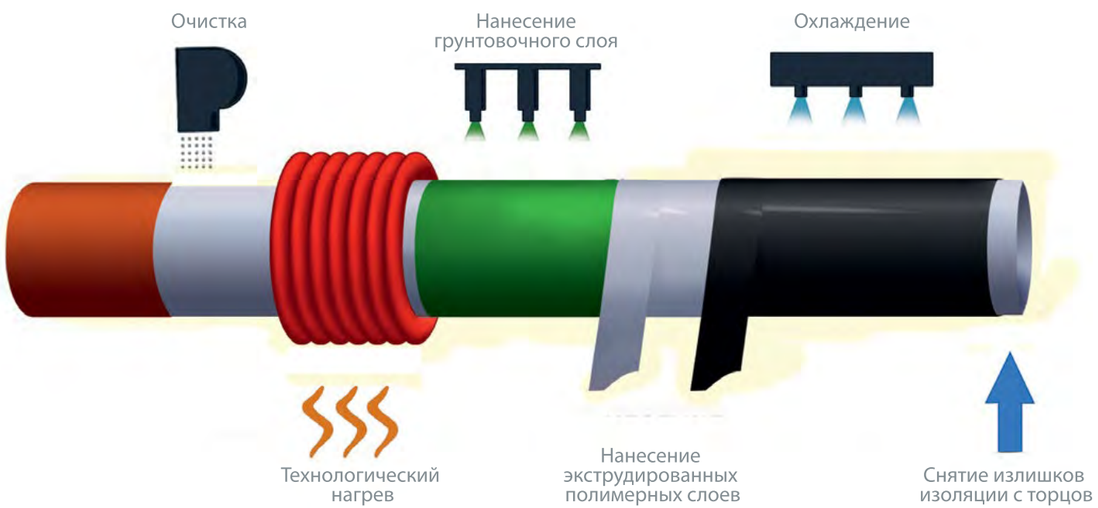


Рис. 3. Процесс нанесения покрытия из экструдированного полиэтилена на стальные трубы

Наименование показателя	Требование	Значение показателя
Толщина покрытия из экструдированного полиэтилена, см	≥ 1,8	3,0 – 5,2
Диэлектрическая сплошность, кВ, не менее	Отсутствие пробоя ПЭП при напряжении не менее 20 кВ	> 20
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее, при температуре –45 °С	≥ 100	118–315
Адгезия покрытия, Н/см: — при температуре 23 °С; — при температуре 60 °С	 ≥ 100 ≥ 50	 > 300 132–290
Исходное переходное сопротивление покрытия в 3%-ном растворе хлористого натрия при температуре 22 °С, Ом·м^2	> 10^{10}	3,53 – 7,54·10^{10}
Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации после выдержки в течение 30 сут., 60 °С, см^2	≤ 10	2,9 – 4,3
Стойкость к термостарению. Относительное удлинение при разрыве после выдержки в течение 30 сут, 60 °С, см^2	≥ 400	467–705

Таблица 1. Свойства монослойного покрытия из экструдированного полиэтилена

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 5272-68 «Коррозия металлов. Термины».
2. ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».
3. ГОСТ Р 55436-2013 «Системы газораспределительные. Покрытия из экструдированного полиэтилена для стальных труб. Общие технические требования».
4. *Штепа С. В., Скубин В. К., Скворцов И. Н., Скубин К. В.* Импортопережение в освоении заводской изоляции труб прогрессивным покрытием Метален ПЭ-21 // Газовая промышленность. 2015. № 10/729. – С. 87–89.
5. ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия».

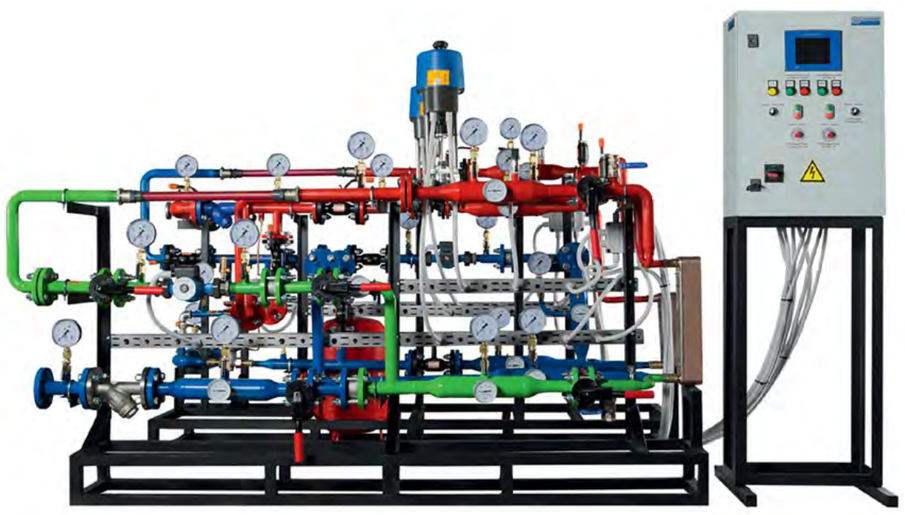
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. ОПЫТ АДЛ

***Илья Пронин**, специалист департамента маркетинга, АДЛ*

На сегодняшний день газовая отрасль в России представлена сложной системой непрерывных процессов, объединяющей в себе разведку месторождений на суше и морском шельфе, эксплуатацию, переработку и хранение природного газа, его транспортировку по газопроводам, распределение и в конечном итоге его использование в различных отраслях экономики.

Наращивание мощностей разработки газовых месторождений приводит к развитию и активному строительству промышленных и жилых зданий для персонала. В строительстве используются инновационные технологии, учитывающие климатические особенности региона, а также энергосберегающее оборудование. В системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения всё чаще применяют индивидуальные тепловые пункты.

Начиная с 2014 года компания АДЛ приступила к производству собственных блочных индивидуальных тепловых пунктов (БИТП) под брендом «Гранбтп». С тех пор были поставлены десятки тепловых пунктов на различные объекты добычи нефти и газа. На производстве налажен процесс сборки блок-модулей «Гранбтп» полной заводской готовности. Каждый БИТП разрабатывается с учетом всех пожеланий заказчика, требований нормативных документов и особенностей эксплуатации



Блочный индивидуальный тепловой пункт «Гранбтп»

«Гранбтп» после сборки на производственном комплексе АДЛ в п. Радужный

в различных регионах РФ. За счет постоянного наличия комплектующих на складе и собственных производственных мощностей достигаются минимальные сроки изготовления при сохранении высокого качества изделия. Следует заметить, что 80% комплектующих, входящих в состав БИТП, — это инженерное оборудование собственного производства, что позволяет предлагать отечественному рынку качественный продукт по доступным ценам.

Учитывая важность бесперебойной и надежной работы инженерных систем в газовой отрасли, компания АДЛ предоставляет расширенную гарантию и сервисное обслуживание для блочных тепловых пунктов «Гранбтп», которые будут установлены на объекты газового хозяйства.

Компания АДЛ имеет обширную сеть сервисных партнеров во всех крупных промышленных регионах России и СНГ. Все поставляемые модули «Гранбтп» сертифицированы согласно нормам и требованиям РФ. В комплекте с установкой идет весь необходимый пакет документов: паспорт, руководство по эксплуатации, сертификаты и разрешения, необходимые при сдаче установки.

Все блочные индивидуальные пункты «Гранбтп» разработаны и произведены на собственном предприятии АДЛ в подмосковном поселке Радужный Коломенского района. Завод компании АДЛ оснащен всем необходимым производственным, обрабатывающим и испытательным оборудованием. Обязательный этап производства любого «Гранбтп» составляет проведение гидравлических испытаний.

Заводская сборка и опрессовка служат гарантией высокого качества изготовления теплового пункта. Каждый сварной шов проходит 100% контроль качества и проверяется ультразвуком. Благодаря наличию в компании собственного конструкторского отдела можно рассчитать и изготовить тепловой пункт любых размеров и конфигураций под условия конкретного заказчика. При разработке модулей учитывается размер проемов для их занесения в помещение ТП.

Одна из главных особенностей БИТП производства АДЛ — удобное конструктивное исполнение, когда каждый модуль монтируется на своей раме и может работать самостоятельно как функционально законченный продукт или быть частью сборки более высокого уровня. Модульный агрегат каждого теплового пункта в зависимости от функционального назначения может быть укомплектован пластинчатыми теплообменниками, насосами, приборами для автоматического регулирования, манометрами, термометрами и всей необходимой запорной и регулирующей арматурой. Обвязка теплового пункта может быть практически полностью обеспечена собственным инженерным оборудованием под маркой «Сделано в АДЛ», а наличие международных сертификатов, как, например, «ИнтерГазСерт», обеспечивает возможность поставки «Гранбтп» на любые объекты газовой промышленности.

Одной из наиболее крупных поставок «Гранбтп» на объект газового хозяйства стала поставка на компрессорную станцию «Славянская». Это головная станция экспортного магистрального

Строительство Амурского ГПЗ

газопровода «Северный поток — 2» (Nord Stream 2), расположена она на севере Кингисеппского района Ленинградской области.

Также большое количество БИТП «Гранбтп» производства компании АДЛ были поставлены на технические сооружения компрессорных станций «Грязевецкая» и «Бабаевская», которые входят в общий узел транспортировки газа с Ямальского полуострова. Для бесперебойной транспортировки голубого топлива в период до 2030 года планируется создание уникальной, не имеющей аналогов в России газотранспортной системы нового поколения. Ямальский газ будет транспортироваться по направлению Ямал — Ухта и далее по направлениям Ухта — Грязовец, Грязовец — Выборг, Грязовец — Торжок, Починки — Грязовец. Общая протяженность транспортировки ямальского газа по новым газопроводам составит более 2500 км.

Кроме этого, компания АДЛ ежегодно осуществляет поставку тепловых пунктов на объекты переработки газа. Один из таких объектов — строящийся Амурский газоперерабатывающий завод. Он будет важным звеном технологической цепочки поставок природного газа в Китай по газопроводу «Сила Сибири». Амурский газоперерабатывающий завод станет одним из крупнейших в мире предприятий по переработке природного газа.

Кроме строительства технологических установок и объектов общезаводского хозяйства, проект предполагает создание подъездных дорог, железнодорожных коммуникаций, причала на реке Зее и жилого микрорайона в г. Свободном для работников будущего предприятия. Большой вклад в обеспечение микрорайона теплом и горячим водоснабжением внесли недавно установленные тепловые пункты «Гранбтп» производства компании АДЛ.

Стоит отметить, что компания АДЛ является также крупным производителем и поставщиком инженерного оборудования непосредственно для газа. Шаровые краны «Бивал», дисковые затворы «Гранвэл» уже успешно зарекомендовали себя на объектах газораспределительного хозяйства на всей территории России и в странах СНГ. Эта арматура нашла применение на самых различных объектах газовой отрасли: от обычных котельных жилых районов до газовых магистралей, ГРП и ГРС.

Грамотная клиентоориентированность компании АДЛ способствует непрерывному развитию

Строительство компрессорной станции Славянская

профессионализма ее специалистов и наращиванию производственных мощностей. АДЛ сегодня — это 40 000 м² производственных и логистических площадей, 24 собственных бренда выпускаемой продукции и свыше 10 млн тонн отгружаемого оборудования ежегодно. Региональные представительства во всех крупных городах России, а также в Минске и Алматы, более 75 дистрибьюторских соглашений с компаниями крупнейших промышленных и региональных центров, которые обеспечивают оперативную поставку оборудования на любой объект на территории. Специалисты высокой квалификации ведут непрерывный диалог с заказчиками и сопровождают заказы от этапа поступления запроса до монтажа и пусконаладки оборудования.

Собственная проектная группа, проводимые исследования и практический опыт позволяют специалистам АДЛ регулярно выводить на рынок инженерное оборудование отечественного производства, предлагая своим клиентам достойные аналоги иностранных образцов. Компания представляет широкий спектр инженерного оборудования — от шаровых кранов и затворов до сложнейших многофункциональных автоматизированных шкафов управления, предназначенных для выполнения целого пула различных задач.

Основная задача компании АДЛ — поиск, разработка и реализация эффективных решений по индивидуальным требованиям заказчика.

ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ

О СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ АВТОМАТИКИ БЕЗОПАСНОСТИ БЫТОВОГО ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

***А. О. Хомутов**, директор по техническому регулированию и стандартизации АО «Гипрониигаз»*

Безопасность внутридомового и внутриквартирного газового оборудования всегда остается актуальной проблемой. Много ведется работы в области нормативного обеспечения этого вопроса. Одно из нововведений последних лет — разработка и утверждение «Инструкции по безопасному использованию газа при удовлетворении коммунально-бытовых нужд». Эта инструкция в первую очередь установила обязанности самих абонентов по соблюдению правил безопасного использования газа в быту.

В настоящее время обсуждаются предложения по внесению изменений в Правила пользования газом в части обеспечения безопасности при использовании и содержании внутридомового и внутриквартирного газового оборудования при предоставлении коммунальной услуги по газоснабжению. Один из ключевых моментов в предлагаемых изменениях — иной подход к проверке и обслуживанию дымовых и вентиляционных каналов. Предлагается не разделять работы по обслуживанию дымовых и вентиляционных каналов и по их проверке, а проводить обслуживание при каждой проверке.

По статистике, наиболее опасным с точки зрения несчастных случаев, связанных с отравлением угарным газом, является отопительное и водонагревательное газоиспользующее оборудование, присоединенное к дымоходу. Вне зависимости от модели и поколения и установленной автоматики безопасности инциденты с определенной периодичностью случаются на всех видах приборов.

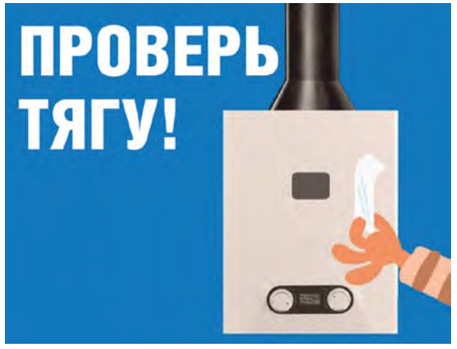
Инциденты, не связанные с человеческим фактором, можно разделить на произошедшие по причине неисправности самого газоиспользующего оборудования и по причине нарушений в работе дымовых и вентиляционных каналов.

Появление продуктов сгорания газа в помещении (со всеми неприятными последствиями) обуславливается ухудшением тяги в дымоходе и может быть вызвано следующими причинами:

— завал дымохода при его разрушении, что влечет за собой уменьшение его сечения и увеличивает сопротивление движению продуктов сгорания;
— переохлаждение дымохода в наружной стене в зимнее время;
— недостаточное сечение дымохода, что может служить причиной недостаточной тяги или даже ее отсутствия;
— слишком большое сечение дымохода, вследствие чего температура уходящих продуктов сгорания быстро падает и тепловой напор продуктов сгорания не может преодолеть обратную тягу;
— нарушение расположения дымоходов над кровлей здания по отношению к ее коньку;
— необособленность дымохода от смежных дымоходов или вентиляционных каналов, или недостаточная его плотность, что может привести к поступлению продуктов сгорания в другие помещения, в том числе и жилые;
— опрокидывание тяги при наличии слишком большого разрежения в помещениях, которое образуется при расположении этих помещений с заветренной стороны здания, а также при наличии в них вытяжной вентиляции, не компенсируемой приточной вентиляцией;
— нахождение дымохода в зоне ветрового подпора или, иначе, в зоне повышенного давления, создаваемого ветром, наталкивающимся на препятствие (например, в виде стены здания). Повышенное давление нейтрализует разрежение в дымоходе и опрокидывает в нем тягу.

Одну из задач составляет поиск решения проблемы так называемой «обратной тяги» в дымоходе. При эксплуатации отопительного и водонагревательного газоиспользующего оборудования с организованным отводом продуктов сгорания в атмосферу при определенном стечении обстоятельств может происходить процесс опрокидывания тяги, когда через дымоход перестают удаляться продукты сгорания и начинает поступать наружный воздух.

При возникновении такого явления существующая автоматика безопасности газоиспользующего оборудования в ряде случаев не в состоянии приостановить работу оборудования. Это обусловлено тем, что в подавляющем большинстве случаев современное газоиспользующее оборудование снабжено системами контроля наличия тяги в дымоходе, основанными на «температурном» принципе, т.е. прекращение работы оборудования происходит после достижения на датчике определенной температуры, которая возрастает при отсутствии тяги. При возникновении обратной тяги происходит «обтекание» установленных в водонагревателе датчиков контроля тяги наружным воздухом, температура которого во много раз ниже температуры дымовых газов, и отключение не происходит. При этом все продукты сгорания начинают поступать в помещение, в том числе и угарный газ (оксид углерода, CO), что создает реальную угрозу жизни и здоровью людей.



В настоящее время существуют дополнительные системы безопасности, позволяющие контролировать наличие угарного газа в помещении. Это, например, система контроля загазованности — «СКЗ», в комплекте с которой идет внешний электромагнитный клапан, перекрывающий подачу газа к газоиспользующему оборудованию при достижении пороговых значений концентраций контролируемых газов (метан и угарный газ). Казалось бы, необходимый уровень безопасности может быть достигнут при помощи имеющихся систем, однако установка «СКЗ» не во всех случаях обязательна даже для нового строительства, не говоря о существующих объектах (квартирах, домах). Одним из путей решения проблемы может стать вариант совершенствования существующих систем безопасности газоиспользующего оборудования, а также методики ее испытаний.

Проводя экспериментальные проверки срабатывания существующей автоматики безопасности газоиспользующего оборудования при возникновении обратной тяги, специалисты выявили, что большое значение имеет конструкция самого газоиспользующего оборудования, в том числе и место размещения датчика тяги. На одном из типов отопительных емкостных нагревателей датчик автоматики безопасности расположен таким образом, что при обратной тяге большая часть продуктов сгорания проходит через него, что вызывает рост его температуры и отключение аппарата. Но, к сожалению, на всех остальных типах оборудования картина обратная — продукты сгорания перестают попадать в зону установки датчика, температура его не повышается, и отключение оборудования не происходит.

В ряде случаев при возникновении «обратной тяги» пламя основной горелки гаснет за весьма незначительный промежуток времени (от 5 до 20 секунд), но это происходит не за счет срабатывания автоматики безопасности. При максимальной мощности оборудования за единицу времени происходит образование и выброс большого количества продуктов сгорания, они встречают на своем пути сопротивление «обратной тяги», не успевают «разбавиться», и поэтому в зоне горения остаются лишь они и резко снижается содержание кислорода.

По результатам проводимых испытаний и работ можно сделать следующие выводы:

— использование существующей автоматики в ее нынешнем исполнении не позволяет контролировать возникающие случаи возникновения «обратной тяги» и предотвращать негативные последствия;
— необходимы конструктивные изменения для большинства существующего бытового газоиспользующего оборудования с целью возможности контроля вышеуказанной ситуации;
— процедура подтверждения соответствия (сертификационные испытания) должна быть скорректирована на основе результатов проводимых работ.

ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ

РАСШИРЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЛИНЕЙКИ — НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ БИЗНЕСА

***Н. Е. Гигани**, руководитель нефтегазового направления ГК LD*

Этапы развития предприятия рано или поздно ставят перед компаниями задачи расширения линейки оборудования, направленного на узкие сегменты, не способные дать значительного прироста продаж. Однако такие модификации не только позволяют расширить рынок сбыта продукции, но и предоставляют возможность отработать новые идеи и решения, проверить технологические возможности.

Часто заказчик заинтересован в решении специфических нестандартных задач, и это позволяет при совместном участии получить новый продукт, а иногда даже образовать новый рынок. Синергия идей и возможностей производителя и потребностей эксплуатирующей организации нередко аккумулируется в новый смарт-продукт, необходимый и востребованный. Ярким примером такого продукта можно назвать шаровой латунный кран LD Pride Oxigen, применяемый для подачи кислорода в аппараты ИВЛ.

Производственный комплекс предприятий LD за многолетнюю историю не раз выходил победителем из сложных ситуаций и решал непростые вопросы, которые ставили заказчики. Этот опыт позволил выстроить четкий регламент работы над новой продукцией. В результате на выходе клиент получает готовый продукт с надежной конструкцией, отработанным технологическим процессом производства и неизменными характеристиками конечного изделия.

Инженеры и специалисты завода «ЧелябинскСпецГражданСтрой» всегда работали с большим вниманием к деталям. Например, в отличие от природного газа (метана), у СУГ иные физические и химические свойства. Они особенно заметны при температурных воздействиях. Это предусматривает особые требования к арматуре, устанавливаемой на линиях, которые используются для хранения и транспортировки СУГ. Важнейший момент, который может повлиять на безопасность арматуры, — это остаточное давление среды в полости крана. Для устранения этого фактора необходимы специальные технические решения.

Специалисты «ЧелябинскСпецГражданСтрой» провели работу по оценке имеющихся применяемых технологий и предложили рынку свое решение для синхронизации давления между трубопроводом и внутренней полостью. Конструкция представляет собой встроенный клапан сброса давления, который размещен в шаре крана и позволяет достигать баланса давления без дополнительных манипуляций. В результате эта конструкция:

— позволяет произвести сброс давления среды во внутренней полости крана, что обеспечивает безопасность системы;
— исключает повышение давления в полости корпуса крана при воздействии высоких температур;
— обеспечивает герметичность и исключает влияние дополнительных внутренних факторов трубопровода;

Обработка шаровой пробки, завод «ЧелябинскСпецГражданСтрой»

Цех станков с ЧПУ, завод «ЧелябинскСпецГражданСтрой»

— исключает сброс СУГ в атмосферу, что обеспечивает важнейший фактор исполнения Киотского протокола и снижение негативного влияния на окружающую среду.

Это исполнение уже получило положительные отзывы заказчиков, применяющих СУГ как в России, так и за рубежом. Кран для СУГ имеет высокий экспортный потенциал.

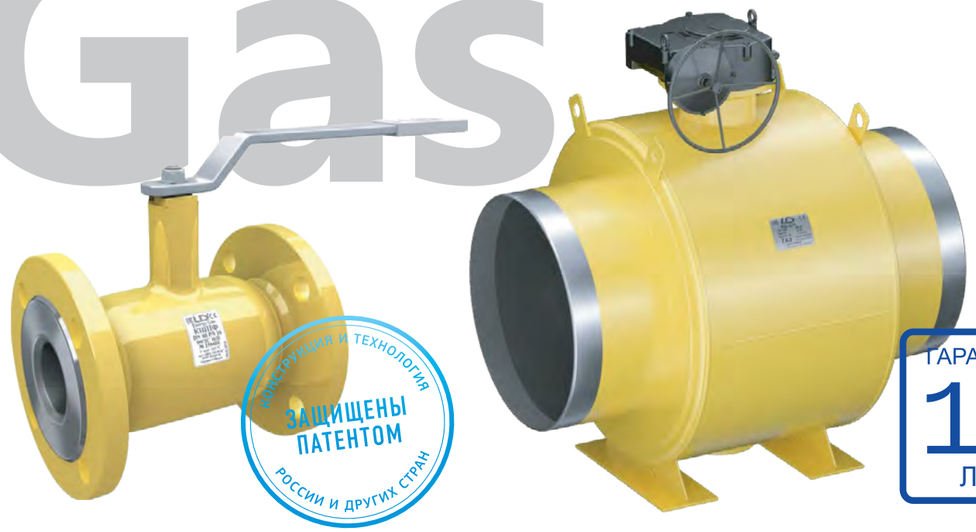
Еще один пример сотрудничества завода-производителя, технологического партнера и заказчика — кран с изолирующим соединением (электроизолирующей муфтой), позволяющим исключать воздействие блуждающих токов на стальные трубопроводы. В отличие от конкурентов по рынку, на заводе «ЧелябинскСпецГражданСтрой» решили «не изобретать велосипед» и не создавать электроизолирующую муфту самостоятельно, но провели общую работу с дружественными производителями таких изделий и получили совместный продукт. Использование опыта работы оборудования, применяемого на магистральных газо- и нефтепроводах, позволило в короткие сроки создать работающую конструкцию, адаптированную к требованиям заказчика. В итоге конструкция была успешно произведена и поставлена в адрес одного из Уральских ГРО по программе замены фасадных газопроводов.

Предприятия LD, подобно командам «Формулы 1», каждый день борются за свой «кубок конструкторов». Вместо использования тактических рыночных и маркетинговых уловок LD давно предпочитает действовать в рамках стратегии развития отрасли и принимает активное участие в работе межотраслевых форумов и профильных рабочих групп.

Газификация регионов России идет полным ходом, и задача заводов LD — внести свой вклад в развитие страны, ее промышленного потенциала, производственной независимости и экономической стабильности.

Парк ленточно-пильных станков, завод «ЧелябинскСпецГражданСтрой»

Инновационные
шаровые краны
LD Energy
Сделано в России
Gas



ГАРАНТИЯ 10 ЛЕТ

Антивандальная система LD Block
Предназначена для предотвращения несанкционированного изменения положения шаровой пробки крана

Запатентованный ограничитель хода SafeSTOP
Надежность эксплуатации и эффективная защита шпинделя

Повышенная коррозионная стойкость
Конструкция нового пружинного блока не требует глубокой прочистки патрубков, что повышает сопротивляемость коррозии

Нержавеющая пружина
Повышенная надежность, сохранение работоспособности на весь срок службы

Бесшовная труба
Улучшены прочностные характеристики конструкции, повышение срока службы за счет отсутствия очагов коррозии

Энергоэффективность
Снижение гидравлического сопротивления и улучшение расходной характеристики за счет применения уникального опорного элемента седла **NeGeS**

454010, г. Челябинск, ул. Енисейская, 47
т.: +7 (351) 730-47-47, ф.: +7 (351) 796-30-85
office@chsgs.ru
www.chsgs.ru
* Более подробную информацию можно уточнить у менеджеров по телефону или на сайте компании

МОДУЛЬ АВТОНОМНЫЙ КРАНОВЫЙ КАК КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ТЕЛЕМЕХАНИКИ КРАНОВЫХ УЗЛОВ

***В. А. Костукевич**, главный инженер ООО «ИнтерТех Инвест»*

Стремительное развитие возможностей автоматизированных систем управления потоками рабочей среды повлекло за собой их повсеместное распространение. Одновременно возникли и практические задачи по согласованию и контролю объектов управления. Разобщенные ранее пункты телеметрии и телемеханики последовательно встраиваются в вертикально интегрированную многоуровневую систему управления. Важную часть вертикально интегрированной автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) составляют системы телемеханики крановых узлов, призванные обеспечить:

— повышение безопасности эксплуатации сетей газораспределения;
— оперативное диспетчерское управление крановым узлом (КУ), в том числе в аварийной ситуации;
— контроль основных параметров кранового узла и оперативное информирование диспетчера о переходе из нормальных условий работы в аварийные;
— дистанционное обслуживание запорной арматуры.

Исходя из перечисленных задач основную функцию системы телемеханики КУ представляет управление запорной арматурой. Таким образом, запорная арматура (шаровой кран) и приводное устройство — это объекты телемеханики и неотъемлемые ее компоненты.

Между тем, в связи с активным развитием систем телеметрии во всех сферах производства, передачи и распределения технологических сред (вода, нефть, газ, электроэнергия) разработка систем телемеханики ведется на фундаменте исторически сложившейся культуры построения систем распределения рабочей среды, при этом зачастую системы телемеханики представляются как системы передачи данных (телеметрии) в отрыве от самих объектов управления и исполнительных устройств.

Тем не менее, система телемеханики КУ — это комплексное решение, объединяющее несколько элементов: объект управления (запорная арматура), исполнительный механизм (приводная техника), контроллер телемеханики, внешние КИП, OPC-сервер, SCADA-система. Основные элементы системы должны быть согласованы между собой. Запорное устройство должно быть согласовано с приводом, привод — с системой управления (например, пневмосистемой управления), система управления — с контроллером телемеханики, в свою очередь, контроллер телемеханики должен в полном объеме принимать управляющее воздействие оператора. Все датчики системы телемеханики, включая концевые выключатели, должны быть сопряжены с системой передачи данных.

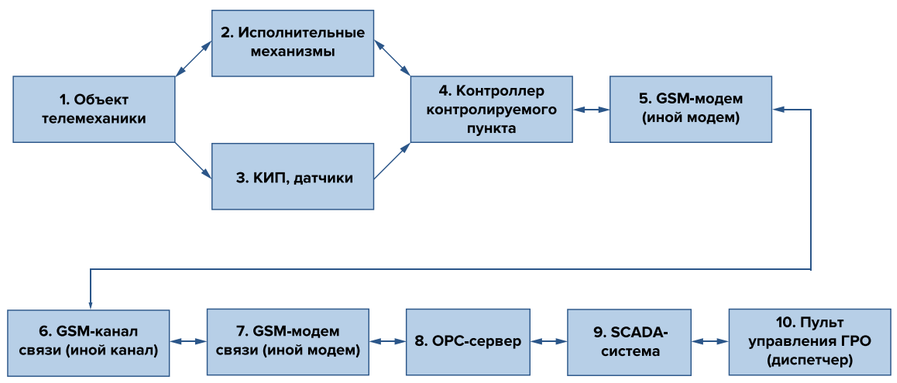


Рис. 1. Структурная схема системы телемеханики кранового узла

Разработанная таким образом система телемеханики КУ полностью соответствует СТО Газпром газораспределение 2.12-2016 и представляет собой полноценную единицу управления потоками рабочей среды с полной обратной связью между оператором и объектом управления.

Если в процессе согласования информация между запорным устройством и оператором не циркулирует в полном объеме, система телемеханики КУ не может быть названа полноценной. Соответственно, интеграция такой системы телемеханики в единую систему управления АСУ ТП будет ограниченной и неэффективной.

Полнофункциональная структурная схема системы телемеханики кранового узла включает в себя десять основных элементов (рис. 1). Примером такой системы телемеханики в газораспределении может служить модуль автономный крановый МАК. Отметим, что объект телемеханики (запорная арматура) и исполнительный механизм (приводная техника) — обязательные (неотъемлемые) составляющие модуля.

Охарактеризуем основные компоненты, входящие в состав МАК (на основании структурной схемы телемеханики КУ).

Объект телемеханики — шаровой кран специального исполнения с системой отбора давления газа на КУ. Такое решение позволяет исключить наличие импульсных линий, дополнительных конструкций и оборудования на КУ. Запорная арматура, применяемая в составе модуля, проходит все необходимые испытания на заводе-изготовителе и специально дорабатывается с учетом особенностей телемеханики кранового узла.

Исполнительные механизмы — приводная техника, посредством которой выполняется перестановка шарового крана. В МАК применяется приводная техника собственного производства (электропривод ЭПГТ, пневмогидропривод ППГТ, гидравлический привод ГПГТ), разработанная соответственно необходимому крутящему моменту и учитывающая все особенности технологического процесса дистанционного управления запорной арматурой.

КИП, датчики — набор датчиков, позволяющих осуществлять мониторинг параметров технологического процесса и текущего положения шарового крана (запорной арматуры).

Контроллер контролируемого пункта осуществляет сбор и прием/передачу информации. Модули автономные крановые включают в свой состав энергоэффективные контроллеры как собственного производства (МК-ТМ), так и сторонних производителей. Контроллеры адаптированы для задач телеуправления, перед применением проходят испытания на соответствие требованиям ТУ на модули автономные крановые, СТО 2.12-2016, а также дополнительным требованиям производителя МАК. Все контроллеры, применяемые в модулях, имеют ресурс автономной работы не менее одного года. Исходя из опыта эксплуатации МАК с комплексом «МК-ТМ» сохраняет работоспособность без замены элементов питания не менее 2,5 лет.

GSM-модем (иной модем) служит для приема/передачи данных на диспетчерском пункте по GSM-каналу (иному каналу в случае установки в местах отсутствия GSM-покрытия).

OPC-сервер представляет собой неотъемлемую часть поставки (согласно СТО 2.12-2016), он позволяет интегрировать контролируемый пункт в SCADA-систему, эксплуатируемую в ГРО (SCADA-система любого производителя, отвечающая требованиям СТО). Таким образом, МАК может быть подключен к существующему пульту управления ГРО без дополнительных затрат.

Представленный комплексный подход в построении системы телемеханики КУ полностью соответствует требованиям, предъявляемым к надежности АСУ ТП РГ (СТО Газпром газораспределение 2.12-2016), позволяет достигнуть максимальной энергоэффективности, автономности, а также безопасности управления технологическими процессами распределения газа в целом. Полнофункциональное комплексное решение гарантирует согласованную работу комплекса оборудования, удобство эксплуатации, минимизацию затрат на техническое обслуживание.

На сегодняшний день МАК имеет успешный опыт эксплуатации в ГРО России. Модули оперативно вводят в эксплуатацию, они интегрируются в вышестоящие АСУ ТП, обеспечивают надежное управление технологическими процессами системы газораспределения.

ИСПЫТАТЕЛЬНЫЕ ЛАБОРАТОРНЫЕ УСЛУГИ 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.

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 КПЗ 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.

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

О БУДУЩЕМ HR В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Борьба за традиционные технические таланты на рынке труда становится менее активной, зато компании нуждаются в тех, кто обладает новыми навыками и способностями. Аналитики McKinsey определили три направления для развития HR в сфере нефти и газа.

В течение последнего десятилетия цены на нефть росли, и в сочетании с глобализацией это вылилось в «войну за таланты» и привело к переходу к централизованной модели управления. Такая модель позволяла решать технические задачи, управлять рисками и распределять по отдаленным уголкам планеты квалифицированные кадры. Однако сегодня в условиях нестабильных цен на углеводороды такая модель неэффективна, отрасли требуются крупные технологические и общественные перемены.

Для нефтегазовой отрасли характерны три тренда, меняющие ее:

1. Ресурсов по-прежнему много, но отрасль должна быть готова к устойчивому периоду снижения цен на нефть, а значит, сосредоточиться на ценности, эффективности и скорости работы. Добывать ресурсы теперь не так сложно, как раньше, а запуск мегапроекта — уже не обязательное условие развития. Теперь можно разрабатывать множество месторождений, перемещаясь с места на место, и в каждом случае требуются свои операционные модели, а централизованная модель управления становится бесполезной.
2. Новые технологические достижения позволяют отказаться от старых способов работы и увеличить производительность. Повсеместно применяется автоматизация, машины заменяют рабочих, включая работников умственного труда, а характер человеческой работы меняется, требуя более активного взаимодействия с машинами. По мере того как все больше устройств подключается к «облаку», количество данных от них продолжает расти по экспоненте. Этот взрыв в данных в сочетании с передовыми инструментами аналитики и машинного обучения позволяет компаниям кардинально переосмыслить подходы к работе.
3. Демографические сдвиги ведут к изменениям в рабочей среде и в роли нефтегазовых компаний. Миллениалы выросли и скоро будут составлять основную часть рабочей силы на развитых рынках. Эти молодые люди все чаще занимают ведущие управленческие позиции. Они привносят в работу свои собственные взгляды на мир, представления о технологиях, темпах работы и подотчетности.

Война за традиционные технические таланты отходит на второй план, ее сменяет конкуренция за новые навыки. В частности, компании ищут перспективных специалистов в области цифрового бизнеса, особенно людей с отраслевыми, лидерскими и «цифровыми» качествами, которые могут выступать в качестве «переводчиков», посредников между бизнесом и поставщиками цифровых решений.

Эти изменения сформируют организацию с менее выраженной вертикальной структурой, «плоские» команды, где соответствующие навыки важнее, чем место в иерархии. В то же время технологии уже меняют способ общения и получения информации. Благодаря мгновенному доступу к мировым знаниям и опыту люди на более низких уровнях в иерархии могут принимать все более обоснованные решения.

HR стратегия

Новое управление основано на идее, что каждый сотрудник создает все большую ценность для бизнеса, имея в своем распоряжении больше средств автоматизации и цифровых инструментов, что приводит к увеличению отдачи от инвестиций в персонализированные разработки и поддержку топ-исполнителей. Вместе с этим искусственный интеллект и автоматизация начнут освобождать HR от транзакционных услуг и простых задач, основанных на суждениях или опыте.

Во времена активного развития искусственного интеллекта, автоматизации и растущей необходимости во взаимодействии человека и машины люди останутся ядром нефтегазовых компаний. Фактически на всех уровнях организации каждый сотрудник должен будет представлять все большую бизнес-ценность. Это обстоятельство и большие различия в производительности между средними и топ-исполнителями приводят к тому, что стратегическая важность HR растет. В частности, HR будет подбирать подходящего человека для каждой работы и помогать людям в полной мере развивать свой полный потенциал.

Директор по персоналу станет главным советником генерального директора (в рамках G3 — «большой тройки», состоящей из генерального директора, финансового директора и директора по персоналу). Аналогичным образом модель G3 должна быть воспроизведена в бизнес-подразделениях и командах по управлению проектами, при этом руководителям по персоналу потребуется играть более стратегическую роль и освобождать руководителей бизнес-подразделений от кадровых обязанностей.

Кадровая политика на основе модели плоской организации HR

Искусственный интеллект и цифровые инструменты позволяют минимизировать количество сотрудников уже сегодня. Это относится не только к стандартизированным задачам, таким как учет заработной платы, но и к задачам, основанным на суждениях, таким как консультирование сотрудников по соответствующим программам обучения.

Скорее всего, управление HR будет сокращено до немногим более чем директор по персоналу как близкий советник руководителя, а сами отделы HR-специалистов сократятся и перейдут на модель кадровых пулов.

Большую часть работы станут выполнять многопрофильные HR-специалисты, они будут давать задания отдельным людям или временным командам (пулам). HR-работников из пула можно будет привлекать и к другим бизнес-проектам, так как это более гибкая система организации работы. Например, если компания реализует проект по оптимизации плана бурения скважины, один или несколько кадровиков из этого пула могут быть взяты в команду проекта по оценке эффективности основного проекта и удовлетворенности сотрудников в нем.

Этот тип взаимодействия автономных многофункциональных команд, составляемых для решения конкретных бизнес-задач, позволяет осуществлять более тесную интеграцию кадровой политики с бизнес-ценностями.

По материалам, опубликованным на сайте www.mckinsey.com

РЕФОРМИРОВАНИЕ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В РФ В 1990-Е ГОДЫ

***В. В. Калинов**, д. и. н., доцент, декан факультета гуманитарного образования РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*

Нефтегазовый фактор — один из определяющих специфику российской модели модернизации и экономическое развитие страны в позднесоветский и постсоветский периоды отечественной истории. В трансформационные для России 90-е годы прошлого века колоссальные запасы природного газа обусловили статус газовой составляющей нефтегазового комплекса (НГК) РФ в качестве базовой, во многом определяющей экономический потенциал страны и ее геоэкономическое влияние.

В конце 1980-х годов значимую роль в эволюции газовой отрасли сыграло создание на основе Министерства газовой промышленности СССР государственного концерна «Газпром» во главе с В. С. Черномырдиным. Это позволило сохранить газовую составляющую НГК как самостоятельную систему при доминирующей роли государства. Был создан действительно мощный концерн, владеющий 15% мировых запасов газа, обеспечивающий до 90% российской газодобычи и контролировавший все магистральные газопроводы в России, Единую систему газоснабжения (ЕСГ) РФ. В «Газпром» вошли буровые, газодобывающие, газотранспортные предприятия, а также предприятия снабжения, связи. В том числе: шесть предприятий по добыче газа, 17 предприятий по транспортировке, шесть газоперерабатывающих заводов, 27 строительных, экономических и прочих организаций, 26 дочерних компаний, три НИИ, один НПФ «Газфонд», 13 компаний с долевым участием «Газпрома» («Росшельф», «Газтелеком», «Экогаз», «Стройтрансгаз» и др.).

Виктор Степанович Черномырдин, в 1989—1992 гг. председатель Правления государственного газового концерна «Газпром»

Егор Тимурович Гайдар, в 1991—1994 гг. министр экономики и финансов РСФСР, министр финансов Российской Федерации, первый заместитель Председателя Правительства Российской Федерации, директор Института экономических проблем переходного периода, первый заместитель Председателя Совета Министров — Правительства Российской Федерации, исполняющий обязанности министра экономики Российской Федерации

Эксперты выделяют несколько этапов реформирования газовой отрасли. С 1987 года предпринимались попытки формирования на основе отдельных технологически связанных предприятий государственных концернов и межотраслевых научно-технических объединений. Главной целью было обозначено преодоление ведомственности и разобщенности технологически связанных между собой предприятий. Между тем, создание «Газпрома» не приводило к образованию дополнительных производственно-технологических связей, не способствовало достижению главной цели. Причинами появления концерна стали: особенности технологических активов, которые не позволяли разделить отрасль на несколько компаний; позиция руководителей отрасли; а также роль, которую газовый сектор играл в энергетике, в выполнении внешнеэкономических обязательств страны. Условия перестройки и перехода предприятий на полный хозрасчет, договорные отношения внутри концерна между предприятиями, имевшими статус юридических лиц, дали в этот период ТЭК возможность подготовиться к деятельности в рыночных условиях.

Примечательно, что первоначально учредителями создаваемого на базе концерна акционерного общества «Газпром» выступали в соответствии

с Распоряжением Совета Министров РСФСР от 30.10.1991 г. № 1131-р Госкомимущество РСФСР и соответствующие органы по управлению государственным имуществом Украины и Белоруссии. Минтопэнерго, Госкомимущество, Минэкономики РСФСР должны были организовать комиссию по акционированию имущества газовой промышленности, включив в ее состав (по согласованию) полномочных представителей суверенных республик — учредителей АО «Газпром». Комиссия, в частности, должна была в месячный срок определить состав имущества, подлежащего акционированию, размер уставного фонда и долю учредителей-республик, работников предприятий, других учредителей, а также уровень цен на газ в 1992 году.

На следующем этапе реформирования, на этапе перехода к рынку, газовая отрасль встала на путь акционирования и приватизации первой среди других отраслей ТЭК. Указ Президента РФ № 1333 от 05.11.1992 г. «О преобразовании Государственного газового концерна «Газпром» в Российское акционерное общество «Газпром» и Постановление Совета Министров РФ № 138 от 17.02.1993 г. закрепляли создание на основе ГГК «Газпром» Российского акционерного общества «Газпром» (РАО «Газпром»). Лидеры сумели убедить правительство в уникальности этой отрасли, с самого начала развивающейся как единый технологический и организационно-экономический механизм.

Необходимость реформирования газовой отрасли впервые была обоснована в Концепции энергетической политики России 1992 года, там же оговаривалась возможность сокращения доли государственной собственности по мере развития рыночных отношений, подчеркивались роль и значимость Единой газотранспортной системы (ЕГС), обеспечивающей транспортировку практически всего газа, перемещаемого по территории РФ, и нуждающейся в централизованном управлении. Учитывалось, что ЕГС выполняет функции резервирования других топливно-энергетических систем страны, так как существует возможность изменения режима потоков газа. Поэтому ГГК «Газпром» акционировался как единая вертикально интегрированная компания, объединившая добычу, сбор, переработку, магистральный транспорт и хранение природного газа. Не отрицалась при этом приватизация небольших газовых промыслов, обслуживающих отрасль предприятий местных систем газоснабжения и т. д.

Особое значение придавалось решению вопросов, связанных с совершенствованием системы ценообразования в газовой промышленности, ориентированной на территориальную дифференциацию оптовых цен на газ, приближение их к экономически оправданным уровням.

Подобный вариант развития отрасли поддерживали весьма влиятельные государственные деятели, эксперты, ученые, осознающие значимость единой газотранспортной системы, необходимость поддержания ее дееспособности и дальнейшей газификации страны, аккумуляции значительных средств и ресурсов для освоения весьма сложных в географическом смысле территорий. В их числе — В. С. Черномырдин, Н. К. Байбаков, академик РАН А. Н. Дмитриевский.

Правительству Е. Т. Гайдара эти утверждения казались неочевидными. В феврале 1992 года впервые была предложена идея создания независимых добывающих компаний, поставляющих газ в контролируемую из центра газотранспортную систему. Но 14 декабря 1992 года В. С. Черномырдин стал Председателем Правительства, а на следующий день Президент РФ утвердил Указы № 538 и № 539, согласно которым газовый рынок переходил под контроль «Газпрома», газовый комплекс страны — в ведение концерна. «Газпрому» были переданы без конкурса лицензии на газовые месторождения в наиболее перспективных районах. По данным издания «КоммерсантЪ-Власть», к 1995 году «Газпром» владел лицензиями на 81 месторождение, на которые приходилось 68,5% всех газовых запасов страны. В декабре того же года, согласно постановлению Правительства, «Газпрому» было предоставлено эксклюзивное право госзаказа на поставки газа на экспорт по межправительственным договорам. При этом 45% валюты, полученной от таких поставок, оставалось в распоряжении концерна, оборот по этим операциям освобождался от пошлин.

С первых лет своего существования «Газпром» занимался, в том числе, и добычей нефти, строил новые нефтеперерабатывающие предприятия в Западной Сибири. До конца 1996 года в федеральной собственности закреплялось 40% акций РАО «Газпром» (затем срок был продлен до осени 1998 года).

РАО «Газпром» имело монопольное право на осуществление экспортной торговли газом путем преобразования ВЭО «Газэкспорт» в ОАО «Газэкспорт» со 100% участием РАО «Газпром». В 1998 году РАО «Газпром» было преобразовано в ОАО «Газпром».

Рем Иванович Вяхирев, с марта 1993 по 30 мая 2001 года председатель Правления РАО «Газпром»

Неплатежи обусловили банкротство многих компаний, их число сократилось в два раза. К 2000 году на рынке осталось примерно 378 распределительных компаний. «Газпром» в этих условиях приобрел более 50 наиболее крупных распределительных сетей. В 1996 году ОАО «Газпром» создало дочернее ООО «Межрегионгаз», имеющее свои территориальные подразделения и сосредоточившее решение всех финансовых вопросов, связанных с взаимоотношениями «Газпрома» и его организаций с российскими потребителями природного газа.

Примечательно, что в 1997 году вновь предпринимались попытки реструктуризации естественных монополий и либерализации внутренних энергетических рынков в соответствии с рекомендациями МВФ. Так, 28.04.1997 г. вышел Указ Президента РФ № 426 «Об основных положениях структурной реформы в сферах естественных монополий», предполагавший осуществление реформирования в три этапа — 1997, 1998 и 1999–2000 годы.

После серии чековых и денежных аукционов Указом Президента РФ от 25.07.1998 г. № 887 «О реализации акций Российского акционерного общества «Газпром» было решено принять предложение Правительства Российской Федерации об уменьшении размера закрепленных в федеральной собственности акций Российского акционерного общества «Газпром» до 35%. В сентябре 1998 года Минтопэнерго направило в Правительство проект «Концепции развития газовой отрасли», которая стала базой «Стратегии развития газовой отрасли». В частности, предполагалось изменение организационной структуры ОАО «Газпром».

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 04.11.1998 г. № 1587-р была намечена продажа на аукционе находящихся в федеральной собственности 2,5% уставного капитала

ОАО «Газпром». Победителем аукциона стала германская компания «Рургаз», которая приобрела указанный пакет акций за 660 млн долл. США (свыше 14 млрд руб. по курсу на дату платежа). В итоге по состоянию на февраль 1999 года структура уставного капитала ОАО «Газпром» оказалась следующей: в собственности Российской Федерации — 38,37% (в том числе были раскреплены и подлежали продаже 2,5%, у РФФИ — 0,87%; закреплено — 35%); российские юридические лица — 35,3%; российские граждане — 21,85%; иностранные инвесторы — 4,48%.

В марте 1999 года был принят Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации», предполагающий развитие единого рынка газа на территории России. ОАО «Газпром» определялся как вертикально интегрированная компания, в состав которой входит ЕСГ в качестве централизованного управляемого имущественного производственного комплекса, технологически, организационно и экономически взаимосвязанных объектов по добыче, транспортировке, хранению и поставке газа. Именно этим законом были определены такие базовые положения формирования рынка газа, как независимые производители, доступ к магистральным сетям и др.

Вместе с тем, с 1992-го до конца 1990-х годов добыча газа в стране устойчиво снижалась, хотя и небольшими темпами. К 2000 году производство «голубого топлива» уменьшилось на 57 млрд м³ по сравнению с 1991 годом — до 584 млрд м³. В 2001 году, несмотря на почти двукратное увеличение инвестиций в основной капитал, в России произошло дальнейшее сокращение добычи газа — до 581 млрд м³. Ухудшению ситуации в отрасли способствовали такие факторы, как заниженная стоимость газа в структуре внутренних энергетических цен и по сравнению с котировками международного рынка; высокий уровень неплатежей, бартера и квази-денежных расчетов в 1990-е годы, «проедание» амортизации в условиях галопирующей инфляции (из-за недооценки основных фондов).

Таким образом, в середине 1990-х годов стала очевидной окончательная победа сторонников варианта, в соответствии с которым газовая отрасль оставалась в собственности государства и под его контролем.

По оценкам одних исследователей и специалистов, этот выбор в 1990-е годы не только обеспечил жизнедеятельность отрасли в условиях резкого общего промышленного спада, но во многом способствовал предотвращению развития кризисной социально-экономической ситуации в катастрофическую, а в дальнейшем содействовал более стабильному развитию страны.

С точки зрения других, «газовая отрасль, в отличие от нефтяной, лишь формально оставалась под контролем государства и сохраняла прежнюю монопольную структуру. Однако, несмотря на столь различные направления развития нефтяного и газового секторов ТЭК, в обоих случаях в рамках непрозрачного процесса приватизации российским правительством государственных активов эти активы переходили в основном к близким к властям людям, соответственно — к коммерческим банкирам и управляющим предприятиями в нефтяной и газовой отраслях» [7].

Напомним, однако, что преобразованная структура газовой отрасли в принципе соответствовала сложившимся условиям добычи газа в России. «Газпром» обязан был обеспечить надежное газоснабжение потребителей внутри страны, поставки газа по межгосударственным и межправительственным соглашениям — за пределы России. Сохранялись низкие цены на газ для внутреннего рынка, фактически предусматривалась возможность не платить за него. Это позволило уцелеть тысячам производственных предприятий и сохранить тепло в домах десятков миллионов россиян. Вместе с тем, была заложена основа инвестиционного дефицита в газовой отрасли, который был преодолен только в середине 2000-х годов. К концу 1992 года цены на промышленную продукцию выросли по сравнению с 1990-м в 115 раз, в то время как цены на газ — только в 10 раз, к концу 1993 года — соответственно в 1149 и 346 раз. Эта тенденция сохранялась и в последующие годы.

В целом государственная политика в отношении развития нефтегазового комплекса в условиях перехода к рыночной экономике, смены модели общественного развития в 1990-е годы оказалась весьма противоречивой и не отличалась последовательностью и дальновидностью. Примерами таких неоднозначных действий правительства новой России можно считать постановления Правительства и указы Президента, связанные с поставками газа потребителям. Вместе с тем, поэтапная реструктуризация отрасли сделала возможным сравнительно устойчивое ее функционирование в ходе экономических реформ, и это обеспечило целостность Единой системы газоснабжения. Но одновременно с этим полноценный рынок газа создан не был.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Архив Государственной думы Федерального собрания РФ (Архив ГД ФС РФ). Ф. 10100. Оп. 14. Д. 5601.
2. *Бодрова Е. В.* О достижениях и противоречиях государственной политики РФ в нефтегазовой сфере [Текст] / Е. В. Бодрова // Научно-теоретический и прикладной журнал «Вопросы теории и практики». — 2014. № 12 (50). Ч. 1. — С. 34–37.
3. Государственный архив Российской Федерации (ГАРФ) Ф. А-259. Оп. 49. Д. 3544.
4. КоммерсантЪ. 2004, 15 сентября.
5. Кому принадлежит Россия. Газовая промышленность — 2001 // КоммерсантЪ-Власть. 2001, 27 ноября.
6. *Корбужаев А.* Взгляд за горизонт [Текст] / А. Корбужаев // Аналитический журнал «Нефть России». — 2009. № 11 (176). — С. 11.
7. Нефтегазовый комплекс России: тенденции развития (2000–2010 годы) [Текст] / под общ. ред. В. А. Гусейнова. — М., 2011. — 452 с.
8. Постановление Правительства Российской Федерации от 28 апреля 1995 г. № 429 «О поставках природного газа на экспорт в 1995 году» // Собрание законодательства Российской Федерации. — 1995. № 19. Ст. 1759.
9. Проблемы развития газовой промышленности РФ и стратегия государственного регулирования отрасли / GasForum [Электронный ресурс] // URL: http://gasforum.ru/obzory-i-issledovaniya/182/
10. Постановление Правительства РФ от 30 декабря 1994 г. № 1445 «Об утверждении Правил поставки газа потребителям Российской Федерации» // Собрание законодательства Российской Федерации. — 1995. № 2. Ст. 152.
11. Постановление Правительства РФ от 5 февраля 1998 г. № 162 «Об утверждении Правил поставки газа в Российской Федерации» // Российская газета. 1998, 19 февраля.
12. Российская газета. 1999, 8 апреля.
13. *Славкина М. В.* Влияние отечественного нефтегазового комплекса на модернизационные процессы в СССР — России (1939–2008 гг.) [Текст]: автореф. дис. ... д-ра ист. наук / М. В. Славкина. — М., 2012. — 50 с. — С. 39.
14. ТЭК и экономика России: вчера, сегодня, завтра (1990–2030) [Текст] / под ред. Ю. К. Шафраника. — М., 2011. — 488 с.
15. Указ Президента РФ от 01.06.1992. № 538 «Об обеспечении деятельности единой системы газоснабжения».
16. Указ Президента РФ от 01.06.1992. № 539 «По освоению новых газовых месторождений на полуострове Ямал, в Баренцевом море и на шельфе острова Сахалин».
17. Указ Президента РФ от 28.04.1997 № 426 «Об основных положениях структурной реформы в сферах естественных монополий».

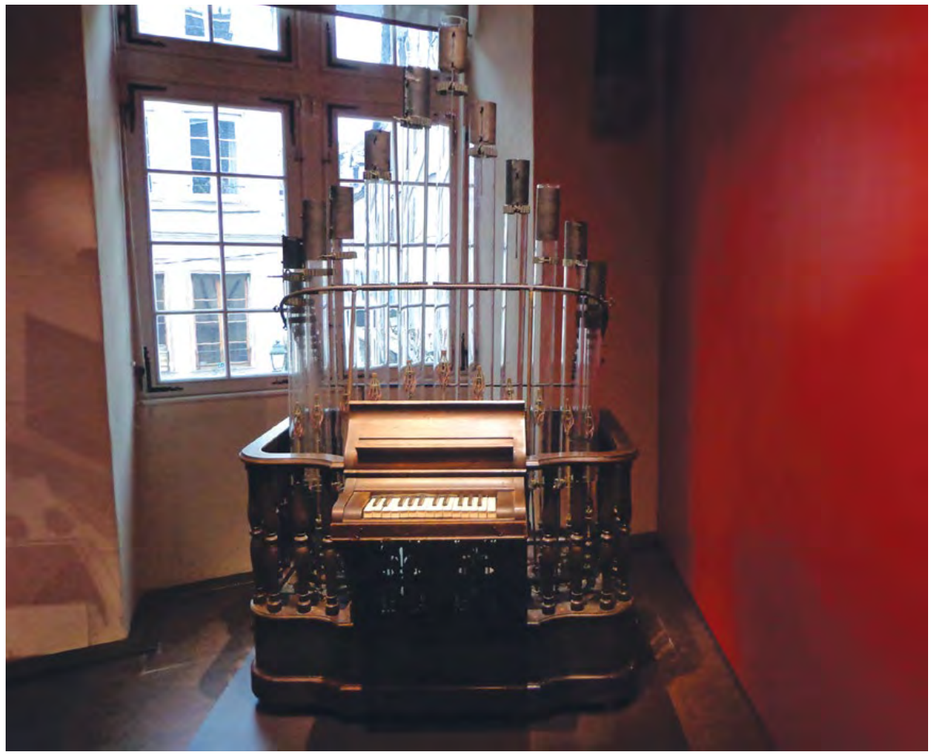
ПОЮЩЕЕ ПЛАМЯ

Александр Алексеев

В 1873 году уроженец Страсбурга Фредерик Кастнер запатентовал удивительный музыкальный инструмент, извлекавший звук при помощи газового пламени. И хотя пирофон, или огнеголос, не получил тогда широкого распространения, идея совместить огонь и звук впоследствии была реализована еще не раз.

Инструмент внешне напоминал орган со стеклянными трубками, через которые пропускались струи пламени, и клавиатурой, управлявшей их подачей. Высота проигрываемых нот зависела от размера и формы трубок.

В своей книге «Поющее пламя» (“Les Flammes Chantantes”) Фредерик Кастнер описал изобретение следующим образом: «Скромная химическая гармоника, lumen philosophicum, светоч философический, как говорили когда-то, достигла в огнеголосе свойств настоящего музыкального инструмента.



Один из пирофонов, изготовленных Ф. Кастнером. Исторический музей Страсбурга

Фредерик Кастнер

«Двухлетние опыты создали музыкальный инструмент с тембром совершенно новым, приближающимся к человеческому голосу»

Пирофон, или «огненный орган», «огнеголос»

К этому прибору нужно было применять иногда различные способы воздействия: например, звук пламени нужно вызывать, издавши родственный звук в гармоническом соотношении с той нотой, которую должен создать огнеголос. Если в стеклянную, или другого вещества трубочку ввести два пламени или несколько пламеней надлежащей величины и поместить их на треть длины трубочки, считая от основания, пламени вибрируют в унисон, звучат и трепещут согласно. Явление это продолжается пока пламени пребывают разъединенными, но звук прекращается тотчас, чуть пламени соприкоснутся.

Двухлетние опыты создали музыкальный инструмент с тембром совершенно новым, приближающимся к человеческому голосу. Этот инструмент состоит из трех клавиатур, сочетающихся, как в органе. Каждая из клавишей с помощью механизма чрезвычайно простого сообщается с проводниками, приводящими пламени в стеклянные трубочки. При нажатии на эти клавиши, пламени разъединяются и звук создается тотчас. Как только клавиши отпускают, пламени сближаются и звук прекращается немедленно. Звуки, издаваемые огнеголосом, одновременно нежны, могучи, притягательны и полны четкой выразительности. В них много закругленности и полноты. В них как бы чувствуется человеческое страстное дыхание. Кроме того, в них чувствуется печаль, которая, по-видимому, составляет свойство всех природных гармоний. Если огнеголос скрыт от глаз, можно подумать, что это женский голос, поющий с аккомпанементом. Он создает созвучья, подобные аккордам эоловой арфы, и может также достигать диапазона органа самого величественного»[1].

[1] Цит. по: Константин Бальмонт «Светозвук в Природе и Световая симфония Скрябина»

Несмотря на все свои поразительные свойства, новый инструмент не имел большого успеха у композиторов и музыкантов. Правда, побывавшие у Кастнера Гектор Берлиоз и Сезар Франк опробовали пирофон, а Шарль Гуно даже подумывал использовать его в постановке «Жанны Д'Арк», однако в дальнейшем это не привело к каким-либо значимым последствиям. Единственным композитором, который действительно сочинил музыку для «огненного органа» (несколько пьес и аранжировку к национальному гимну Великобритании «Боже, храни королеву»), был Теодор Лак.

Не помогла делу и, как сегодня бы сказали, PR-кампания, организованная в поддержку инструмента знаменитым швейцарским общественным деятелем Анри Дюнаном — первым лауреатом Нобелевской премии мира, инициатором создания Международного комитета Красного Креста и принятия спустя несколько лет первой Женевской конвенции.

В 1875 же году в научно-популярном ежемесячном журнале Popular Science Monthly он опубликовал статью, в которой, продемонстрировав незаурядный дар красноречия, на все лады расхвалил инструмент, а также его создателя. Дюнан писал, что Фредерик Кастнер с юных лет демонстрировал явную склонность к научным изысканиям, вдохновенно рассказывал о том, как маленький Фредерик увлекся железной дорогой и локомотивами, а также газовыми рожками, которыми освещались железнодорожные станции. По мнению автора статьи, именно осветительные приборы заставили будущего изобретателя обратиться к изучению газа и его свойств. Заинтересовавшись феноменом поющего пламени, Кастнер после ряда опытов и сконструировал свой пирофон.

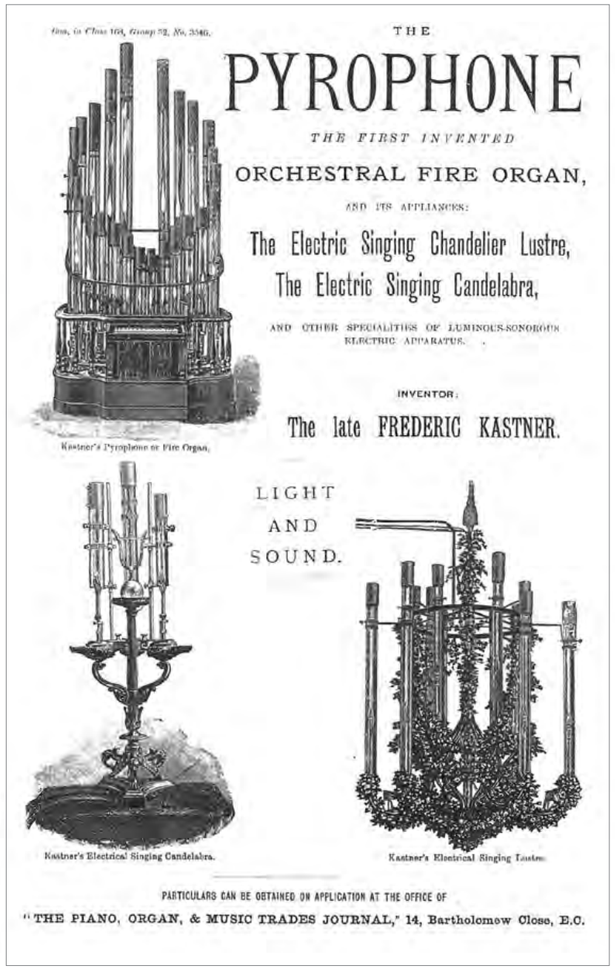
Дюнану выпал шанс продемонстрировать пирофон в действии в 1875 году в Королевском обществе поддержки искусств, где он исполнил на нем гимн «Боже, храни королеву», произнеся перед этим длинную цветистую речь.

Как ни печально, но «рекламное турне» на этом фактически и закончилось. В работе инструмента вскоре начали возникать сбои, и швейцарец подарил его Музею Южного Кенсингтона (ныне — Музей Виктории и Альберта). А короткое время спустя, в 1882 году, умер и сам создатель огнеголоса.

Несмотря на то что «огненный орган» потерпел неудачу, идея создать инструмент на основе сочетания огня и звука продолжала будоражить фантазию изобретателей.

Немецкий композитор Венделин Вайсхаймер (1838–1910), играющий на пирофоне

В 1904 году немецкий физик-экспериментатор Генрих Рубенс провел опыт по демонстрации стоячей волны, который был основан на связи между звуковыми волнами и давлением газа (или воздуха). В четырехметровой перфорированной трубе, которая одним концом подключается к динамику, а другим — к газовому баллону, ученый просверлил 200 небольших отверстий с расстоянием между ними в 2 см и пустил внутрь газ. После того как он поджег горючее, выяснилось, что звук, подведенный к концу трубы, создает стоячую волну длиной, эквивалентной длине волны подводимого звука. Правда, музыкальным инструментом эту конструкцию назвать довольно сложно, но она демонстрируется на кафедрах физики во множестве университетов мира.



Плакат с рекламой огненного органа и основанных на том же принципе «поющей люстры» и «поющего канделябра»

Дэвид Силверман со своим тубатроном

Труба Рубенса

В наши дни можно нередко увидеть музыкантов, экспериментирующих с огнем и звуком. Например, аниматор Дэвид Силверман, режиссер знаменитых «Симпсонов», играет на тубатроне, или горячем сузафоне. Пламя поддерживается за счет баллона с пропаном.

«ГАЗ» ВЫХОДИТ НА СЦЕНУ

Газ, который в начале XX века, в период быстрого индустриального развития все больше входил в жизнь страны, стал в каком-то смысле символом перемен на пути к «светлому» будущему. Газ явился не только мощным природным ресурсом, но и источником вдохновения для людей искусства, в том числе художников и драматургов. На рубеже 1920-х годов в Советской России еще сохранялась определенная свобода творческого выражения, что позволило появиться на свет талантливым смелым произведениям.

Одним из тех, кто творил в то время, был Юрий Анненков, живописец и график, художник театра и кино, литератор — заметная фигура русского авангарда. Театр составлял одно из ключевых направлений деятельности Анненкова как до, так и после его эмиграции во Францию в 1924 году. В качестве сценографа и художника по костюмам за 50 лет работы в России и Франции он оформил более 70 постановок. Юрий Анненков был также теоретиком авангардного театра, автором статей, где излагал свои концепции, близкие к экспрессионизму. Декорации Анненкова не только служили для оформления сцены, но помогали точнее трактовать пьесу, становились важной частью режиссерского замысла и передавали психологическое состояние героев. Новаторское и всегда эффектное оформление постановок принесло художнику популярность, он работал с лучшими театральными режиссерами своего времени: Николаем Евреиновым, Федором Комиссаржевским, Всеволодом Мейерхольдом и другими.

В 1922 году Юрию Анненкову предоставляется возможность вновь воплотить на сцене идеи динамических декораций — он получает предложение оформить пьесу немецкого драматурга-экспрессиониста Георга Кайзера «Газ» на сцене Большого драматического театра. Режиссером спектакля был Константин Хохлов, приверженец идей экспрессионизма и конструктивизма. Спектакль стал этапным и для Юрия Анненкова, и для БДТ. Театр классического репертуара впервые обратился к экспрессионистской драме, действие которой разворачивалось на современном заводе.

В соответствии с драматургией пьесы Юрий Анненков создал на сцене сложнейшую конструкцию из лестниц, маховиков, кранов, колес, приводных ремней, площадок-вышек, натянутых проводов, геометрических плоскостей. Контрастные черные, красные, желтые и зеленые супрематические плоскости двигались на фоне белой установки, конструкция изменялась по форме и цвету, поворачивались и трансформировались ее части. На протяжении всего спектакля вращались колеса, двигались рычаги, летали искры, вспыхивали световые сигналы, трещали предохранительные звонки, появлялся густой дым.

В первом акте завод живет и действует, во втором акте после взрыва лежит в руинах и в третьем воскресает. Во втором акте на сцене появляются актеры, одетые в костюмы автоматов, предвосхитивших современный дизайн роботов. По мысли автора пьесы, так должны были выглядеть рабочие: с измерительными инструментами вместо голов, с аккумулятором вместо ног, в проволоке, катушках.

Эскиз декорации к спектаклю «Газ» по пьесе Г. Кайзера, режиссер К. П. Хохлов. Большой драматический театр, 1922
Юрий Павлович Анненков
Бумага, графитный карандаш, акварель, тушь

Спектакль стал гвоздем сезона во многом благодаря эффектной сценографии Анненкова. Режиссеру Сергею Юткевичу, в те годы студенту Государственных высших режиссерских мастерских под руководством Всеволода Мейерхольда, удалось увидеть эту постановку, о которой он оставил восторженный отзыв: «Я видел «Газ» в Большом драматическом театре. Это не был известный «Газ» Кайзера, «Газ» режиссера Хохлова. Это был «Газ» Анненкова, художника Анненкова. Я был изумлен, когда поднялся зеленый занавес бывшего Суворинского театра. Передо мной был завод, но какой! Завод изумительный...»

Спектакль «Газ» стал лучшей работой Анненкова-сценографа, в которой столь ярко воплотились его новаторские идеи о театре чистого метода и о динамических декорациях.

«ГАЗПРОМ» И ВОСЕМЬ ЕГО ДОЧЕРНИХ КОМПАНИЙ ЗАКУПИЛИ «МОЙОФИС»

В августе ПАО «Газпром» и его дочерние компании совместно приобрели более 400 лицензий «МойОфис». Закупки прошли в формате электронных аукционов и состоялись в связи с реализацией стратегии постепенного перехода на отечественное программное обеспечение, которая предполагает проведение пилотных проектов внедрения.

«МойОфис» — это пакет офисных приложений для корпоративных коммуникаций и работы с документами. Включает в себя облачное хранилище, приложения для работы с текстом, электронными таблицами и презентациями, клиент электронной почты, почтовый сервер, службы для работы с персональными и корпоративными контактами, онлайн-календарь, мессенджер с аудио- и видеосвязью.

ВЫПОЛНЕНА ПЕРЕКАЧКА ГАЗА С ПРИМЕНЕНИЕМ МКС

С мая по август на объектах ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» при ремонте газопроводов было сохранено 37,3 млн куб. м природного газа. Перед проведением работ на 16 объектах предприятия выполнена перекачка газа из ремонтируемых участков в рабочие с применением мобильной компрессорной станции (МКС).

Использование МКС — это современный метод сбережения газа при проведении ремонтных работ магистральных газопроводов, позволяющий предотвратить выброс метана в атмосферу, а также реализовать Программу энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» на 2020–2022 годы. Из ремонтируемого участка сохраняется до 80% газа.

ОБЪЕМЫ СЖИГАЕМОГО В ФАКЕЛАХ ГАЗА СТАЛИ СОПОСТАВИМЫ С ЭКСПОРТОМ «ГАЗПРОМА»

В 2019 году на нефтяных месторождениях по всему миру сожгли в факелах 150 млрд кубометров попутного газа. Такие данные приводятся в отчете Мирового банка. Среди лидеров по росту — Сирия, США, Венесуэла и Россия.

По данным Мирового банка, в 2019 году объемы сжигаемого в факелах попутного газа увеличились на 5 млрд кубометров — до 150 млрд. Самый большой рост аналитики учреждения зафиксировали в Сирии (на 35%) и США (на 23%). Следом идут Венесуэла (16%) и Россия (9%).

«ГАЗПРОМ МЕЖРЕГИОНГАЗ» МОДЕРНИЗИРОВАЛ СИСТЕМУ БИЛЛИНГА В ПСКОВЕ

1 июля 2020 года «Газпром межрегионгаз» внедрил в промышленную эксплуатацию обновленную систему биллинга в Пскове. В результате физические абоненты получили возможность отслеживать зачисление платежей в режиме онлайн. Кроме того, усовершенствованы личные кабинеты и приложения для основных мобильных платформ. Реализована интеграция с внешними ресурсами, прежде всего государственными.

Модернизированная система снимает технические ограничения в части работы с большими объемами данных, дает возможность быстро развивать и дорабатывать систему с учетом новых функциональных или законодательных потребностей.

В текущем году проект будет реализован еще в четырех регионах присутствия ООО «Газпром межрегионгаз»: Великом Новгороде, Самаре, Владимире и Ярославле. Завершение внедрения во всех компаниях группы запланировано до конца 2021 года.

ЭКОАВТОБУСЫ НА СЖИЖЕННОМ ГАЗЕ ИСПЫТАЮТ НА ЧЕЛЯБИНСКИХ ДОРОГАХ

До конца 2020 года в Челябинск поставят семь новых машин ЛиАЗ-5292 на сжиженном природном газе. Как рассказал 30 августа главный специалист управления транспорта Евгений Талыпов, их выведут на маршруты не позднее декабря.

— *Это первый российский сертифицированный автобус, в котором применяется экологически чистое топливо в сжиженном виде. Модель впервые представлена на церемонии открытия комплекса по производству сжиженного природного газа в Магнитогорске,* — прокомментировали в пресс-службе Группы «ГАЗ».

РОССИЯНАМ НАЧНУТ БЕСПЛАТНО ПРОВОДИТЬ ГАЗ

Россиянам, проживающим в четырех регионах, в экспериментальном порядке начнут бесплатно проводить газ, написала 10 сентября газета «Ведомости» со ссылкой на Минэнерго. Такая модель получила название социальной концепции газификации.

Инициатива министерства будет опробована в четырех субъектах РФ: Московской, Челябинской, Курганской и Тюменской областях. Их жителям не придется платить за проведение газа к домам и дачам.

Право на льготу получат все жители регионов, попавших под действие пилотного проекта. Ожидается, что реализация программы начнется в середине 2021 года.

Финансировать программу планируется за счет спецнадбавок к тарифам на транспортировку газа и амортизационных отчислений газораспределительных компаний.

НАУЧНЫЙ ЦЕНТР МИРОВОГО УРОВНЯ

31 августа Казанский федеральный университет (КФУ) выиграл конкурсный отбор на создание научного центра мирового уровня (НЦМУ) по приоритетному направлению «Экологически чистая ресурсосберегающая энергетика, эффективное региональное использование недр и биоресурсов».

Казанский вуз вошел в перечень организаций, которые участвуют в создании научного центра по направлению «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты». Также в список вошли: Уфимский государственный нефтяной технический университет, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, Сколковский институт науки и технологий.

ТУРЦИЯ ОБНАРУЖИЛА В ЧЕРНОМ МОРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ГАЗА

В августе в Черном море буровое судно Fatih обнаружило месторождение газа, сообщил президент Турции Реджеп Тайип Эрдоган. Примерный объем газа крупнейшего для страны месторождения — 320 млрд куб. м.

Ранее президент заявлял, что Анкара будет продолжать геологоразведочные работы в Средиземном и Черном морях для достижения энергетической независимости Турции. «Надеюсь, к 2023 году мы начнем пользоваться собственным газом», — сказал господин Эрдоган.

«ГАЗПРОМ» ПОПРОСИЛИ БЕЗВОЗМЕЗДНО ПРЕДОСТАВЛЯТЬ ГАЗ ДЛЯ ВЕЧНЫХ ОГНЕЙ

2 сентября Общероссийский народный фронт (ОНФ) направил на имя главы ПАО «Газпром» Алексея Миллера письмо, в котором выразил мнение, что газ для мемориалов «Вечный огонь» и «Огонь памяти» в регионах мог бы поставляться на безвозмездной основе.

Конфликт по поводу Вечного огня произошел в Рыбинске Ярославской области. Компания «Газпром межрегионгаз Ярославль» направила в городскую администрацию письмо с требованием оплатить поставку газа для мемориала на сумму 140,6 тыс. руб. Депутаты муниципального совета не согласились с требованиями компании — они считают, что поставки газа для мемориала должны быть благотворительными.

Обращение ОНФ рассматривается.

ТУРЦИЯ В ПРЕДСТОЯЩИЕ ГОДЫ УВЕЛИЧИТ ОБЪЕМ ЗАКУПОК АЗЕРБАЙДЖАНСКОГО ГАЗА

Азербайджан в марте текущего года вышел на первую позицию по поставкам газа в Турцию и сохранил лидерство по сей день. Ранее лидером была Россия.

Азербайджанский газ в Турцию поставляется только с месторождения Шах-Дениз. В 2019 году поставки азербайджанского газа в Турцию составили 9 млрд 584,78 млн кубометров (рост на 27,3%).

В мае 2020 года Азербайджан поставил в Турцию 881,6 млн кубометров газа — на 14,51% больше, чем за аналогичный период прошлого года, указано в докладе турецкого энергетического регулятора EPDK. Россия в мае поставила в Турцию 339,95 млн кубометров газа — на 62% меньше, чем в мае 2019-го. РФ занимает третье место в списке крупнейших поставщиков газа в Турцию после Азербайджана и Катара.

АВТОПРОБЕГ ВО СЛАВУ ГАЗА

В рамках конкурса «Мастера гостеприимства» — проекта президентской платформы «Россия — страна возможностей» запущен автопробег «Отпуск на автомобиле» с участием машин заводского производства, работающих на природном газе, по маршруту Санкт-Петербург — Мирный. Его поддержали более 20 регионов России. Организаторы автопробега — Правительство Республики Саха (Якутия), ПАО «АК «АЛРОСА» и Национальная газомоторная ассоциация. Старт автопробега состоялся 11 сентября в Санкт-Петербурге. Маршрут пройдет по 36 городам России.

НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ НАЧАЛОСЬ СТРОИТЕЛЬСТВО ЗАВОДА ПО ПРОИЗВОДСТВУ ПОЛИМЕРОВ

3 сентября премьер-министр РФ Михаил Мишустин в ходе деловой поездки по Дальнему Востоку дал старт созданию Амурского газохимического комплекса (АГХК), который станет одним из крупнейших и самых современных в мире.

Проект АГХК предполагает строительство комплекса по производству базовых полимеров общей мощностью 2,7 млн тонн в год: 2,3 млн тонн полиэтилена и 400 тыс. тонн полипропилена. При этом в состав основного оборудования войдет уникальная по своим характеристикам, самая крупная в мире установка пиролиза — первого этапа переработки входящего сырья.

Строительство комплекса будет синхронизировано с выходом на полную мощность Амурского ГПЗ, поскольку именно он обеспечит АГХК сырьем — этаном и СУГ.

ЕДИНСТВЕННЫЙ В РОССИИ ТЕПЛОХОД НА СПГ «ЧАЙКА» ВЫШЕЛ В ПЕРВЫЙ РЕЙС

В свой первый рейс вышло единственное пока в России пассажирское судно, работающее на сжиженном природном газе, — «Чайка». Президент Татарстана Рустам Минниханов и другие почетные гости поднялись на борт пассажирского судна и отправились в рейс с Кремлевской набережной.

Теплоход «Чайка» спустили на воду в Зеленодольске 7 августа. В конце месяца завершились сертификационные испытания «Чайки», и было получено разрешение на эксплуатацию. Теплоход, вмещающий 176 человек, предназначен для экскурсионных и прогулочных рейсов по внутренним водным путям России. В будущем Татарстан планирует выпустить как минимум 20 подобных кораблей.

ГАЗОПРОВОД ДО ПРИОЗЕРСКА ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ ЗАВЕРШАТ В IV КВАРТАЛЕ 2020 ГОДА

Напомним, что ГРС Приозерск мощностью 17,2 тыс. м^3/ч, а также газопровод к ней протяженностью 105 км «Газпром» ввел в эксплуатацию в декабре 2019 г. В рамках реализации проекта было построено 130 км линейной части газопровода и четыре ГРС — Приозерск, Сосново, Саперное и Коммунары.

Проект был сопряжен с внушительным скандалом — строительство газопровода затянулось на семь лет, а подрядчик был обвинен в мошенничестве на 700 млн руб.

28 августа 2020 г. площадку строительства газопровода в Приозерске осмотрели губернатор Ленинградской области А. Дрозденко, заместитель председателя правления «Газпрома» В. Маркелов и генеральный директор «Газпром межрегионгаза» С. Густов.

Новый газопровод общей протяженностью более 7,5 км создаст условия для газификации порядка 6,5 тыс. квартир и домовладений, а также двух котельных в Приозерске.

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

Читать «Секреты природного газа» – значит узнать:

- Как безопасно пользоваться газовыми приборами дома
- Что общего между природным газом и драконом Пифоном
- На каком транспорте путешествует природный газ

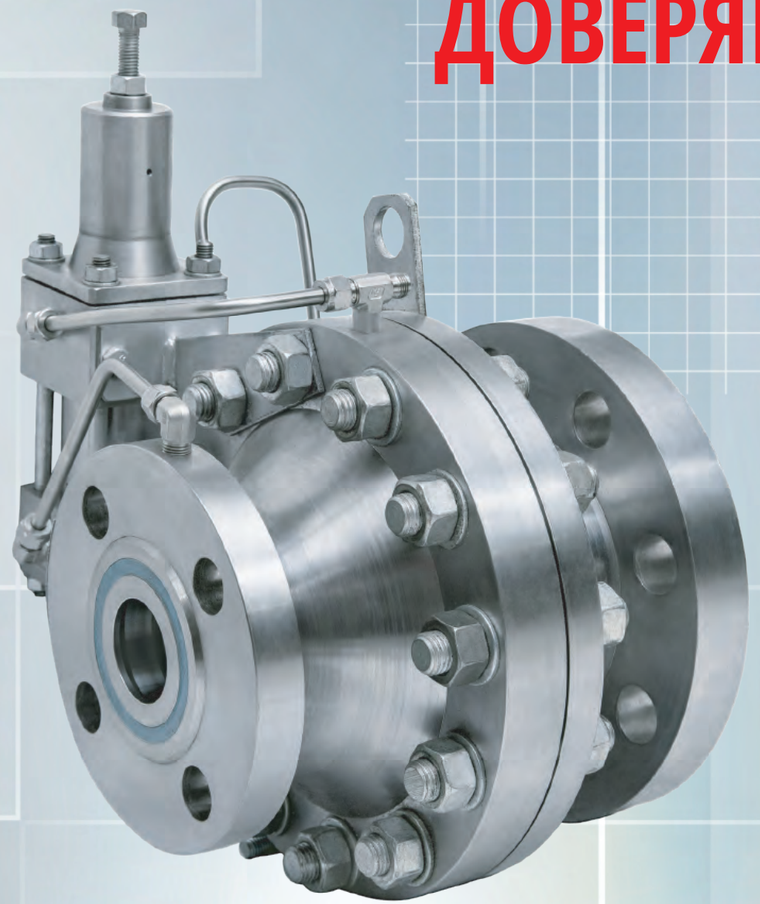
www.gazzi.ru

Стоимость книги – 390 руб.

ЭКС-ФОРМА

ЗАВОД ПРОМЫШЛЕННОГО ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

НАМ ДОВЕРЯЮТ



Магистральные регуляторы давления газа РДПВ ЭКФО

- Срок службы 40 лет
- Гарантия 2 года
- Внесён в реестр ПАО «Газпром»
- Входное давление от 2 до 10 МПа
- Пропускная способность 923 560 м³/ч
- Стабильная работа во всём диапазоне пропускной способности

ЭКС-ФОРМА **WWW.EXFORM.RU**

ЭТАПЫ ПРОИЗВОДСТВА

СТАЛЬНЫХ ШАРОВЫХ КРАНОВ БРОЕН БАЛЛОМАКС

НА ЗАВОДЕ БРОЕН

г. Коломна

1 РАЗРАБОТКА И ПРОЕКТИРОВАНИЕ

2 ИЗГОТОВЛЕНИЕ КОМПЛЕКТУЮЩИХ

3 СБОРКА, СВАРКА

4 УСТАНОВКА ПРИВОДОВ, ПОКРАСКА

5 ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ

6 УПАКОВКА, ПОДГОТОВКА К ОТГРУЗКЕ

БРОЕН
СДЕЛАНО В РОССИИ

140480, МО, г. Коломна, с. Нижнее Хорошово, ул. Николая Птицына, д. 42
+7 (495) 228-11-50
www.broen.ru