

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Научно-технический
сборник

№ 2 (51) / 2022

Издается

ISSN

Учредитель

Свидетельство
о регистрации СМИ

Главный редактор

Зам. главного редактора

Редакционная коллегия

Научный редактор

Рецензент

Над номером работали

Ответственный редактор

Редактор

Корректор

Редактор перевода

Верстка

Дизайн

Адрес редакции

«Вести газовой науки»

Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности

с 2010 г.

2306-8949

Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий –
Газпром ВНИИГАЗ»

**Включен в Перечень ВАК российских рецензируемых научных журналов,
в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций
на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук**

ПИ № ФС77-56652
от 26.12.2013 г.

Б.А. Григорьев, член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В.А. Истомин, д.х.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
А.Е. Рыжов, к.г.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

А.Н. Дмитриевский, д.г.-м.н., профессор, ИПНГ РАН
А.Г. Потапов, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
В.А. Скоробогатов, д.г.-м.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
М.М.-Р. Гайдаров, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
М.В. Пятахин, д.ф.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
А.М. Лихущин, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
М.А. Анисимов, д.ф.-м.н., профессор, Институт физической науки и техники, Университет Мэриленда, США
М.Н. Мансуров, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
И.Г. Мищенко, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Б.А. Сулейманов, д.т.н., профессор, Азербайджанская государственная нефтяная академия
В.Г. Кучеров, д.ф.-м.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина;
доцент, Королевский технологический университет, Швеция
В.В. Харионовский, д.т.н., профессор
В.П. Черный, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
О.В. Трифонов, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
А.Л. Терехов, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
А.В. Шевченко, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
В.С. Сафонов, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
В.Н. Башкин, д.б.н., профессор, Институт физико-химических и биологических проблем РАН
Е.Б. Григорьев, д.т.н., доцент, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Н.А. Бузников, д.ф.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В.С. Сафонов, д.т.н., профессор

М.Н. Егоров, д.т.н., профессор, заместитель директора по научной работе ИМАШ РАН

Т.Г. Осияненко

А.Я. Стефанова

М.В. Бурова

А.Я. Стефанова

Н.А. Владимиров

И.Ю. Белов

142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка,
пр-д Проектируемый № 5537, зд. 15, стр. 1.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:
Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73
E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru
www.vesti-gas.ru

Подписано в печать 30.09.2022 г. Тираж 500 экз.
Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка,
пр-д Проектируемый № 5537, зд. 15, стр. 1.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2022

Цена свободная.

Правообладатель уведомляет о недопустимости полного или частичного
воспроизведения и распространения материалов сборника (ст. 1233 и 1255 ч. IV ГК РФ).

Слово редактора

Уважаемые читатели! В последние годы в условиях пандемии и сложных геополитических процессов российский топливно-энергетический комплекс проходит серьезные испытания. Возможно, как следствие указанных негативных воздействий в 2021 г. наметилась тревожная тенденция увеличения числа аварий и несчастных случаев на опасных производственных объектах (ОПО) нефтегазового комплекса, несмотря на то что на протяжении шести последних лет в целом оно снижалось.

На сегодня в стране продолжает реализовываться механизм так называемой регуляторной гильотины, инициированный Правительством России в 2019 г. и предусматривающий анализ и пересмотр значительного числа действующих нормативно-правовых актов с созданием новых в целом ряде сфер общественных отношений, в том числе в области промышленной безопасности ОПО. Для обеспечения этого процесса приняты важные федеральные законы: «Об обязательных требованиях в Российской Федерации» от 31.07.2020 № 247-ФЗ и «О государственном контроле (надзоре) и муниципальном контроле в Российской Федерации» от 31.07.2020 № 248-ФЗ (последний законодательный акт с 01.01.2022 распространяет свое действие на региональный уровень).

Значимый аспект текущего периода – планомерный перевод контрольно-надзорной деятельности на риск-ориентированный подход, который реализуется в отношении ОПО на протяжении шести последних лет, в результате чего число аварий и несчастных случаев на поднадзорных ОПО за этот период удалось снизить на 40 % с учетом фактически двукратного сокращения общего числа проверок. При этом важным элементом реформы контрольно-надзорной деятельности является перенос акцентов с проведения контрольных (надзорных) мероприятий на профилактику рисков причинения вреда, осуществляемую добросовестными усилиями самих хозяйствующих субъектов.

В контексте рассматриваемой проблемы значимым событием стало принятие Правительством России таких важных документов, как «Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в РФ» (распоряжение от 16.03.2021 № 640-Р) и «План мероприятий по развитию водородной энергетики в РФ» (распоряжение от 12.10.2020 № 2634-р), ставящих перед научным экспертным сообществом задачи скорейшей адаптации зарубежной и совершенствования и/или разработки отечественной научно-методической и нормативно-технической базы в области обеспечения безопасности индустрии сжиженного природного газа и водородной энергетики.

В свете указанных процессов и тенденций вопросы обеспечения и непрерывного повышения безопасности и надежности эксплуатации ОПО ПАО «Газпром» приобретают особую значимость и актуальность. Надеюсь, что представленный в настоящем сборнике материал будет полезен широкому кругу специалистов, занимающихся вопросами надежности и безопасности производственных объектов газовой отрасли, а также преподавателям и студентам профильных вузов.



главный научный сотрудник Центра технологического прогнозирования и научно-технической информации ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.т.н., профессор В.С. Сафонов

Содержание

- 4 **Сухарев М.Г., Самойлов Р.В.**
 Модели с сосредоточенными параметрами для нестационарного течения газа в магистральных газопроводах
- 16 **Сторонский Н.М., Сухарев М.Г., Самойлов Р.В., Тверской И.В., Акоста А.А.**
 Правильный прогноз газопотребления – ключ к рациональному выбору резерва производственных мощностей газораспределительных систем
- 29 **Сулейманов В.А.**
 Некоторые вопросы термодинамики процесса трубопроводного транспорта природного газа
- 46 **Потапов А.Г.**
 Природа и время жизни локализованных возмущений при ламинарно-турбулентном переходе течения вязкой жидкости в трубе
- 54 **Мишина К.А., Корчагина Е.Н., Прудников И.А., Васильев В.В., Стурейко И.О., Грыб Р.Я.**
 Калориметрия как эффективный метод измерения теплоты сгорания горючих газов
- 67 **Федорова Е.Б., Юшин А.О.**
 Влияние водорода, внесенного в поток природного газа, на работу оборудования газотранспортной системы
- 74 **Горбачев С.П., Кириенко К.И., Клеблеев Т.И.**
 Физико-математическая модель развития аварийного режима в двухоболочечном криогенном резервуаре для сжиженного природного газа
- 82 **Жуков И.С., Лисанов М.В.**
 О единых критериях допустимого риска на опасных производственных объектах
- 91 **Ридли А.Н., Бочков А.В., Кузьмина Н.М., Жигирев Н.Н.**
 Метод синтеза рисков в условиях противоречивости и неполноты оценок влияющих факторов
- 106 **Шевченко А.В.**
 Статистические функции последствий аварий для исследования распределения ущербов и количественной оценки рисков на объектах газовой промышленности
- 116 **Ханухов Х.М., Четвертухин Н.В., Алипов А.В., Смородин А.И.**
 Импортзамещение в изотермическом резервуаростроении для хранения сжиженного природного газа. Проблемы и перспективы развития
- 142 **Рачевский Б.С.**
 Вопросы безопасности при использовании углеводородных газов в качестве альтернативы нефтяным топливам
- 151 **Шебеко Ю.Н., Болдыан И.А.**
 Международный опыт обеспечения пожарной безопасности водородных автозаправочных станций
- 160 **Недзвецкий М.Ю., Сафонов В.С., Гречко А.Г.**
 Подход к формированию интегрированной системы обеспечения безопасности при освоении шельфовых месторождений
- 193 **Митрофанов А.В., Ломанцов В.А., Лисовский О.Н., Воронин С.П.**
 Методические решения анализа вероятности отказа оборудования опасных производственных объектов при диагностировании и экспертизе его промышленной безопасности
- 202 **Прудников И.А., Васильев В.В., Стурейко И.О., Грыб Р.Я., Косарев А.Ю.**
 Оценка потенциального экономического эффекта от перехода на взаиморасчеты с потребителями природного газа в энергетических единицах
- 211 **Домашенко А.М., Степанов А.В.**
 Взрывопожароопасность при создании и эксплуатации промышленных систем получения, хранения и транспортирования жидкого водорода. Методы обеспечения защиты
- 221 **Гамера Ю.В., Петрова Ю.Ю.**
 Оценка влияния различных компонентных составов природного газа на характеристики взрывных процессов
- 229 **Терехов А.Л., Терехов И.И., Семенцев А.М.**
 Повышение безопасности труда. Исследование опасных и вредных факторов на добычных и газотранспортных объектах арктического шельфа
- 243 **Терехов А.Л., Терехов И.И., Семенцев А.М.**
 Повышение безопасности труда и долголетия персонала при работе в экстремальных условиях Крайнего Севера. Разработка месторождений и транспортировка природного газа

- 252 **Гразион С.В., Ерофеев М.Н., Спирыгин В.В., Мукомела М.В.**
Диагностирование параметров работоспособности стеклонитей силовой оболочки металлокомпозитных баллонов высокого давления
- 259 **Лешаков И.А., Ерофеев М.Н., Попович В.А., Амелин С.С.**
Снижение углеродного следа автотранспорта на основе глобального применения диметилового эфира и метанола в структуре перспективной водородной энергетики
- 269 **Бадина С.В.**
Социально-экономические риски деградации многолетней мерзлоты в арктических регионах присутствия ПАО «Газпром»
- 276 **Демкин И.В., Шевченко А.В., Ковалев С.А.**
Метод нисходящего анализа в практике идентификации и оценки операционных рисков добычи газа в нефтегазовом холдинге
- 285 **Сведения об авторах**
- 288 **Information about the authors**

УДК 533:622.691.1

Модели с сосредоточенными параметрами для нестационарного течения газа в магистральных газопроводах

М.Г. Сухарев^{1,2}, Р.В. Самойлов^{1*}

¹ АО «Газпром промгаз», Российская Федерация, 142702, Московская область, Ленинский район, г. Видное, Вокзальная ул., д. 23

² РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

* E-mail: R.Samoilov@promgaz.gazprom.ru

Ключевые слова: магистральный газопровод, нестационарное течение газа, модели с сосредоточенными параметрами, уравнения гиперболического и параболического типов.

Тезисы. Развитие зеленой энергетики (ветровая и солнечная энергия) оказывает существенное влияние на режимы работы систем газоснабжения. В обозримом будущем степень влияния увеличится. В каком-то смысле газ занимает позицию резервного топлива. Потребность в резервном топливе зависит от погодных условий: летом она снижается, а зимой увеличивается с сокращением светового дня, достигая максимума во время холодов. Снижение годовой потребности в газе из-за использования ветровой и солнечной энергии не приводит к уменьшению суточного максимума. Степень вариативности режимов увеличивается. Эти эффекты отчетливо проявились в поставках «Газпрома» в Западную Европу в отопительный период 2020–2021 гг. и влияют на подготовку к следующему отопительному сезону, поскольку необходимо заполнить подземные хранилища до нормативного уровня. И если раньше оперативное управление газотранспортной системой и краткосрочное планирование ее режимов можно было организовать на основе стационарных моделей потока, то теперь необходимость перехода на нестационарные модели становится все более актуальной. Расчет и, в большей степени, оптимизация режимов крупномасштабной системы требуют рационально построенных моделей, позволяющих получить адекватные результаты с помощью быстродействующих алгоритмов. Нестационарные режимы описываются дифференциальными уравнениями в частных производных, но для расчета эти уравнения аппроксимируются обыкновенными дифференциальными уравнениями, т.е. для расчета используются модели с сосредоточенными параметрами (МСП).

В статье перечисляются и сравниваются различные подходы к построению МСП. Рекомендуются модели, основанные на методе интегральных соотношений, прошедшие обширную практическую проверку.

Газ является сжимаемой средой, и этим определяются многие технологические отличия газопроводов от трубопроводов для транспортировки воды, нефти, нефтепродуктов и других капельных флюидов. Сжимаемость приводит к необходимости учитывать динамику аккумулированного в трубах газа при оперативном управлении и краткосрочном планировании Единой системы газоснабжения (ЕСГ) РФ и ее подсистем. Для учета динамики необходимо пользоваться моделями нестационарного течения. Философия математического моделирования требует построения моделей *адекватных*, т.е. с должной степенью точности отражающих особенности производственного процесса, но, в то же время, *наиболее простых*. Чем проще имитационная модель, тем шире ее возможности для получения решений, которые обеспечивают требования, предъявляемые к ней производственным персоналом. К числу таких требований относятся, например, экономичность – минимизация затрат на транспортировку газа, технологичность – соблюдение по возможности большей стабильности режимов и др.

Добиваясь, по мере целесообразности, соблюдения компромисса между требованиями адекватности и простоты, примем во внимание, что в зависимости от обстоятельств приходится рассматривать штатные и экстремальные режимы. Для штатных режимов характерны медленные изменения, вызванные в основном суточным и недельным циклами спроса на газ. Экстремальные режимы вызываются авариями, проведением ремонтов линейной части и некоторыми другими причинами.

При этих режимах градиенты изменения параметров газового потока обычно больше, чем для режимов штатных.

Нестационарные модели целесообразно использовать также при подготовке проектных решений. Так, при обосновании производственных мощностей распределительных магистральных газопроводов, газопроводов-отводов, сетей газораспределения, т.е. объектов, которые рассчитываются на максимальную часовую производительность¹, учет нестационарности позволяет избежать не в меру раздутых резервов [1].

Требования к математическим моделям соблюдать компромисс между адекватностью и простотой заставляют внимательно присмотреться к физическим процессам течения газа по трубам и кластеризовать процессы с целью разработки специализированной модели (или моделей) для каждого кластера. Для принятия решений по диспетчерскому управлению ЕСГ или ее крупномасштабными подсистемами целесообразно исследовать штатные режимы и разрабатывать модели, отражающие динамику аккумулированного газа в суточном и недельном циклах. Отнесем эти модели к классу I. Для аварийных и других режимов, отличающихся резким изменением параметров течения, необходимы более точные модели – модели класса II. И, наконец, есть достаточно много ситуаций, когда требуется детально исследовать процессы, так сказать, мелкого масштаба, например, описать течение газа в аппаратах или в газоизмерительных станциях. Будем в этом случае говорить о моделях класса III. Для целей управления технологическими процессами сбора, транспорта и распределения природного газа требуются модели классов I и II. На них заострена настоящая работа.

Интерес к изучению процессов течения газа в промышленных трубопроводах пробудился в Советском Союзе в период становления газовой отрасли и возростал с ее развитием. Фундаментальным трудом, открывшим это направление, явилась монография И.А. Чарного [2]. В ней модели течения флюидов по трубам обосновывались методами механики сплошных сред. Для нестационарного течения газа И.А. Чарный вывел систему уравнений в частных производных, связывающих

параметры газового потока, например давление $p(x, t)$ и массовый расход газа $M(x, t)$, как функции двух переменных – времени t и расстояния x , отсчитываемого вдоль оси трубопровода. При выводе сделаны некоторые предположения, которые оказались хорошо соответствующими реальным условиям функционирования систем газоснабжения. По сути дела, Чарный разработал модель класса II, которая до сих пор является базовой для описания динамики однофазных течений газа в промышленных трубопроводах [1, 3]. Однако ссылки на пионерную работу И.А. Чарного [2] в современных англоязычных публикациях практически отсутствуют. И это несмотря на исключительное внимание, уделяемое проблеме в последние годы.

Интерес к нестационарным течениям газа обусловлен кардинальными переменами в энергетике, вызванными распространением возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Энергетика – весьма инерционная отрасль народного хозяйства. Переход к новым технологиям требует огромных затрат. Тем не менее ВИЭ к текущему моменту заняли определенную долю в энергобалансе многих стран, и эта доля непрерывно увеличивается. Наиболее интенсивно развиваются солнечная и ветровая отрасли энергетике. Оба соответствующих ВИЭ очень сильно зависят от капризов погоды, что является их основным недостатком. При той роли, которую играет электричество в жизни людей, нельзя не иметь резервного источника в периоды неблагоприятных для ВИЭ условий: облачной и безветренной погоды. Таким источником повсеместно является природный газ – топливо, которое можно подать в нужный момент в нужное место при развитой сети газоснабжения. Промышленностью освоено производство мобильных газогенераторов. Их мощностной ряд и перечень типоразмеров способны удовлетворить любого заказчика. В настоящее время в странах с развитыми ветровой и солнечной энергетикой проводится реконструкция систем газораспределения с целью приспособить их к изменяющимся требованиям потребителей. Реконструированные сети должны обеспечивать всех потребителей в соответствии с их спросом на энергию и долей спроса, которую могут покрыть ВИЭ, а также с техническими возможностями трубопроводной системы. Режимы их работы неизбежно будут нестационарными. Технологическая и коммерческая востребованность вызвала «взрывную

¹ См. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов: СТО Газпром 2-3.5-051-2006.

волну» публикаций на тему динамики течений в газопроводах во взаимодействии с системой электроснабжения. Обзор в журнале «Energy» [4] дает представление об амплитуде этой волны. «Газовая» составляющая большинства работ использует модель Чарного или некоторые ее модификации.

Математический формализм. Если в качестве параметров режима взяты функции $p(x, t)$, $M(x, t)$; $0 \leq x \leq L$, $t > 0$, то эта модель для простого газопровода протяженностью L записывается в виде [1, 3]

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{1}{f} \frac{\partial M}{\partial x} &= 0, \\ \frac{1}{f} \frac{\partial M}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} &= -\rho g \frac{dh}{dx} - \frac{\lambda}{\rho f^2} \frac{M|M|}{2D}, \\ \rho &= \frac{p}{zRT}. \end{aligned} \quad (1)$$

Здесь $\rho(x, t)$ – плотность; T – средняя температура газа; $z = z(p, T)$ – коэффициент сжимаемости [1, 3], часто, чтобы получить результат с достаточной точностью, можно считать² $z = z(p_{\text{aver}}, T)$; $\lambda(\text{Re}, K)$ – коэффициент гидравлического сопротивления [1, 3], где Re – число Рейнольдса, K – коэффициент, характеризующий шероховатость внутренней поверхности трубы; $h = h(x)$ – высота трассы над уровнем моря; f, D – площадь и диаметр внутреннего сечения трубы соответственно; R – газовая постоянная; g – ускорение силы тяжести.

Первое из уравнений в системе (1) вытекает из закона сохранения масс; 2-е называют уравнением количества движения, или законом сопротивления; 3-е – это уравнение состояния газа, т.е. закон Менделеева – Клапейрона. При выводе системы (1) делаются некоторые трудно проверяемые предположения, главное из которых относится к члену $\left(\frac{\lambda}{\rho f^2}\right)\left(\frac{M|M|}{2D}\right)$. Этот

член характеризует сопротивление трубы – потери энергии при движении газа. Формула получена по наблюдениям над стационарными течениями и называется гипотезой квазистационарности. Вопрос о том, справедлива ли она для нестационарных течений и, если

справедлива, то при каких условиях, до сих пор остается открытым.

Соотношение (1) является моделью класса I. Выведем из нее модель класса II. Во-первых, несколько упростим запись, оставив только две неизвестные функции: давление $p(x, t)$ и коммерческий расход $q(x, t)$. Коммерческий расход пропорционален мас-

совому расходу $q = \frac{M}{\rho_{\text{st}}}$. Константа ρ_{st} – плот-

ность газа при стандартных условиях: давлении $p_{\text{st}} = 1,01325 \cdot 10^5$ Па, температуре $T_{\text{st}} = 293,15$ К. Коммерческий расход используется при расчетах между поставщиком и потребителями, как внутренними, так и внешними, т.е. является измеряемым параметром газового потока. Во 2-м уравнении системы (1)

опустим член $\left(\frac{1}{f}\right)\left(\frac{\partial M}{\partial t}\right)$, который для штатных режимов существенно меньше членов

$\frac{\partial p}{\partial x}$, $\left(\frac{\lambda}{\rho f^2}\right)\left(\frac{M|M|}{2D}\right)$ [1, 2]. При исследовании

эффектов нестационарности можно опустить также член $\rho g(dh/dx)$. Он характеризует влияние силы тяжести и обычно оказывается малым. Впрочем, при желании можно также провести анализ уравнений, в которых член

$\rho g\left(\frac{dh}{dx}\right)$ оставлен. Это не изменило бы основ-

ных результатов. Завершая переход к системе класса II, наконец перейдем к безразмерной

пространственной переменной $x' = \frac{x}{L}$. В даль-

нейшем в основном будем пользоваться безразмерной переменной, опуская штрих в обозначениях, если из контекста ясно, о чем идет речь. После указанных преобразований система (1) примет вид

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial t} + B \frac{\partial q}{\partial x} &= 0, \\ \frac{\partial p^2}{\partial x} + \Lambda q|q| &= 0, \end{aligned} \quad (2)$$

где $B = \frac{4zRT\rho_{\text{air.st}}\Delta}{\pi D^2 L}$, $\Lambda = \frac{16\lambda R_{\text{air.st}}\rho_{\text{air.st}}^2}{\pi^2} \frac{\Delta z T L}{D^5}$,

$\Delta = \rho/\rho_{\text{air}}$ – относительная плотность газа

² Здесь и далее подстрочный индекс aver будет обозначать среднее значение фигурирующей переменной.

по воздуху; $\rho_{\text{air.st}} = 1,2046 \text{ кг/м}^3$ – плотность воздуха при стандартных условиях (см. ранее); $0 \leq x \leq 1, t > 0$.

Задача анализа для простого газопровода сводится к решению систем (1) или (2) при заданных начальных и граничных условиях. В качестве начальных условий естественно рассматривать стационарное течение $q(x, 0) = \text{const}, p(x, 0) = p(x)$, где $p(x)$ является решением соответствующей системы уравнений при равенстве нулю производных по времени. В качестве корректных граничных условий надо на каждом из концов задать лишь одну функцию: расход или давление, например $p(0, t)$ и $p(1, t)$ или $p(0, t)$ и $q(1, t)$ и т.д. Модель анализа трубопроводной системы произвольной конфигурации помимо уравнений (1) или (2) должна содержать для каждого узла условие баланса и требование однозначности давления [1]. Корректными граничными условиями будут заданные расход или давление лишь по одной функции в каждом узле.

Системы уравнений (1) и (2) являются нелинейными. Нелинейность обусловливается квадратичным (не линейным) сопротивлением – членом $M|M|$ в системе (1) или $q|q|$ в системе (2). Кроме того, z и λ , несмотря на то что за ними закрепилось название коэффициентов, на самом деле являются функциями режимных параметров. Однако в конкретных ситуациях эта зависимость выражена неявно, в том смысле, что в представляющем интерес диапазоне изменения режимных параметров, полагая эти величины постоянными, получают хорошее приближение.

В математической физике различают уравнения гиперболического и параболического типов, свойства их решений кардинально различаются. В процессах, описываемых уравнениями гиперболического типа, возмущения распространяются с конечной скоростью и амплитуда волновых процессов, если и меняется, то меняется медленно. Типичным представителем уравнений параболического типа является уравнение теплопроводности. Скачки температуры со временем размываются, аналогичным образом ведут себя решения любых уравнений параболического типа. Система (1) относится к гиперболическому типу, система (2) – к параболическому. Отсюда вытекает, например, что использовать систему (2) для описания быстроменяющихся процессов нецелесообразно: можно получить качественно неверные

результаты. Тем не менее диапазон актуальных для промышленности задач, охватываемых моделью (2), весьма широк, и пренебрегать ей, прибегая к более простому математическому аппарату, ни в коей мере нельзя.

Переходя теперь к основному вопросу настоящей работы, прежде всего следует пояснить понятие модели с сосредоточенными параметрами (МСП). Нам нужны такие математические модели, которые пригодны для расчетов. Непосредственно же проводить расчеты с помощью уравнений в частных производных не удастся, их придется тем или иным способом аппроксимировать. Модели, содержащие уравнения в частных производных, называются моделями с распределенными параметрами (МРП). Системы (1), (2) относятся к числу МРП. Наиболее естественный способ свести МРП к виду, непосредственно пригодному для компьютерной реализации, состоит в том, чтобы аппроксимировать ее системой обыкновенных дифференциальных уравнений, которые и называют МСП. Стандартное математическое обеспечение современных компьютеров включает различные программы интегрирования обыкновенных дифференциальных уравнений (ОДУ). Часто, подобрав адекватную МСП для требуемой задачи, можно считать задачу решенной. Для МРП – систем (1) и (2) – существует немало способов аппроксимации МСП. Выбор наиболее удачного способа в конкретной ситуации является заслуживающей исследования проблемой.

Мы ограничиваемся анализом изотермических квазистационарных моделей по двум причинам. Во-первых, чтобы предмет исследования не «расплывался», не выходил за традиционные рамки журнальной публикации и был более обозримым. Во-вторых, известно, что распределение температуры – функция $T(x, t)$ – может рассчитываться независимо от других параметров флюида $p(x, t), q(x, t)$. Например, в работе Дж. Барли [5] исследуются различия между полной системой трех уравнений для описания потока флюида в трубопроводе и системой, в которой уравнение сохранения энергии решается отдельно от гидравлических уравнений. В приведенных примерах наблюдается различие около 0,02 %. Поэтому часто достаточно эффективным оказывается такой прием. Распределение температуры рассчитывается исходя из уравнения сохранения энергии. Это позволяет определить среднюю по каждому

газопроводу температуру и использовать это значение при интегрировании уравнений (1) или (2). Модель, реализующая такой подход, называется квазизотермической.

Линеаризация. Наиболее часто в публикациях для построения МСП используется идея линеаризации. Идея заключается в следующем. Линейные задачи можно решать методами операционного исчисления, т.е. применять к уравнениям преобразование Лапласа. Исходные переменные (обозначим их как вектор $y(x, t)$) преобразуются в их изображения по Лапласу

$$y^*(x, s) = \int_0^{\infty} e^{-st} y(x, t) dt.$$

При этом изображения от производных $\partial/\partial t$ выражаются через $y^*(x, s)$, линейная система в частных производных переходит в линейную же систему обыкновенных уравнений относительно $y^*(x, s)$, содержащую только производные d/dx . Тем самым реализуется переход от МРП к МСП. Далее требуется найти изображения $y^*(x, s)$ и решение $y(x, t)$. Система ОДУ обычно решается без проблем, сложнее обстоит дело с обратным преобразованием $y^*(x, s) \rightarrow y(x, t)$. За редкими исключениями, которые можно найти в справочных изданиях по операционному исчислению, приходится прибегать к вычислению несобственных интегралов, что может оказаться нестандартной задачей. Помимо численного интегрирования можно воспользоваться разложениями в ряды, но и здесь надо побеспокоиться о том, как соблюсти требуемую точность. По-видимому, впервые линеаризация системы (1) предложена И.А. Чарным [2]. В наших обозначениях она может быть записана в виде $\lambda[M] \approx (\lambda M)_{\text{aver}} = aM$. Комментируя этот способ упрощения модели, Чарный замечает, что могут быть предложены и другие линеаризации. Оказалось, что это действительно так: со временем было предложено множество вариантов линеаризации. Сошлемся лишь на некоторые работы, выполненные относительно недавно [6–11]. Авторы этих и других работ, посвященных теме, далеко не всегда отвечают на вопрос о точности расчета, что и неудивительно, так как вопрос этот далеко не простой.

Несмотря на этот недостаток, метод линеаризации имеет очевидные преимущества, связанные с отточенностью математического и вычислительного аппаратов линейных моделей. Аппарат является основой теории

автоматического управления, нашедшей очень широкое применение в различных областях науки и техники. Интересные для нашей работы обзорного плана качественные выводы содержатся в статье К. Вена с соавторами [6], исследовавших процессы распространения малых возмущений: оказывается, система уравнений (1) похожа на фильтр нижних частот, который не реагирует на входные сигналы с высокой частотой. Модели (1) и (2) описывают развитие нестационарного течения. В качестве начальных условий используется установившийся режим. Решение существенно зависит от начального состояния, т.е. сильно меняется при вариации установившегося режима. Развитие процесса течения при $t > 0$ определяется граничными условиями. К вариации граничных условий в некотором диапазоне решение устойчиво. Этой устойчивостью объясняется самоуравновешенный характер режимов газопровода. Характерными чертами режимов является инерционность: при внешних возмущениях (которые определяются граничными условиями) реакция наступает с временной задержкой. Одним из следствий инерционности является тот факт, что переход от модели (1) к более простой модели (2) оказывается допустимым при отсутствии резких, существенных, изменений граничных условий.

К аналогичным выводам подводит работа М. Бехбахани-Нежада и Й. Шекари [7]: трубопровод как часть технологической системы по своей природе является инерционным объектом, скорость потока на входе изменяется медленно, поскольку определяется его состояниями сверху и снизу по потоку. Этот вывод подкрепляется [7] сопоставлением линейной аппроксимационной модели с результатами расчетов, выполненных в среде коммерческого пакета Stoner Pipeline Simulator. Методами теории автоматического управления подробно исследованы модели как параболического, так и гиперболического [6, 8] типов.

О разнообразии возможных линеаризаций свидетельствуют публикации А. Бейлина и др. [9, 10]. При выводе аппроксимирующей модели для простого газопровода на первом этапе пространственная координата разбивается на N относительно коротких сегментов. На каждом сегменте нелинейный член, обусловленный трением, заменяется линейным $M_i^2 \approx k_i M_i + \chi_i$, где $i = 1, 2, \dots, N$ – номер сегмента; k_i, χ_i – коэффициенты аппроксимации.

Система (1) сводится к линейному гиперболическому уравнению 2-го порядка с постоянными коэффициентами d, r, s :

$$\frac{\partial^2 M}{\partial t^2} + d \frac{\partial M}{\partial t} = r \frac{\partial^2 M}{\partial x^2} + s \frac{\partial M}{\partial x}. \quad (3)$$

Параметры k_i, χ_i кусочно-линейной аппроксимации параболы $y = M^2$ могут быть найдены, если известен базовый стационарный режим для рассматриваемого трубопроводного сегмента. Та же модель (3) получается, если

$$\text{ввести отклонения } \delta p(x, t) = \frac{p(x, t) - p_{\text{aver, st}}}{p_{0\text{st}}}$$

$$\text{и } \delta M(x, t) = \frac{M(x, t) - M_{\text{st}}}{M_{\text{st}}}, \text{ которые считаются}$$

малыми. Здесь индекс st означает принадлежность к базовому стационарному режиму, p_0 – давление в начале сегмента, M_{st} – массовый расход в начальный момент времени.

$$\text{Заменой } M(x, t) = \exp\left(-\frac{s}{2r}x - \frac{d}{2}t\right)u(x, t)$$

уравнение (3) сводится к уравнению Клейн-Гордона:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = c^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} - bu. \quad (4)$$

Аналитическое решение этого уравнения, имеющее физический смысл только на малом участке сегмента, находится с помощью функции Грина. Для сети промышленных газопроводов приходится записать уравнение (4) для каждого сегмента каждого трубопровода и решать получившуюся систему уравнений. В стыковых узлах искомые функции $u(x, t)$ склеиваются с соблюдением условия баланса. Эта система линейных уравнений в частных производных с постоянными коэффициентами аппроксимируется линейными алгебраическими уравнениями, решение которых служит приближением к искомому результату. При этом решение рассматривается в дискретные моменты времени. Для каждого временного интервала значения $u(0, t)$ и $u(l, t)$ полагаются постоянными, интегралы в выражениях для массовых расходов и давлений на концах трубы удается записать в виде конечных формул. Связь $q(0, t), q(l, t)$ с $p(0, t), p(l, t)$ в дискретные моменты времени описывается матричными уравнениями. Их коэффициенты не меняются

со временем, что значительно ускоряет вычислительные процедуры. Численные эксперименты для оценки скорости расчетов проводились для реальной системы газопроводов в США с общей длиной труб около 600 км. Эксперименты доказали, что скорость вычислений достаточна для практической применимости модели в оптимизационных расчетах региональных систем газоснабжения.

Метод характеристик. Метод характеристик является хорошо отработанной процедурой решения системы уравнений гиперболического типа. По сути дела, метод сводится к решению систем ОДУ, которые выполняются вдоль характеристических кривых, т.е. метод сводит МРП к МСП. Описание метода в применении к расчету газопроводов можно найти у И.А. Чарного [2], в более полном изложении – в учебнике М.В. Лурье [3], где приводится вывод для случая нестационарного неизотермического течения газа. Квазиизотермическая модель (1) получается как частный случай, если считать температуру постоянной $T(x, t) = \text{const}$ и известной величиной. Метод характеристик предполагает разбиение временной переменной t на малые интервалы Δt и расчет значений искомых функций на временном слое $t + \Delta t$ через их значения на временном слое t вдоль характеристик с использованием ОДУ, выполняющихся вдоль характеристик. Метод характеристик близок к методу конечных разностей, где разбиваются на малые интервалы обе переменные x, t , и пересчет производится не по характеристикам, а по конечно-разностным формулам, аппроксимирующим систему уравнений в частных производных, причем на каждом шаге рассматриваются величины с двух или более временных слоев. Вычислительные процедуры метода характеристик к интегрированию гиперболических уравнений в общем случае описаны К. Бартески [11].

Метод прямых. Этот формализм можно рассматривать как частный случай распределенных методов (см. ниже). В отличие от метода характеристик его можно использовать для численного интегрирования уравнений и гиперболического, и параболического типов – в нашем случае и системы (1), и системы (2). Идея метода состоит в том, что дискретизируется пространственная переменная x . Отрезок $0 \leq x \leq 1$ разбивается на n частей, и вводятся функции

$$p_0(t) = p(0, t), p_1(t) = p\left(\frac{1}{n}, t\right), \dots, p_n(t) = p(1, t).$$

В случае заданных значений давления на концах трубы $p_0(t)$ и $p_n(t)$ взаимозависимость всех $p_i(t)$, $i = 0, 1, \dots, n$ в виде системы ОДУ, т.е. МСП, определяется исходной моделью (1) или (2). Система ОДУ решается сведением дифференциальных уравнений к алгебраическим дискретизацией по переменной t . Конечно-разностные схемы надо считать более совершенным вычислительным аппаратом, чем метод прямых, потому что они обеспечивают более широкое поле для выбора аппроксимаций: метод прямых приводит в конечном счете к одной из конечно-разностных схем.

Распределенные методы. Название этого раздела заимствовано из работы А. Бейлина, А.М. Рудкевича, А. Злотника [9], где распределенными названы те методы, которые основаны на различных аппроксимациях уравнений в частных производных [1, 3] алгебраическими соотношениями. Наиболее распространенным из распределенных методов является метод конечных разностей. Сюда же следовало бы отнести методы конечных объемов, конечных элементов, а также выделенные авторами данной статьи в отдельные категории метод прямых и метод характеристик. Большинство публикаций по предмету относятся к различным модификациям метода конечных разностей. Эти методы достаточно универсальны и подходят как для простого газопровода, так и для трубопроводной системы, хотя в последнем случае приходится сталкиваться с определенными трудностями для того, чтобы обеспечить быстрое действие алгоритмов, избежать чрезмерных затрат времени. Одним из способов достижения этой цели является максимизация шага разбиения по пространственной переменной при условии соблюдения заранее выбранной точности расчета. В этом отношении распределенные модели приближаются к моделям следующего раздела, обоснованность которых проверяется методом вычислительного эксперимента, т.е. проверкой расчетами конкретных структур, представляющих прикладной интерес. В работе С. Грюнделя и др. [12] МСП строится как конечно-разностная аппроксимация, но участки трубопроводной сети не разбиваются на элементарные интервалы, а выступают в роли элементов конечно-разностной схемы. При этом МСП представляется системой ОДУ для неизвестных параметров режима – давления и расхода – в узловых точках

сети. Такая же ситуация имеет место при применении метода интегральных соотношений. Отметим, что С. Грюндель с соавторами [12] не приводят данных о том, при каких предположениях модель будет давать приемлемые по точности результаты.

Метод интегральных соотношений. Переходим к самой эффективной, по всей видимости, МСП. Предлагаемое название метода ранее авторам не встречалось. Можно использовать также альтернативный вариант названия – *метод агрегирования переменных*, так как вместо давления $p(x, t)$ используется «агрегированное», среднее интегральное давление

$$p_{\text{aver}}(t) = \int_0^1 p(x, t) dx, \quad (5)$$

которое с точностью до множителя равно количеству газа, аккумулированного в трубопроводе. Проинтегрируем по x уравнения системы (2):

$$\begin{aligned} \frac{dp_{\text{aver}}}{dt} &= B(q(0, t) - q(1, t)), \\ p(0, t) - p(1, t) &\approx \frac{\Lambda}{p(0, t) + p(1, t)} \times \\ &\times \frac{q(0, t)|q(0, t)| + q(1, t)|q(1, t)|}{2}. \end{aligned} \quad (6)$$

При выводе последнего соотношения для упрощения системы интеграл во 2-м уравнении заменен приближенным соотношением

$$\int_0^1 q(x, t)|q(x, t)| dx \approx \frac{q(0, t)|q(0, t)| + q(1, t)|q(1, t)|}{2}$$

которое было доказано [13] методом вычислительного эксперимента. Метод состоит в том, что соотношение проверяется на выборке решений системы (2), с достаточной полнотой представляющей диапазон штатных режимов, имеющих место в эксплуатационной практике. Для упрощенного расчета величины p_{aver} проверены три варианта:

1) среднее интегральное давление рассчитывается по той же формуле, что и при стационарном режиме:

$$p_{\text{aver}}(t) \approx \frac{2}{3} \left(p(0, t) + \frac{p^2(1, t)}{p(0, t) + p(1, t)} \right); \quad (7.1)$$

2) для вычисления интеграла используется известная формула численного интегрирования – формула трапеций:

$$p_{\text{aver}}(t) \approx \frac{p(0,t) + p(1,t)}{2}; \quad (7.2)$$

3) используется формула трапеций с концевыми поправками Ланцоша [14]:

$$p_{\text{aver}}(t) \approx \frac{p(0,t) + p(1,t)}{2} + \frac{1}{a} \left[\left. \frac{\partial p(x,t)}{\partial x} \right|_{x=0} - \left. \frac{\partial p(x,t)}{\partial x} \right|_{x=1} \right]. \quad (7.3)$$

Вариант (7.3) предложен А.С. Трофимовым и В.А. Куцевым [15]. Здесь множитель a является параметром вычислительной процедуры. По рекомендациям Ланцоша, $a \approx 12$, расчетами применительно к интегрированию системы (2) этот выбор подтверждается. Из сопоставляемых вариантов (7.1), (7.2), (7.3) наиболее удачным оказался последний [1, 16–20]. На рисунке представлен фрагмент одного из расчетов суточного режима течения в простом газопроводе. В качестве граничных условий заданы функции $p(0, t)$, $q(1, t)$. Давление в начале трубы не менялось. Функция $q(1, t)$ имитировала типичный график спроса агрегированного потребителя с преобладающими секторами потребления «население» и «коммунально-бытовое хозяйство». Рассчитывались параметры режима $q(0, t)$, $p(1, t)$. Графики функции

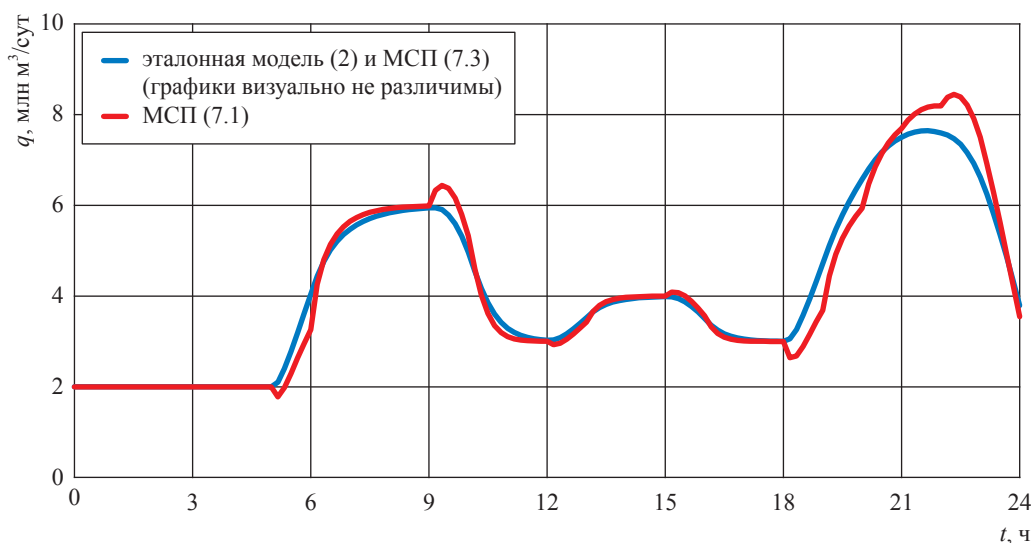
$q(0, t)$ (см. рисунок) – результат применения трех моделей: эталонное решение получено интегрированием системы (2) методом конечных разностей; расчеты по МСП (7.1) и МСП (7.3) – решения получены интегрированием системы ОДУ методом Эйлера 2-го порядка. Эталонное решение и МСП (7.3) практически совпали, соответствующие кривые на рисунке визуально не различимы.

Хорошая согласованность эталона и МСП (7.3) подтверждена многочисленными примерами расчетов простых газопроводов [17, 19, 21]. Примеры охватывают очень широкий спектр штатных режимов в условиях, характерных для газопроводов ЕСГ РФ. В результате установлено, что МСП (7.1) и МСП (7.2) уступают по качеству МСП (7.3). Поэтому к дальнейшему применению рекомендуется последняя. Учет концевых поправок

$$\left[\left. \frac{\partial p(x,t)}{\partial x} \right|_{x=0} - \left. \frac{\partial p(x,t)}{\partial x} \right|_{x=1} \right] \text{ (МСП (7.3)) не при-}$$

водит к существенному увеличению вычислительных операций – расчетного времени.

В англоязычной литературе МСП, подобные описанным выше моделям, появились в середине 2010-х гг. (см. например, [21, 22]), по-видимому, независимо от пионерных работ [13, 15–17]. А. Злотник, М. Чертков и др. [21, 22] для аппроксимации интеграла $p_{\text{aver}}(t)$ из уравнения (5) используют МСП (7.2). Однако работы, где бы были приведены обоснования применимости моделей, нам не известны. Следует отметить, что в ряде работ (см., например, [21]) МСП



Решение: расход газа в начале газопровода $q(0, t)$

строится для системы уравнений гиперболического типа, которая получается из системы (1), если опустить член $-\rho g \left(\frac{dh}{dx} \right)$. Место 2-го соотношения в системе (6) занимает соотношение

$$\frac{1}{2} \frac{d(q(0,t) + q(1,t))}{dt} = p(0,t) - p(1,t) - A \frac{(q(0,t) + q(1,t)) |q(0,t) + q(1,t)|}{p(0,t) - p(1,t)}.$$

При некоторых различиях в формальной записи модели могут приводить к весьма близким результатам при расчете штатных режимов газопроводов. Это объясняется отмеченной выше стабильностью решений системы (2). Ранее [13] приводились 2 соотношения

$$\begin{aligned} p^2(0,t) - p^2(1,t) &= \frac{\Lambda}{2} (q(0,t) |q(0,t)| + q(1,t) |q(1,t)|); \\ p^2(0,t) - p^2(1,t) &= \frac{\Lambda}{4} (q(0,t) + q(1,t)) |q(0,t) + q(1,t)|, \end{aligned} \quad (8)$$

которые с хорошей точностью выполняются на решениях системы (2) и названы [13] приближенными интегралами.

Инвариантные решения. Для полноты картины следует упомянуть еще об одном, обособленном, классе МСП – инвариантных решениях. Среди них ранее других были известны автомодельные решения. Этот термин используется для решений, зависящих от одного или нескольких безразмерных комплексов, количество которых меньше количества независимых переменных. Например, если для системы в частных производных с неизвестными функциями двух переменных найдется один такой комплекс, то автомодельное решение будет зависеть только от этого комплекса и удовлетворять системе ОДУ, что и станет переходом от МРП к МСП. Автомодельное решение для системы (2) приведено в монографии И.Е. Ходановича [23]. Оно зависит от переменной (комплекса) η , которая с точностью до множителя равна $xt^{-2/3}$. Для нахождения неизвестных функций $p(\eta)$, $q(\eta)$ получаются нелинейные ОДУ 1-го порядка, не имеющие аналитических решений. Обобщением автомодельных решений являются инвариантные решения, которые можно найти с помощью регулярного алгоритма Л.В. Овсянникова [24]. Результаты применения алгоритма к уравнениям нестационарного течения газа в трубах опубликованы ранее [25, 26]. Инвариантные решения имеют недостаток: они характеризуют течения только с вполне определенным, узким кругом граничных и начальных условий.

Итак, нестационарные течения газа в простых трубопроводах описываются системой (1), которая в случае штатных, медленных режимов может быть заменена системой (2). При расчете сложных газовых систем (сетей) уравнения (1) или (2) выписываются для каждого трубопровода системы и к ним добавляются условия согласования давления и баланса расходов в каждом стыковом узле. Фактически для численного решения (интегрирования) уравнений в частных производных их сводят к интегрированию систем ОДУ, которые называются моделями с сосредоточенными параметрами. Существуют различные способы построения МСП, имеющие свои плюсы и минусы. Среди них следует выделить МСП, основанные на методе интегральных соотношений. Эти модели связывают не функции пространственной и временной переменных (как в системах (1) и (2)), а узловое давление и расходы, т.е. функции только временной переменной. МСП позволяют решать разнообразные задачи оперативного управления системами газоснабжения. При необходимости в расчетную схему вводятся модели газоперекачивающих агрегатов и управляемых кранов – тех элементов, аккумулирующей способностью которых можно пренебречь по сравнению с аккумулирующей способностью линейных участков.

Список литературы

1. Сухарев М.Г. Анализ и управление стационарными и нестационарными режимами транспорта газа / М.Г. Сухарев, Р.В. Самойлов. – М.: РГУ нефти и газа им. им. И.М. Губкина, 2016. – 399 с.
2. Чарный И.А. Неуставившееся движение реальной жидкости в трубах / И.А. Чарный. – 2-е изд. – М.: Недра, 1975. – 296 с.
3. Лурье М.В. Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: учеб. / М.В. Лурье. – М.: Недра, 2017. – 477 с.
4. Guelpa E. Towards future infrastructures for sustainable multi-energy systems: a review / E. Guelpa, A. Bischi, V. Verda, et al. // *Energy*. – 2019. – Т. 184. – С. 2–21.
5. Barley J. Thermal decoupling: an investigation / J. Barley // *PSIG Annual Meeting*. – 2012. – Ст. № PSIG-1213.
6. Wen K. A new lumped parameter model for natural gas pipelines in state space / K. Wen, Z. Xia, W. Yu, et al. // *Energies*. – 2018. – Т. 11. – Вып. 8. – № 1971. – <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/8/1971/htm>
7. Behbahani-Nejad M. Reduced order modeling of natural gas transient flow in pipelines / M. Behbahani-Nejad, Y. Shekari // *Int. J. Eng. Appl. Sci.* 2008, 5, 148–152.
8. Matko D. Models of pipelines in transient mode / D. Matko, G. Geiger // *Mathematical and computer modelling of dynamical systems*. – 2002. – Т. 8. – № 1. – С. 117–136. – <https://www.tandfonline.com/doi/pdf/10.1076/mcmd.8.1.117.8341>
9. Beylin A. Fast transient optimization of gas pipelines by analytic transformation to linear programs / A. Beylin, A.M. Rudkevich, A. Zlotnik // *PSIG Annual Meeting, Texas, 5 May – 8 May 2020*. – Ст. № PSIG-2003.
10. Beylin A. Analytical solution of linearized equations for transient gas flows in gas pipelines / A. Beylin, M. Sukharev // *E3S Web of Conferences «Mathematical Models and Methods of the Analysis and Optimal Synthesis of the Developing Pipeline and Hydraulic Systems»*. – 2020. – Т. 219. – № 01001. – <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202021901001>
11. Bartecki K. A general transfer function representation for a class of hyperbolic distributed parameter systems / K. Bartecki // *Int. J. Appl. Math. Comput. Sci.* – 2013. – Т. 23. – № 2. – С. 291–307. – DOI: 10.2478/amcs-2013-0022.
12. Grundel S. Model order reduction of differential algebraic equations arising from the simulation of gas transport networks / S. Grundel, I. Jansen, N. Hornung, et al. // *Preprints*. – Göttingen, Germany: Max Planck Institute, 2013.
13. Сухарев М.Г. Оптимизация систем транспорта газа / М.Г. Сухарев, Е.Р. Ставровский. – М.: Недра, 1975. – 277 с.
14. Ланцош К. Практические методы прикладного анализа / К. Ланцош. – М.: Физматгиз, 1961. – 524 с.
15. Трофимов А.С. Приближенная нестационарная модель расчета линейной части МГ / А.С. Трофимов, В.А. Куцев // *Газовая промышленность*. – 1999. – № 7. – С. 42–43.
16. Сухарев М.Г. Оптимальное управление магистральным газопроводом при нестационарном режиме течения / М.Г. Сухарев, Р.В. Самойлов // *Известия РАН. Энергетика*. – 2001. – № 5. – С. 83–92.
17. Сухарев М.Г. Оптимизация нестационарных режимов действующих магистральных газопроводов / М.Г. Сухарев, В.С. Панкратов, Р.В. Самойлов // *Газовая промышленность*. – 2002. – № 9. – С. 72–75.
18. Сухарев М.Г. Новая методика моделирования нестационарных течений газа в системах газоснабжения / М.Г. Сухарев, Р.В. Попов // *Известия РАН. Энергетика*. – 2015. – № 2. – С. 150–159.
19. Сухарев М.Г. Состояние и перспективы совершенствования математического и компьютерного обеспечения в сфере оперативного управления и среднесрочного планирования режимов крупномасштабных газотранспортных систем / М.Г. Сухарев, Р.В. Попов // *Вести газовой науки: науч.-технический сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 2 (34): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 4–13.
20. Sukharev M.G. Mathematical and computer models for identification and optimal control of large-scale gas supply systems / M.G. Sukharev, K.O. Kosova, R.V. Popov // *Energy*. – 2019. – Т. 184. – С. 113–122.
21. Zlotnik A. Optimal control of transient flow in natural gas networks / A. Zlotnik, M. Chertkov, S. Backhaus // *54th IEEE Conference on Decision and Control, Osaka, Japan, 2015*. – С. 4563–4570.
22. Zlotnik A. Using power grid schedules in dynamic optimization of gas pipelines / A. Zlotnik, M. Chertkov, R. Carter, et al. // *PSIG Annual Meeting, British Columbia*. – 2016. – Ст. № PSIG-1612.
23. Ходанович И.Е. Аналитические основы проектирования и эксплуатации магистральных газопроводов / И.Е. Ходанович. – М.: Гостоптехиздат, 1961.

24. Овсянников Л.В. Групповые свойства дифференциальных уравнений / Л.В. Овсянников. – Новосибирск: б.и., 1962.
25. Сухарев М.Г. Инвариантные решения уравнений, описывающих течения жидкости и газа в длинных трубопроводах / М.Г. Сухарев // ДАН СССР. – 1967. – Т. 175. – № 4. – С. 781–784.
26. Сухарев М.Г. О некоторых неустановившихся течениях газа в длинных трубопроводах / М.Г. Сухарев // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1968. – № 6. – С. 56–64.

Lumped parameter models for unsteady gas flow in main gas pipelines

M.G. Sukharev^{1,2}, R.V. Samoilov^{1*}

¹ Gazprom Promgaz JSC, Bld. 23, Vokzalnaya street, Vidnoye, Leninskiy district, Moscow region, 142702, Russian Federation

² National University of Oil and Gas «Gubkin University», Block 1, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: R.Samoilov@promgaz.gazprom.ru

Abstract. The development of green energy (wind and solar power) significantly impacts on the operation modes of gas supply systems. The degree of influence will increase in foreseeable future. In some ways, gas is taking position of a reserve fuel. The demand for reserve fuel depends on weather conditions, it decreases in summer and increases in winter when daylight hours grow shorter, raising to maximum at the time of cold spells. As it is, a decrease in the annual gas demand does not go hand in hand with a decrease in the daily maximum. The degree of the modes' variability grows. These effects were clearly manifested in the Gazprom's supplies to Western Europe during the heating period of 2020–2021, and they used to influence the preparations for the next heating season, as it is necessary to have the underground storage facilities filled to the standard level. If in the past it was possible to organize operational control and short-term planning of gas transmission system modes basing on stationary flow models, now the need to switch to non-stationary models is becoming more and more urgent. Calculation and in the larger degree optimization of the large-scale systems modes require rationally constructed models allowing to obtain adequate results in the shortest possible time. Non-stationary modes are being described by partially differential equations, but to calculate them, one should approximate them by ordinary differential equations, that is, for calculation the lumped parameter models (LPM) are used.

The article lists and compares various approaches to LPM building. Models based on integral relationship method, which have withstood extensive practical testing, are recommended.

Keywords: main pipelines, unsteady gas flow, lumped parameter models, hyperbolic and parabolic equations.

References

1. SUKHAREV, M.G., R.V. SAMOYLOV. *Analysis and control of steady and transient regimes of gas transportation* [Analiz i upravleniye statsionarnymi i nestatsionarnymi rezhimami transporta gaza]. Moscow: Gubkin University, 2016. (Russ.).
2. CHARNYI, I.A. *Transient flow of a real fluid within pipes* [Neustanovivshiesya dvizheniye realnoy zhidkosti v trubakh]. 2nd ed. Moscow: Nedra, 1975. (Russ.).
3. LURYE, M.V. *Theoretical principles of oil, oil products and gas transportation through pipelines* [Teoreticheskiye osnovy truboprovodnogo transporta nefi, nefteproduktov i gaza]: textbook. Moscow: Nedra, 2017. (Russ.).
4. GUELPA, E., A. BISCHI, V. VERDA, et al. Towards future infrastructures for sustainable multi-energy systems: a review. *Energy*, 2019, vol. 184, pp. 2–21, ISSN 0360-5442.
5. BARLEY, J. Thermal decoupling: an investigation. In: *PSIG Annual Meeting*, 2012, paper no. PSIG-1213.
6. WEN, K., Z. XIA, W. YU, et al. A new lumped parameter model for natural gas pipelines in state space. *Energies* [online], 2018, vol. 11, is. 8, no. 1971, ISSN 1996-1073. Available from: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/8/1971/htm>
7. BEHBAHANI-NEJAD, M., Y. SHEKARI. Reduced order modeling of natural gas transient flow in pipelines. *Int. J. Eng. Appl. Sci.* [online], 2008, 5, 148–152, ISSN 2394-3661.
8. MATKO, D., G. GEIGER. Models of pipelines in transient mode [online]. *Mathematical and computer modelling of dynamical systems*, 2002, vol. 8, no. 1, pp. 117–136, ISSN 1387-3954. Available from: <https://www.tandfonline.com/doi/pdf/10.1076/mcmd.8.1.117.8341>
9. BEYLIN, A., A.M. RUDKEVICH, A. ZLOTNIK. Fast transient optimization of gas pipelines by analytic transformation to linear programs. In: *PSIG Annual Meeting, Texas, 5 May – 8 May 2020*, paper no. PSIG-2003.

10. BEYLIN, A., M. SUKHAREV. Analytical solution of linearized equations for transient gas flows in gas pipelines [online]. In: *E3S Web of Conferences «Mathematical Models and Methods of the Analysis and Optimal Synthesis of the Developing Pipeline and Hydraulic Systems»*, 2020, vol. 219, no. 01001. Available from: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202021901001>
11. BARTECKI, K. A general transfer function representation for a class of hyperbolic distributed parameter systems. *Int. J. Appl. Math. Comput. Sci.*, 2013, vol. 23, no. 2, pp. 291–307. ISSN 1641-876X. DOI: 10.2478/amcs-2013-0022.
12. GRUNDEL, S., I. JANSEN, N. HORNING, et al. Model order reduction of differential algebraic equations arising from the simulation of gas transport networks. *Preprints*. Göttingen, Germany: Max Planck Institute, 2013.
13. SUKHAREV, M.G., Ye.R. STAVROVSKIY. *Optimization of gas transportation systems* [Optimizatsiya sistem transporta gaza]. Moscow: Nedra, 1975. (Russ.).
14. LANCZOS, C. *Applied analysis* [Prakticheskiye metody prikladnogo analiza]. Translated from English. Moscow: Fizmatgiz, 1961. (Russ.).
15. TROFIMOV, A.S., V.A. KUTSEV. Crude nonstationary model for calculating linear part of a trunk gas pipeline [Priblizhennaya nestatsionarnaya model rascheta lineynoy chasti MG]. *Gazovaya Promyshlennost*, 1999, no. 7, pp. 42–43, ISSN 0016-5581. (Russ.).
16. SUKHAREV, M.G., R.V. SAMOYLOV. Optimal control of a trunk gas pipeline subject to transient flow [Optimalnoye upravleniye magistralnym gazoprovodom pri nestatsionarnom rezhime techeniya]. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Energetika*, 2001, no. 5, pp. 83–92, ISSN 0002-3310. (Russ.).
17. SUKHAREV, M.G., V.S. PANKRATOV, R.V. SAMOYLOV. Optimization of transient regimes at active trunk gas pipelines [Optimizatsiya nestatsionarnykh rezhimov deystvuyushchikh magistralnykh gazoprovodov]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2002, no. 9, pp. 72–75, ISSN 0016-5581. (Russ.).
18. SUKHAREV, M.G., R.V. POPOV. New methodical procedure for modelling unsteady gas flows in gas supplying systems [Novaya metodika modelirovaniya nestatsionarnykh techeniy gaza v sistemakh gazosnabzheniya]. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Energetika*, 2015, no. 2, pp. 150–159, ISSN 0002-3310. (Russ.).
19. SUKHAREV, M.G., R.V. POPOV. Status and prospects for improving math support and software for operational control and medium-term planning of large-scale gas transport systems [Sostoyaniye i perspektivy sovershenstvovaniya matematicheskogo i kompyuternogo obespecheniya v sfere operativnogo upravleniya i srednesrochnogo planirovaniya rezhimov krupnomasshtabnykh gazotransportnykh system]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018, no. 2(34): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 4–13. ISSN 2306-8949. (Russ.).
20. SUKHAREV, M.G., K.O. KOSOVA, R.V. POPOV. Mathematical and computer models for identification and optimal control of large-scale gas supply systems. *Energy*, 2019, vol. 184, pp. 113–122. ISSN 0360-5442.
21. ZLOTNIK, A., M. CHERTKOV, S. BACKHAUS. Optimal control of transient flow in natural gas networks. In: *54th IEEE Conference on Decision and Control*, Osaka, Japan, 2015, pp. 4563–4570.
22. ZLOTNIK, A., M. CHERTKOV, R. CARTER, et al. Using power grid schedules in dynamic optimization of gas pipelines. In: *PSIG Annual Meeting, British Columbia*, 2016, paper no. PSIG-1612.
23. KHODANOVICH, I.Ye. *Analytic principles for designing and operating trunk gas pipelines* [Analiticheskiye osnovy proyektirovaniya i ekspluatatsii magistralnykh gazoprovodov]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1961.
24. OVSYANNIKOV, L.V. *Group properties of differential equations* [Gruppyvyye svoystva differentsialnykh uravneniy]. Novosibirsk, 1962. (Russ.).
25. SUKHAREV, M.G. Invariant solutions of equations describing fluid and gas flows in long pipelines [Invariantnyye resheniya uravneniy, opisyvayushchikh techeniya zhidkosti i gaza v dlinnykh truboprovodakh]. *Doklady Akademii nauk SSSR*, 1967, vol. 175, no. 4, pp. 781–784, ISSN 0002-3264. (Russ.).
26. SUKHAREV, M.G. On some transient gas flows in long pipelines [O nekotorykh neustanovivshikhsya techeniyakh gaza v dlinnykh truboprovodakh]. *Izvesiya Akademii nauk SSSR. Mekhanika zhidkosti i gaza*, 1968, no. 6, pp. 56–64, ISSN 0568-5281. (Russ.).

УДК 622.691-50

Правильный прогноз газопотребления – ключ к рациональному выбору резерва производственных мощностей газораспределительных систем

Н.М. Сторонский¹, М.Г. Сухарев^{1,2}, Р.В. Самойлов^{1*}, И.В. Тверской¹, А.А. Аюста¹

¹ АО «Газпром промгаз», Российская Федерация, 142702, Московская область, Ленинский район, г. Видное, Вокзальная ул., д. 23

² РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

* E-mail: R.Samoilov@promgaz.gazprom.ru

Ключевые слова: прогноз газопотребления, газораспределительные системы, коэффициенты суточной и сезонной неравномерности, нормативы газопотребления, уровень газификации.

Тезисы. Прогноз потребления газа требуется для принятия решений по структуре и производственным мощностям при проектировании газораспределительных систем. В условиях поэтапного завершения газификации городов и населенных пунктов развитие территории и реконструкция сетей газораспределения продолжаются из-за нового жилищного и промышленного строительства и изменения спроса на газ. И при развитии, и при реконструкции качество принимаемых технических решений зависит от того, насколько обоснован прогнозный спрос на газ. В статье указываются факторы, влияющие на объемы и графики потребления газа. Раскрываются предстоящие тенденции их изменения, обусловленные сдвигами в мировой энергетике. Приводится критический анализ нормативных документов, регламентирующих процедуры прогноза, и даются рекомендации по их совершенствованию. Обращается внимание на необходимость институциональных изменений между газосбытовыми организациями и потребителями для сокращения избыточных резервов в системах газораспределения.

Технологические аспекты. Цели резервирования. К объектам распределения природного газа следует отнести как объекты магистрального транспорта, так и сети газораспределения (СГР). К первой группе относятся магистральные распределительные газопроводы (МРГ), газопроводы-отводы (ГО), газораспределительные станции (ГРС). Они находятся под управлением газотранспортных организаций. Это так называемая «высокая часть» – технологические объекты с высоким давлением газа. За эксплуатацию СГР отвечает другой оператор – газораспределительная организация. Объекты СГР могут располагаться в пределах жилой застройки, рабочее давление газа здесь значительно ниже магистрального: это «низкая часть». Все перечисленные объекты работают в гидравлически взаимосвязанных режимах, и это надо учитывать при решении вопросов резервирования производственных мощностей. Мощности должны быть сбалансированы, при проектировании развития и реконструкции не следует допускать узких мест. Соблюдение сбалансированности осложняется разными расчетными процедурами, регламентированными нормативными документами. Согласно стандарту организации СТО Газпром 2-3.5-051-2006¹ МРГ рассчитываются на максимальный суточный расход, а ГО и ГРС – на максимальный часовой расход. Максимальный час принимается² за основу также при расчете производственных мощностей СГР.

Резервирование производственной мощности СГР следует рассматривать как один из способов обеспечения надежности снабжения потребителей. Ту же цель преследуют мероприятия системного – в рамках Единой системы газоснабжения (ЕСГ) РФ – характера: на входе в МРГ и ГО должно поддерживаться давление, способное

¹ См.: Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов: СТО Газпром 2-3.5-051-2006.

² См. Свод правил по проектированию и строительству. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб: СП 42-101-2003.

обеспечить подачу газа потребителям в требуемых объемах. Сложность задачи обеспечения надежности снабжения потребителей определяется топологией и составом объектов в СГР и соответствующем фрагменте газотранспортной системы (ГТС), осуществляющем поставку газа.

Прогнозирование объемов газопотребления. Выбор объемов резервирования производственной мощности регламентируется нормативными документами и зависит во многом от того, как определяются потребности в газе на перспективу. Обоснованное определение прогнозного спроса является необходимым условием принятия правильных решений по структуре и технологическим параметрам территориальных систем магистрального транспорта и распределения газа. Прогноз потребления строится начиная от конечных потребителей и с нарастающим итогом (против течения) аккумулирует совокупные значения прогноза по ГРС и далее по объектам ГТС.

Информация о прогнозных объемах потребления природного газа на среднесрочную и отдаленную перспективы на уровне региона требуется при разработке:

- генеральных схем и комплексных инвестиционных проектов газоснабжения и газификации регионов России;
- программ развития и реконструкции территориальных систем магистрального транспорта, распределения и хранения газа;
- решений по обеспечению бесперебойного газоснабжения потребителей.

В зависимости от проблемы требуются различные временные срезы прогнозирования: суммарный объем годового потребления, графики потребления в годовом, недельном и в суточном разрезах. Этой информации достаточно для принятия решений при проектировании всех перечисленных выше объектов систем распределения газа, а именно МРГ, ГО, ГРС, СГР. Очевидно, что объекты системы газоснабжения, приближенные к конечному потребителю, в определенные интервалы времени загружены не полностью, т.е. имеют резерв производственной мощности. Резервы закладываются при расчетах, что во многом определяет надежность снабжения потребителей [1–3]. В результате, например,

производственная мощность газопроводов-отводов в среднем за год используется далеко не полностью³. С одной стороны, газотранспортным и газораспределительным организациям резерв дает возможность маневрирования, обеспечивает лучшую управляемость системой, повышает надежность снабжения потребителей. С другой стороны, неоправданно завышенный резерв означает омертвление капитала, приводит к нерентабельности мероприятий по дальнейшей газификации страны.

Для прогнозирования графиков газопотребления можно применять разные методы, соответствующие целям исследования и уровню заблаговременности [4–14]. Практическое значение имеет исследование процессов газопотребления как конкретных, так и агрегированных⁴ потребителей. Иногда агрегированным потребителем удобно считать совокупность конечных потребителей, получающих газ от одной ГРС [4, 5]. В последнее время привлекает внимание даже прогноз газопотребления отдельного здания [6, 7]. В связи с повышением уровня информатизации объектов и систем ЕСГ объемы информации о потреблении газа растут, что позволяет в принципе принимать более обоснованные решения при прогнозировании.

Факторы, влияющие на прогнозный спрос. Состав потребителей во многом определяет специфику процессов газопотребления. Используются разные варианты группировки

³ Вопрос о том, как следует количественно оценивать загрузку объектов ЕСГ, нуждается в научном обосновании. Некоторые «специалисты», действуя по принципу минимизации умственных усилий, утверждают, что средняя загрузка газопроводов-отводов и ГРС составляет 25 %. Этот результат получается, если средний за год объем поставок разделить на суммарную потенциально возможную подачу. Такой подход не выдерживает критики: проектные решения по ГО и ГРС принимаются по максимальной часовой загрузке, а не по средней за год. «Специалисты» были бы правы, если бы в период максимального спроса подача составляла 25 % от технически возможной при тех режимах, которые характерны для ЕСГ при максимальной загрузке.

⁴ Агрегированным потребителем называется множество абонентов системы газоснабжения, для которых определяется суммарное потребление (что требуется для решения той или иной проблемы). Агрегированными потребителями могут считаться, например, населенный пункт, район, город, городская агломерация, регион.

потребителей. Иногда выделяют три сектора: население, коммунально-бытовой и промышленность⁵. Применяется и более дифференцированная градация, например: сельское хозяйство, энергетика, промышленность по секторам, коммунально-бытовое хозяйство, объекты теплоэнергетики.

Структура потребления каждого из агрегированных потребителей зависит от многих факторов: климатических условий, специфики наиболее энергоемких промышленных производств, особенностей бытового уклада населения и др. Степень влияния всех этих факторов может быть установлена путем обработки статистических данных. При этом лучше пользоваться информацией за последние годы, так как объемы и структура потребления меняются под влиянием изменений в экономике, энергетике, условиях жизни людей.

Графики почасового потребления зависят от структуры потребления (распределения по секторам) и от погодных, хронологических (изменение по дням недели, по признаку «рабочие дни / праздники»), производственных факторов. В суточном разрезе там, где преобладают секторы «население» и «коммунально-бытовое хозяйство», потребление обычно снижается в ночные часы и увеличивается в часы повышенной деловой активности, отопительной нагрузки и пр. В недельном цикле наблюдается, как правило, некоторое снижение спроса в субботу и еще большее в воскресенье и в праздничные дни⁶. В годовом разрезе спрос обычно коррелирован с годовым ходом температур.

К погодным факторам прежде всего относится температура окружающей среды. Обычно пользуются средней за сутки температурой воздуха. На объемы потребления влияют также скорость и направление ветра, облачность, влажность, интенсивность осадков и некоторые другие погодные характеристики⁷. Поскольку технические решения принимаются

с учетом обеспечения спроса на газ даже в периоды экстремальных понижений температуры, то в соответствующую модель перспективного прогноза целесообразно вводить только факторы, характерные для этих периодов.

На объемы газопотребления оказывают бесспорное влияние факторы, определяющие условия жизни человека как индивидуума и как члена общества. Наличие или отсутствие контроля количества потребляемого газа – один из них. После установки приборов учета газа в домовладениях, как показывает опыт, потребление газа снижается. В перспективе следует ожидать, что в развитии отечественной энергетике будут прослеживаться тенденции, наблюдаемые в настоящий момент во многих странах. Прогресс в области создания возобновляемых источников энергии (ВИЭ) привел к снижению стоимости такой энергии и увеличению ее доли в энергобалансе. В РФ цена на газ ниже, чем на энергию от ВИЭ, и разрыв цен весьма значителен. Следует, однако, ожидать, что разрыв с течением лет будет сокращаться. Тогда в условиях роста цены на газ и одновременного снижения цен на ВИЭ (солнечные батареи, ветродвигатели), скорее всего, следует ожидать снижения объемов потребления газа в секторе «население». И наоборот, совершенствование конструкции газогенераторов и повышение их КПД с большой вероятностью приведет к изменениям в конкурентных отношениях «электроэнергия ↔ газ» в сторону повышения доли последнего не только по сектору «население», но и по сектору «коммунально-бытовое хозяйство». Мелкие и средние потребители проголосуют рублем за более дешевые источники энергии. Происходящие изменения в энергетике необратимы, их нельзя остановить. И нельзя пренебрегать ими при разработке процедур прогноза газопотребления. Законодательные и нормативные акты нового поколения должны подталкивать развитие энергетике в нужном направлении, а не фиксировать статус-кво, считая запасы газа неисчерпаемыми и технологии использования газа неизменяемыми.

Важен здесь еще один аспект – психологический. Вопросы энергообеспечения тесно связаны с тем, готов ли человек воспользоваться новыми, появляющимися на рынке энергопотребляющими приборами и технологиями. Полезным может оказаться международный опыт, причем не только «западный»,

⁵ Или же делают последний сектор на промышленность и электроэнергетику. Тем самым учитывается, что доля потребления газа на генерацию электричества высока (в Москве около 80 %) и имеет тенденцию к возрастанию.

⁶ Но всегда могут быть исключения из правил. Например, некоторые абоненты охотно соглашаются на повышенное потребление газа в ночные часы, и тогда график суточного потребления вылаживается.

⁷ Как показывают наблюдения, степень влияния этих факторов может существенно различаться для потребителей в зависимости от географических координат и расположения на местности [8].

но и «восточный». Энергетическая политика и новации в области энергетики в таких странах, как Китай, Япония, Республика Корея заслуживают тщательного изучения; не исключено, что некоторые их достижения окажутся полезными в российских условиях.

Производственные (внутрисистемные) факторы в газоснабжении, безусловно, влияют на технические возможности подачи газа. Причиной уменьшения предельных объемов поставок может быть снижение производственной мощности из-за частичных отказов: засорения труб, износа силового оборудования и т.д.

Неопределенность прогноза газопотребления усугубляется тем, что нельзя заранее определить долю индивидуальных хозяйств, которые воспользуются возможностью перейти на сетевой газ. Непосредственно на собственника ложится оплата устанавливаемого в хозяйстве газоиспользующего оборудования и подключение к распределительному внутрипоселковому газопроводу. Для малоимущей части населения такие затраты могут оказаться чрезмерными. Еще один весьма значимый источник неопределенности – вероятностный характер выполнения планов строительства и ввода в строй промышленных объектов и развития жилого фонда.

Нормативные документы. Подготовка информации о перспективном потреблении газа для принятия решений при проектировании объектов газоснабжения регламентируется сводом правил СП 42-101-2003² и стандартом организации «Газпром газораспределение»⁸ (далее – стандарт «Газпром газораспределения»). Эти документы предписывают рассчитывать производственную мощность распределительных (за ГРС) сетей по максимальному часовому расходу газа $Q_{\text{час}}$, м³/ч. Производственная мощность МРГ и, по сути дела, ГО рассчитывается¹ на период максимальной загрузки (в миллионах метров кубических в сутки). Из-за различия требований к объектам ЕСГ, работающим в условиях тесных режимно-технологических взаимосвязей, возникает необходимость установить зависимость между суточным и часовым расходами. Взаимозависимость часового

максимума $Q_{\text{час}}$ и годового расхода $Q_{\text{год}}$ определяется⁸ формулой

$$Q_{\text{час}} = k_{\text{max}}^h Q_{\text{год}}. \quad (1)$$

Как показывает ретроспективный анализ, решения, принятые в соответствии с СП 42-101-2003 и стандартом «Газпром газораспределения», приводят к избыточным производственным мощностям в системе распределения природного газа. Помимо коэффициента k_{max}^h , обоснованное определение которого наталкивается на значительные трудности, в расчетную модель введен⁸ еще один числовой показатель – коэффициент K_{oi} , характеризующий эффект неодновременности включения газоиспользующего оборудования у конечных потребителей. Если на объекте установлено n единиц газоиспользующего оборудования, i – порядковый номер единицы газоиспользующего оборудования, N_i – количество однотипных единиц газоиспользующего оборудования, $q_i^{\text{т.н}}$ – тепловая нагрузка (мощность) единицы газоиспользующего оборудования, то стандарт «Газпром газораспределения» предписывает рассчитывать $Q_{\text{час}}$ по формуле

$$Q_{\text{час}} = C \sum_{i=1}^n K_{oi} q_i^{\text{т.н}} N_i, \quad (2)$$

где C – числовой коэффициент, который определяется через низшую теплоту сгорания газа. В стандарте «Газпром газораспределения» дано пояснение:

- коэффициент одновременности K_{oi} учитывает вероятность одновременной работы определенного типа газоиспользующего оборудования и зависит от числа установленных единиц газоиспользующего оборудования;
- низшая теплота сгорания газа принимается⁹ равной 34000 кДж/м³.

Коэффициент одновременности – термин инкогнита СП 42-101-2003 и стандарта «Газпром газораспределение». Он допускает множественность трактовок. Судя по тексту документов, он вводится для учета

⁸ См.: Проектирование, строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления. Методика выполнения расчета газопотребления объектами капитального строительства, использующими газ в качестве топлива или сырья: СТО Газпром газораспределение 2.17-2019.

⁹ Природный газ, поставляемый разным потребителям, отличается компонентным составом. То, что это обстоятельство не учитывается в отраслевом стандарте, является недочетом последнего, тем более что взаиморасчеты поставщика и потребителя сейчас производятся не по объемным, а по энергетическим показателям.

разновременности включения газоиспользующего оборудования в жилых домах с числом квартир от 1 до 400. Возникает естественный вопрос, как учитывать эффект разновременности не в квартирах, а в поселениях, городах? Подавляющая часть населения проживает в населенных пунктах, в которых общее число квартир превышает число квартир в одном жилом даже многоквартирном доме. С точностью до 3-го знака после запятой в документах определено различие между 8- и 9-квартирными домами, между 30- и 40-квартирными. Разъяснения того, как и на основании каких документов или исследований это определено, отсутствуют. Не поясняется также, почему коэффициенты K_{oi} не меняются на протяжении нескольких десятилетий. Частичный, неполный, учет разновременности включения газоиспользующего оборудования – это еще один фактор избыточности резервов производственной мощности СГР.

Подробно расписанная процедура расчета прогнозных показателей⁸ основывается на задании величин k_{max}^h и K_{oi} . Результаты расчета варьируются в широких пределах в зависимости от того, как расчетчик задаст эти коэффициенты. В стандарте «Газпром газораспределения» коэффициент часового максимума k_{max}^h предписывается определять по таблицам по сектору «население» в зависимости от количества людей, проживающих на газифицируемой территории, по сектору «коммунально-бытовое хозяйство» в зависимости от профиля предприятия, по сектору «промышленность» в зависимости от отрасли. Таблицы за последнее полвека не менялись.

Нормативы СП 42-101-2003 и стандарта «Газпром газораспределения» исходят из предположения, что максимальное потребление имеет место в наиболее холодном месяце года. Однако режимы потребления в отопительный период определяются не спросом на газ, а организацией управления газопотреблением и газоснабжением: лимитами на газ, наличием 2-го топливного хозяйства и запасами альтернативного топлива у крупных потребителей, сезонностью работы некоторых промышленных потребителей, технологической броней, наличием газа с требуемым давлением в магистральном газопроводе, запасами газа в подземном хранилище и др.

Все эти факторы способствуют тому, что исходная информация для принятия решений оказывается недостаточной и мало достоверной. Значительные резервы производственных мощностей в системе газоснабжения оказываются полезными только лишь потому, что в период экстремальных понижений температуры зачастую наблюдается снижение давления в трубопроводной системе, и тем не менее из-за больших диаметров трубопроводов снабжение потребителей не нарушается. Однако столь значительная плата за этот эффект неоправданна.

Проблема нормирования потребностей в газе возникла с началом массовой газификации в СССР (конец 1940-х – начало 1950-х гг.). К этому времени относится появление первых нормативов потребления газа. С тех пор ситуация в энергетике и в газовой отрасли, в частности, кардинально изменилась. Экспорт газа – один из основных источников наполнения бюджета. Газ занял преобладающее место среди первичных энергоносителей. Доля газа в энергетике РФ сейчас существенно выше, чем у всех ведущих в экономическом плане государств. В стране накоплен колоссальный опыт газификации и эксплуатации системы газоснабжения, а нормативная база в значительной мере несет отпечаток архаичных документов более чем полувековой давности. В полном объеме нормативная база не пересматривалась с 1980–1985 гг., в то время как зарубежная нормативная документация, как правило, корректируется через каждые 5 лет.

В то же время, статистические данные свидетельствуют о непрерывном изменении спроса на газ абонентами различных категорий. Например, за период с 2010-го по 2019 г. среднестатистический объем потребления на одно домовладение снизился с 1,5 до 1,28 тыс. м³ (на 15 %), при этом для городских потребителей имело место снижение с 1,23 до 1,08 тыс. м³, а для сельских потребителей с 2,23 до 1,86 тыс. м³. Эти и другие данные убедительно свидетельствуют о необходимости разработки новых нормативов, регламентирующих процедуру прогноза газопотребления.

Рекомендуемые показатели. Предложим возможный путь изменения ситуации,

не считая его единственно верным решением. Введем коэффициенты суточной ($K_{\text{сут.н}}$) и сезонной ($K_{\text{сез.н}}$) неравномерности:

- *первый* как отношение максимального часового расхода газа к среднечасовому за сутки в самый холодный месяц года (для удобства изложения и обозначений будем его считать январем¹⁰) –

$$K_{\text{сут.н}} = \frac{Q_{\text{max янв.ч}}}{Q_{\text{ср.янв.ч}}}; \quad (3)$$

- *второй* как отношение среднесуточного расхода за самый холодный месяц года к среднесуточному за год –

$$K_{\text{сез.н}} = \frac{Q_{\text{ср.янв.сут}}}{Q_{\text{ср.год}}}. \quad (4)$$

В соответствии со смыслом введенных коэффициентов

$$\begin{aligned} Q_{\text{час}} &= \frac{K_{\text{сут.н}} Q_{\text{ср.янв.сут}}}{24} = \\ &= \frac{K_{\text{сут.н}} K_{\text{сез.н}} Q_{\text{ср.год}}}{24} = \frac{K_{\text{сут.н}} K_{\text{сез.н}} Q_{\text{год}}}{365 \cdot 24}. \end{aligned}$$

Отсюда следует

$$k_{\text{max}}^h = \frac{K_{\text{сут.н}} K_{\text{сез.н}}}{8760}. \quad (5)$$

Коэффициенты $K_{\text{сут.н}}$, $K_{\text{сез.н}}$ имеют более прозрачное значение, чем нормативный коэффициент часового максимума k_{max}^h . Более ясный смысл величин, которые определяют прогноз газопотребления, позволит осмысленно дифференцировать прогноз по регионам и своевременно изменять его при появлении побуждающих к тому обстоятельств.

Исходя из вышеизложенного ясно, что нормативное обеспечение для подготовки решений по развитию систем газоснабжения

нуждается в пересмотре. Базой для пересмотра может служить реальная информация о потреблении газа, характеризующая сложившуюся ситуацию, а также логически и экспертно обоснованные тенденции изменения ситуации. Не исключено, что для разных регионов показатели удельного прогнозного газопотребления могут существенно отличаться.

Таким образом, проблемы вызывает нормирование взаимосвязи между годовым потреблением и расчетным часовым расходом, по которому принимаются технические решения по параметрам трубопроводов. Чтобы не отходить далеко от сложившихся понятий, оставим неизменным соотношение (1), однако откажемся от практики полагать коэффициент пересчета k_{max}^h не зависимым от времени. Будем выражать его через произведение двух коэффициентов $K_{\text{сут.н}}$, $K_{\text{сез.н}}$ в соответствии с соотношением (5). Первый из них характеризует амплитуду колебаний потребления в суточном разрезе, а второй в годовом разрезе.

Еще одним фактором, оказывающим влияние на определение расчетного часового расхода, является зависимость потребления от температуры наружного воздуха $Q = f(T)$. Оценка зависимости $Q = f(T)$ также должна опираться на статистику фактического потребления. Эту статистическую зависимость можно аппроксимировать различными способами. Дополнительным способом описания зависимости является кумулятивная функция спроса (КФС). Формально КФС (рис. 1) не зависит от температуры, она представляет собой упорядоченную по убыванию последовательность 365 значений Q – суточного потребления. Для наглядности пользуются непрерывной (а не кусочно-постоянной) кривой. Если при экстремально низких температурах производится перевод некоторых потребителей на альтернативное топливо (мазут, каменный уголь), то пик КФС оказывается срезанным. Заштрихованная на рис. 1 доля потребления приходится на альтернативное топливо.

Регулирование газопотребления в пиковый период осуществляется оперативно путем ограничения подачи газа при экстремальных похолоданиях тем потребителям, для которых такая возможность предусмотрена договором на поставку газа между поставщиком и потребителем. Диспетчерские службы газотранспортных

¹⁰ Здесь и далее индекс «янв» означает, что соответствующий показатель относится к самому холодному месяцу года, независимо от того, какой месяц на рассматриваемой территории обычно бывает самым холодным.

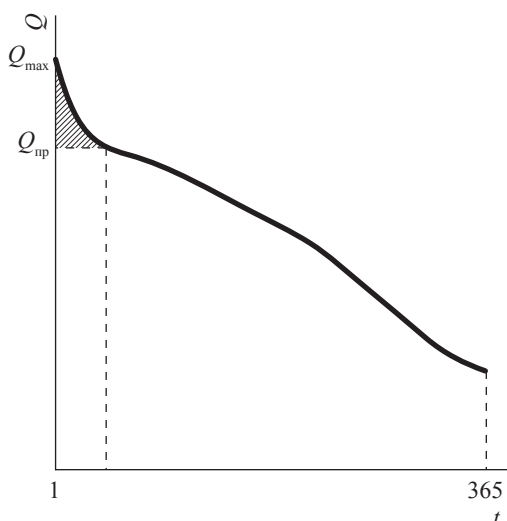


Рис. 1. Эскиз графика КФС:
 Q_{\max} – максимальный спрос на газ;
 $Q_{\text{пр}}$ – предельно возможная величина поставок газа

предприятий прибегают к секвестированию поставок в условиях невозможности их технической реализации в полном объеме, что проявляется в снижении давления газа в системе. В настоящее время к секвестированию прибегают не везде и не ежегодно. В отопительные сезоны 2018/2019 и 2019/2020 гг. Q_{\max} фактически не превышал возможностей системы, зима 2020/2021 гг. оказалась более холодной и показала, что отказываться от практики согласованного ограничения некоторых потребителей преждевременно. Тот же факт можно выразить другими словами: КФС – кривая спроса (см. рис. 1) – имеет стохастическую природу, вероятность появления пика непокрываемого спроса ($Q_{\max} > Q_{\text{пр}}$) в последние годы уменьшилась, но пренебрегать этой вероятностью нельзя.

Величины $K_{\text{сут.н}}$, $K_{\text{сез.н}}$ и коэффициенты аппроксимации зависимости потребления от температуры нельзя априори считать универсальными. Факторами, влияющими на их значения, могут служить: структура потребления агрегированного потребителя, его масштабы (агломерация, город, поселок), организация управления процессом потребления газа (лимиты, технологическая бронь и т.д.), региональная специфика (природно-климатические особенности, расположение и мощности объектов региональной системы газоснабжения) и т.д.

Некоторые особенности регионального газопотребления. Ниже перечислены (см. пп. А–К) особенности газопотребления,

выявленные на основании статистического анализа ретроспективных данных о потреблении газа в нескольких регионах РФ. Материал такого рода целесообразно использовать при формировании нормативов нового поколения.

А. Числовые значения коэффициентов k_{\max}^h , оцененные по фактическим данным о газопотреблении, для некоторых регионов значительно отличаются от тех величин, которые приведены в СП 42-101-2003 и стандарте «Газпром газораспределения». Это объясняется кардинальными изменениями в экономике и энергетике страны и является еще одним аргументом в пользу регулярного пересмотра нормативных документов.

Б. Газопотребление крупных агломераций (по результатам обработки данных о потреблении московского региона и Санкт-Петербурга с пригородами). Развитая, закольцованная сеть агломерации не позволяет считать совокупность абонентов, получающих газ от одной ГРС, отдельным агрегированным потребителем, как для большинства других регионов. Состав абонентов, подключенных к различным ГРС агломерации, не фиксирован. Физические потребители – субъекты промышленной и административно-хозяйственной деятельности – могут получать газ то от одной, то от другой ГРС¹¹. По большинству ГРС агломерации и в целом по агломерации имеет место незначительное снижение потребления в ночные часы. В остальное время суток колебания потребления нельзя объяснить естественными изменениями спроса в суточном разрезе. Графики потребления агломераций характеризуются высокой стабильностью: коэффициенты суточной неравномерности обычно не превышают 20 %. Отсюда следует, что при прогнозировании потребления крупных агломераций надо учитывать их индивидуальность, опыт эксплуатации.

В. Для ГРС, через которые производится снабжение областных центров, городов и населенных пунктов районного масштаба, $K_{\text{сут.н}}$ большей частью не превышает 20 %. Однако для некоторых ГРС значения $K_{\text{сут.н}}$ находятся в пределах 20...40 %, а для очень немногих ГРС $K_{\text{сут.н}}$ превышает 40 %, достигая 200 %. Отсюда вывод: к обоснованию коэффициентов k_{\max}^h даже потребителей одной категории необходим

¹¹ Что используется для планомерного проведения ремонтов на ГРС и трубопроводах агломерации.

дифференцированный подход. Для обоснования коэффициентов $K_{сут.н}$, $K_{сез.н}$ необходимо анализировать структуру потребления газа, ориентируясь в основном на статистику потребления последнего времени¹².

Г. Анализ графиков суточного потребления ГРС с существенной долей сектора «промышленность» показывает, что эти графики существенно зависят от структуры потребления. Наибольшие значения $K_{сут.н}$ характерны для потребителей агропромышленного комплекса, жилищно-коммунального хозяйства и населения. Более стабильны графики суточного потребления для легкой промышленности, машиностроения и металлообработки, стройиндустрии, некоторых других отраслей промышленности. Предприятия, использующие газ как сырье, фактически не меняют объемы потребления в течение суток.

Д. Следует помнить, что имеются исключения из п. Г: внутри групп потребления (по секторам и отраслям промышленности) может быть значительный разброс значений $K_{сут.н}$.

Е. В стандарте «Газпром газораспределения» приводятся значения k_{max}^h расхода газа для различных отраслей промышленности (см. таблицу Д.3 стандарта⁸). Сведений о предприятиях теплоэнергетики и электроэнергетики там не приводится¹³. Некоторые (но не все) предприятия этих отраслей характеризуются диапазоном разброса $K_{сез.н} = 1,1...1,4$ и весьма узким (1,0...1,1) диапазоном разброса $K_{сут.н}$. Последний для предприятия электроэнергетики зависит от технологии и может быть весьма существенным.

Ж. Значения $K_{сут.н}$ существенно различаются по регионам страны. Это объясняется климатическими условиями, преобладанием тех или иных промышленных производств и др.

З. Значения $K_{сез.н}$ агрегированных потребителей (регионов РФ) также существенно различаются по регионам, изменяясь в диапазоне 1,1...3. Наибольшие значения $K_{сез.н}$ характерны для южных регионов, малые значения – для

регионов с холодным климатом и некоторых регионов с преобладанием в структуре потребления промышленных предприятий, отличающихся стабильностью потребления в сезонном разрезе. Промежуточное положение занимает большая часть регионов с существенным преобладанием газа в топливном балансе.

И. Для $K_{сез.н}$ регионов РФ характерна стабильность во времени, однако имеет место тенденция к увеличению в годы с холодными зимами. Значения $K_{сез.н}$ агрегированных потребителей (ГРС) существенно зависят от структуры потребления. Как показало, например, статистическое исследование агрегированных потребителей Владимирской области, наибольшие значения $K_{сез.н}$ характерны для жилищно-коммунального хозяйства, населения, теплоэнергетики. Наиболее стабильным в сезонном разрезе оказалось потребление в стройиндустрии, легкой промышленности, электроэнергетике, некоторых других отраслях промышленности.

К. На представительной выборке данных о газопотреблении в Московском регионе показано, что в отопительный период при отсутствии жестких ограничений потребление увеличивается на 1 % при снижении температуры воздуха на 1 °С. Этим ориентиром можно пользоваться для оценки зависимости потребления от температуры. В то же время, для разных агрегированных потребителей региона имеет место существенное различие в графиках зависимости их потребления от среднесуточных температур воздуха.

Не комментируя подробно изложенные факты (см. пп. А–К), приведем лишь одну иллюстрацию к пп. Е и Ж. На рис. 2 представлена гистограмма распределения значений $K_{сут.н}$ по группе агрегированных потребителей одного из регионов РФ. Гистограмма представляет собой эмпирическую плотность вероятности величины $K_{сут.н}$. Все значения исследованной выборки попали в диапазон 1...1,95. Диапазон разбит шкалой на 40 интервалов, по вертикальной оси отложено количество потребителей, попавших в соответствующий интервал – ячейку шкалы. Видно, что $K_{сут.н}$ агрегированных потребителей изменяются в довольно широком диапазоне. Потребление некоторых абонентов практически не меняется в течение суток, т.е. $K_{сут.н} \approx 1$, тогда как есть потребители, для которых часовой максимум почти в 2 раза превышает среднесуточное потребление в час.

¹² То же замечание относится к п. А настоящего перечня.

¹³ В балансе газопотребления доля газа, приходящаяся на эти отрасли, весьма высока. Отсутствие данных о тепло- и электроэнергетике при наличии данных о «радиопромышленности» и табачной отрасли еще раз свидетельствует об архаичности утвержденного в 2019 г. стандарта «Газпром газораспределения». В период разработки первоначального прототипа этого документа все теплоэлектростанции и конденсационные электростанции работали на угле и мазуте.

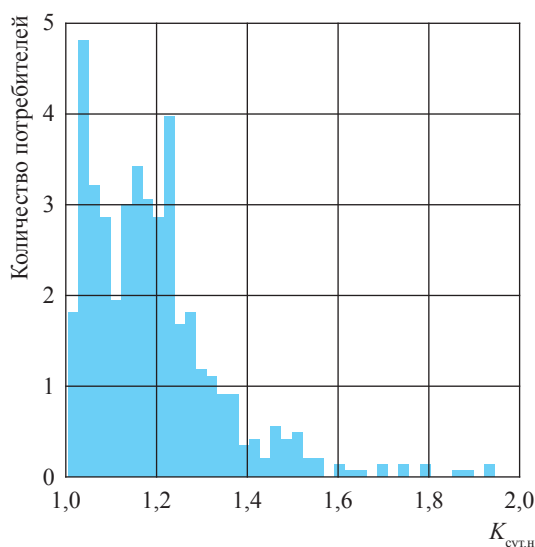


Рис. 2. Гистограмма распределения коэффициента суточной неравномерности группы агрегированных потребителей одного региона

Перспективы газификации. Возникает естественный вопрос: имеет ли смысл совершенствовать нормативные документы, влияющие на выбор резервов в системе газоснабжения? По данным ООО «Газпром межрегионгаз», на январь 2021 г. в 11 регионах РФ достигнута почти полная газификация [15], уровень газификации по стране оценивается в 71,4 %. По программе развития газификации на 2021–2025 гг. к 2025 г. этот показатель должен возрасти до 74,7 %. Для достижения этой цели ПАО «Газпром» предполагает инвестировать 876 млрд руб. Много это или мало?

Оправданны ли затраты? Ясно, что с ростом уровня газификации удельные затраты будут расти. Оставшиеся негазифицированными города и поселки городского типа расположены на значительном удалении от газотранспортных объектов ЕСГ. Негазифицированные населенные пункты в сельской местности либо удалены от распределительных систем, либо их население немногочисленно. По мере насыщения (увеличения доли газифицированных населенных пунктов и квартир) будут возрастать удельные затраты на газификацию. Рис. 3 иллюстрирует ситуацию. За период с 2007-го по 2014 г. индекс затрат вырос более чем в 2 раза. Относительная стабилизация индекса в последующие годы (2014–2020 гг.) не определяет тенденции. Очевидно, что в дальнейшем индекс неизбежно будет расти. Уже сейчас

газификация населения убыточна. Некоторое утешение состоит в том, что отдача затрат на газификацию не может быть сведена к доходам от продаж газа населению: газификация приводит к долговременным эффектам, трудно поддающимся денежной оценке. Потенциал ее роста еще не исчерпан. Достаточно упомянуть о новаторском опыте газификации Тюменской области¹⁴ [16], который показывает, что при умелом построении бизнес-процесса и учете региональных особенностей убыточные проекты газификации удастся перевести в разряд рентабельных.

Итак, развитие газификации остановится, достигнув уровня насыщения, и тем не менее рассматриваемая проблема рационального резервирования производственных мощностей в системе газоснабжения не будет снята с повестки дня. Даже при полной газификации территории придется развивать систему в связи с новым жилищным и промышленным строительством. Потребуется реконструкция объектов системы газоснабжения, исчерпавших технический ресурс (что может проявляться в снижении пропускной способности системы), появятся новые заявки на обеспечение газом объектов на газифицированных территориях. Это далеко не полный перечень ситуаций, при решении которых не обойти вопрос о резерве системы газоснабжения.

Наряду с методическими и процессуальными проблемами разработки и утверждения нормативной документации предстоит также решить институциональную проблему. Необходимо заинтересовать газосбытовые организации в подключении новых потребителей. Дилемма состоит в том, что, оставляя большой резерв, оператор СГР до минимума снижает вероятность невыполнения договорных обязательств¹⁵. Имея в виду печально известные события февраля 2021 г., когда рухнула система энергообеспечения штата Техас, стремление уйти от форсмажорных обстоятельств можно назвать «техасским синдромом». Именно техасским синдромом объясняется нежелание оператора СГР обнародовать реальный объем

¹⁴ Опыт Тюмени состоит в следующем: сначала был сформирован перечень объектов, подлежащих газификации. В процессе реализации планы не корректируются. При этом строительство осуществляется эффективно, насколько это возможно.

¹⁵ Насколько исправит ситуацию принятый недавно закон о бесплатной газификации в России, покажет ближайшее будущее.

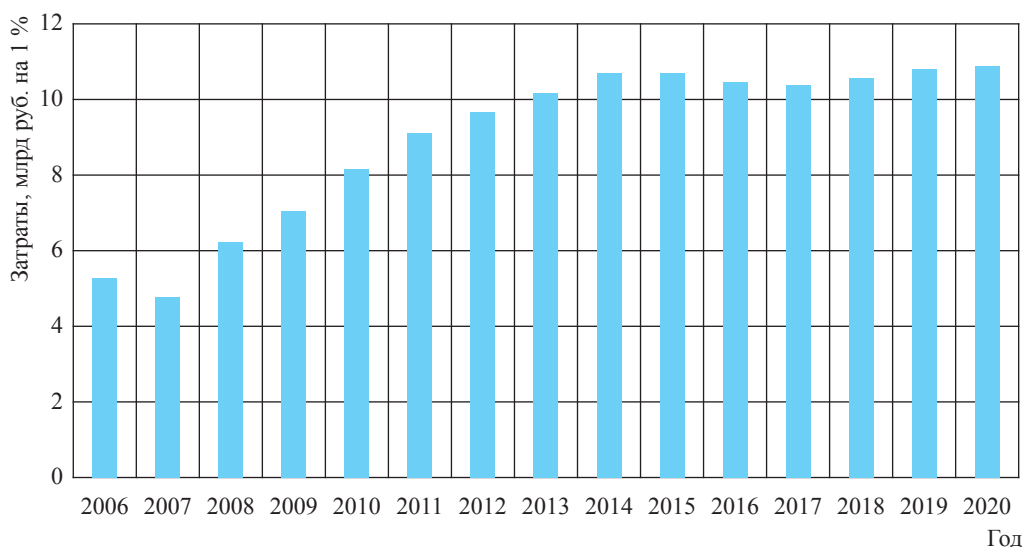


Рис. 3. Динамика затрат ПАО «Газпром» за 2006–2020 гг. на повышение уровня газификации на 1 %. (При расчетах учтена инфляция. Коэффициенты инфляции взяты по данным Росстата)

свободных мощностей системы. В этом заключается причина привязанности к сохранению архаичных нормативов. На наш взгляд, сокрытие истинного положения вещей – не лучший путь ведения бизнеса¹⁶. ПАО «Газпром» может позволить себе взвешенно подойти к проблеме газификации страны на переломном этапе ее развития.

Программа исследований. При разработке новой нормативной документации взамен действующего стандарта «Газпром газораспределения» целесообразно провести комплекс исследований, включив в него следующие мероприятия:

а) анализ реализации принятых решений по развитию региональных систем газоснабжения (сопоставление плана и факта на примере нескольких регионов);

б) анализ соответствия фактического потребления природного газа нормативным⁸ объемам потребления;

в) анализ влияния перехода с объемных на энергетические показатели при расчетах с потребителями;

г) анализ современной научно-технической информации о прогнозировании газопотребления (прежде всего, высокорейтинговой англоязычной периодики);

д) анализ нормативно-правовой и технологической документации в области газификации в экономически развитых странах¹⁷;

е) разработка методов и рекомендаций по учету влияния на объемы газопотребления научно-технического прогресса (увеличение доли ВИЭ в энергетическом балансе, совершенствование имеющихся и появление новых энергосберегающих технологий, изменение требований к качеству жизни и т.д.);

ж) разработка рекомендаций (проекта нормативного документа) по определению показателей загрузки МРГ, ГО, ГРС и СГР с учетом фактических данных о структуре спроса и режимах потребления;

з) разработка методов оптимального выбора структуры и параметров объектов системы газоснабжения с учетом нестационарности режимов течения (эффект аккумулярованного газа).

Прогноз газопотребления требуется при разработке генеральных схем газоснабжения и газификации регионов России, при принятии технических решений по структуре и производственным мощностям газораспределительных сетей. Спрос на газ определяется множеством факторов – экономических,

¹⁶ Заметим, что оператор не обладает правами управления резервом, сформировавшимся из-за завышенных, но не использованных в полном объеме заявок потребителей на подключение и использование имеющегося потенциала пропускной способности.

¹⁷ При заимствовании зарубежного опыта следует соблюдать осторожность, так как правовые и ценовые условия обычно оказываются несопоставимыми с нашими.

климатических, технологических, социальных – и меняется со временем из-за изменения этих факторов, условий жизни людей. Процедуры прогноза частично регламентируются нормативами федерального и корпоративного уровней. Нормативы несут печать архаичности, не учитывают реалий текущего момента. Необходимо переломить ситуацию,

безотлагательно разработав документы нового поколения. Это будет способствовать принятию обоснованных решений по функционированию и реконструкции газораспределительных сетей на этапе завершения газификации РФ в преддверии предстоящих преобразований в энергетическом хозяйстве страны.

Список литературы

1. Сухарев М.Г. Проблемы развития и реконструкции Единой системы газоснабжения / М.Г. Сухарев, М.Г. Рухлядко // Известия РАН. Энергетика. – 2011. – № 1. – С. 95–104.
2. Карасевич А.М. Особенности формирования стратегий развития газовой отрасли / А.М. Карасевич, М.Г. Сухарев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сб. материалов Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко. – Иркутск: Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения РАН, 2016. – С. 19–28.
3. Сухарев М.Г. Влияние фактора системной надежности на решения при планировании развития и реконструкции объектов системы газоснабжения / М.Г. Сухарев, Е.Р. Ставровский, В.С. Шелекета // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 1 (29): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 4–12.
4. Сухарев М.Г. Оперативный прогноз газопотребления с помощью дискретных передаточных функций / М.Г. Сухарев, А.А. Акоста, А.Г. Лапегина // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – № 10. – С. 42–48.
5. Аветисов А.Г. Оперативное прогнозирование газопотребления методом «функций с памятью» / А.Г. Аветисов, М.Г. Сухарев, М.А. Кравец // Газовая промышленность. – 2007. – № 9. – С. 60–62.
6. Somu N. A hybrid model for building energy consumption forecasting using long short term memory networks / N. Somu, G. Raman, K. Ramamritham // Applied Energy. – 2020. – Т. 261. – Ст. № 114131.
7. Bourdeau M. Modeling and forecasting building energy consumption: A review of datadriven techniques / M. Bourdeau, X. q. Zhai, E. Nefzaoui, et al. // Sustainable Cities and Society. – 2019. – Т. 48. – Ст. № 101533.
8. Anđelković A.S. Integration of weather forecast and artificial intelligence for a short-term city-scale natural gas consumption prediction / A.S. Anđelković, D. Bajatović // Journal of Cleaner Production. – 2020. – Т. 266. – Ст. № 122096.
9. Prado F. Forecasting based on an ensemble Autoregressive Moving Average – Adaptive neuro – Fuzzy inference system – Neural network – Genetic Algorithm Framework / F. Prado, M.C. Minutolo, W. Kristjanpoller // Energy. – 2020. – Т. 197. – Ст. № 117158.
10. Ravnik J. A method for natural gas forecasting and preliminary allocation based on unique standard natural gas consumption profiles / J. Ravnik, M. Hribersek // Energy. – 2019. – Т. 180. – С. 149–162.
11. Qian D. Accurate natural gas load hourly forecasting using ANN model trained with multiple parameters / D. Qian, P.H. Fox, B.L. See // 46th PSIG Annual Meeting, New Orleans, LA, USA. – 2015.
12. Gutierrez R. Forecasting total natural-gas consumption in Spain by using the stochastic Gompertz innovation diffusion model / R. Gutierrez, A. Nafidi, S.R. Gutierrez // Applied Energy. – 2005. – Т. 80. – С. 115–124.
13. Харин Ю.С. Оптимальность и робастность в статистическом прогнозировании / Ю.С. Харин. – Минск: БГУ, 2008. – 263 с.
14. Сухарев М.Г. Анализ и управление стационарными и нестационарными режимами транспорта газа / М.Г. Сухарев, Р.В. Самойлов. – М.: РГУ нефти и газа, 2016. – 399 с.
15. Густов С. Принципиально новая программа развития газоснабжения и газификации регионов РФ на период 2021–2025 гг. / С. Густов // Газовый бизнес. – 2021. – № 1. – С. 21.
16. Вахрин В. Тюменское новаторство: как извлечь пользу из ничего / В. Вахрин // Газовый бизнес. – 2021. – № 1. – С. 29.

The correct forecast of gas consumption is the key to the rational choice of the reserve of production capacities of gas distribution systems

N.M. Storonsky¹, M.G. Sukharev^{1,2}, R.V. Samoylov^{1*}, I.V. Tverskoy¹, A.A. Akosta¹

¹ Gazprom Promgaz JSC, Bld. 23, Vokzalnaya street, Vidnoye, Leninskiy district, Moscow region, 142702, Russian Federation

² National University of Oil and Gas «Gubkin University», Block 1, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: R.Samoilov@promgaz.gazprom.ru

Abstract. Gas consumption forecast is required for decision-making on the structure and production capacity in the design of gas distribution systems. In the conditions of incremental completion gasification of cities and settlements, the development of the territory and reconstruction of gas distribution networks continue due to new housing and industrial construction and changes in the gas demand. In either case, the quality of the technical decisions taken depends on how well the forecast demand for gas is substantiated. The article points out the factors influencing the volumes and schedules of gas consumption. The forthcoming tendencies of their change due to shifts in the world energy are revealed. A critical analysis of the specification documents governing the forecasting procedures is given, and recommendations for their improvement are suggested. Attention is drawn to the need for institutional changes between gas traders and consumers to reduce redundancy in gas distribution systems.

Keywords: forecast of gas consumption, distribution systems, gas consumption standards, coefficients of daily and seasonal irregularity, level of gasification.

References

1. SUKHAREV, M.G., M.G. RUKHLYADKO. Issues of developing and reconstructing Unified Gas Supply System [Problemy razvitiya i rekonstruktsii Yedinoy sistemy gazosnabzheniya]. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Energetika*, 2011, no. 1, pp. 95–104, ISSN 0002-3310. (Russ.).
2. KARASEVICH, A.M., M.G. SUKHAREV. [Osobennosti formirovaniya strategij razvitiya gazovoj otrasli]. In: *Methodic questions of investigating reliability of big power systems [Metodicheskiye voprosy issledovaniya nadezhnosti bolshikh system energetiki]: collected papers of the International scientific seminar named after Yu.N. Rudenko*. Irkutsk, Russia: Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 2016, pp. 19–28. (Russ.).
3. SUKHAREV, M.G., Ye.R. STAVROVSKIY, V.S. SHELEKETA. System reliability factor impact to decisions made while planning development and reconstruction of gas supply system objects [Vliyaniye faktora sistemnoy nadezhnosti na pesheniya pri planirovann razvitiya i rekonstruktsii obyektov gazosnabzheniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 1(29): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 4–12. ISSN 2306-8949. (Russ.).
4. SUKHAREV, M.G., A.A. AKOSTA, A.G. LAPEGINA. On-line forecast of gas consumption by means of discrete transfer functions [Operativnyy prognoz gazopotrebleniya s pomoshchyu diskretnykh peredatochnykh funktsiy]. *Avtomatizatsiya, Telemekhanizatsiya i Svyaz v Neftyanoy Promyshlennosti*, 2011, no. 10, pp. 42–48, ISSN 0132-2222. (Russ.).
5. AVETISOV, A.G., M.G. SUKHAREV, M.A. KRAVETS. Real-time forecasting of gas consumption using a “memo function” method [Operativnoye prognozirovaniye gazopotrebleniya metodom “funktsii s pamatyu”]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2007, no. 9, pp. 60–62, 0016-5581. (Russ.).
6. SOMU, N., G. RAMAN, K. RAMAMRITHAM. A hybrid model for building energy consumption forecasting using long short term memory networks. *Applied Energy*, 2020, vol. 261, no. 114131, ISSN 0306-2619.
7. BOURDEAU, M., X. q. ZHAI, E. NEFZAoui, et al. Modeling and forecasting building energy consumption: A review of datadriven techniques. *Sustainable Cities and Society*, 2019, vol. 48, no. 101533, ISSN 2210-6707.
8. ANĐELKOVIĆ, A.S., D. BAJATOVIĆ. Integration of weather forecast and artificial intelligence for a short-term city-scale natural gas consumption prediction. *Journal of Cleaner Production*, 2020, vol. 266, no. 122096, ISSN 0959-6526.
9. PRADO, F., M.C. MINUTOLO, W. KRISTJANPOLLER. Forecasting based on an ensemble Autoregressive Moving Average – Adaptive neuro – Fuzzy inference system – Neural network – Genetic Algorithm Framework. *Energy*, 2020, vol. 197, no. 117158, ISSN 0360-5442.
10. Ravnik, J., M. Hribersek. A method for natural gas forecasting and preliminary allocation based on unique standard natural gas consumption profiles. *Energy*, 2019, no. 180, pp. 149–162, ISSN 0360-5442.

11. QIAN, D., P.H. FOX, B.L. SEE. Accurate natural gas load hourly forecasting using ANN model trained with multiple parameters. In: *46th PSIG Annual Meeting*, New Orleans, LA, USA, 2015.
12. GUTIERREZ, R., A. NAFIDI, S.R. GUTIERREZ. Forecasting total natural-gas consumption in Spain by using the stochastic Gompertz innovation diffusion model. *Applied Energy*, 2005, vol. 80, pp. 115–124, ISSN 0306-2619.
13. KHARIN, Yu.S. Optimality and robustness in statistical forecasting [Optimalnost i robustnost v statisticheskom prognozirovanii]. Minsk: Belarussian State University, 2008. (Russ.).
14. SUKHAREV, M.G., R.V. SAMOYLOV. *Analysis and control of steady and transient regimes of gas transportation* [Analiz i upravleniye statsionarnymi i nestatsionarnymi rezhimami transporta gaza]. Moscow: Gubkin University, 2016. (Russ.).
15. GUSTOV, S. Conceptually new program of gas supply and gas infrastructure development in Russia's regions in 2021–2025 [Printsipialno novaya programma razvitiya gazosnabzheniya i gazifikatsii regionov RF na period 2021– 2025 gg.]. *Gazovyy Bisnes*, 2021, no. 1, pp. 21. (Russ.).
16. VAKHRIN, V. Tyumen pioneer work: a way to gain benefits from nothing [Tymenskoye novatorstvo: kak izvlech polzu iz nichego]. *Gazovyy Bisnes*, 2021, no. 1, pp. 29. (Russ.).

УДК [533+536]:622.691.4.053

Некоторые вопросы термодинамики процесса трубопроводного транспорта природного газа

В.А. Сулейманов

РГУ нефти и газа (НИУ) им. Губкина И.М., Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский п-т, д. 65, к.1.

E-mail: suleymanov.v@gubkin.ru

Тезисы. Рассмотрены основные положения термодинамики процесса трубопроводного транспорта природного газа, расчетным способом изучены особенности изменения значений коэффициента Джоуля – Томсона и изобарной и изохорной теплоемкостей природных газов в современных магистральных газопроводах высокого давления (вплоть до 27 МПа). Исследована типичная динамика изменения значений энтропии и энтальпии газа при продвижении газа по газопроводу. Кроме того, предложен новый макроскопический способ определения в рамках потенциала Леннарда – Джонса значений диаметров эффективного поперечного сечения соударения молекул таких легких компонентов природного газа, как метан, этан, пропан, азот и диоксид углерода.

Ключевые слова: транспорт природного газа, протяженный морской газопровод, уравнение состояния Ли – Кеслера – Плэкера, коэффициент Джоуля – Томсона, изобарная и изохорная теплоемкость, сверхкритическое состояние природного газа, потенциал Леннарда – Джонса.

В ряде публикаций последнего времени автор исследовал особенности тепловых режимов эксплуатации современных протяженных подводных газопроводов, отличающихся высокими рабочими давлениями, вплоть до 27 МПа. Было выявлено, что наиболее точным термическим уравнением состояния при типичных термобарических условиях эксплуатации этих объектов является уравнение Ли – Кеслера – Плэкера [1–5]. Необходимость выбора достоверного уравнения состояния в этом случае объясняется тем обстоятельством, что в современных газопроводах высокого давления часть времени природный газ при движении находится в особом состоянии – состоянии сверхкритического флюида, характеризующемся некоторыми необычными свойствами, которые не встречаются в типичных газопроводах с давлением до 12 МПа.

Кроме того, при расчете тепловых режимов эксплуатации газопровода рациональный выбор уравнения состояния позволяет проводить достоверные расчеты значений таких важных характеристик природного газа, как коэффициент Джоуля – Томсона и удельные теплоемкости, особенно на участках, где температура газовых потоков принимает значение температуры окружающей среды – придонных слоев морской воды или грунтов засыпки при траншейной укладке труб. Расчетные погрешности, допущенные при численном моделировании термогидравлических режимов работы газопроводов, могут привести к тому, что на проектной стадии не будут рассмотрены последствия таких потенциально опасных процессов, как возможное обмерзание трубы, ее обледенение, деградация теплых грунтов в основании трубопровода и т.п.

Моделирование гидравлики и тепловых режимов процесса трубопроводного транспорта природного газа

Термобарические параметры установившегося движения природного газа по магистральному газопроводу с постоянным внутренним диаметром рассчитываются с помощью следующей системы одномерных дифференциальных уравнений [6]:

$$\frac{d}{dx}(\rho w) = 0, \quad (1)$$

$$\frac{d}{dx}(p + \rho w^2) = -\lambda \frac{\rho |w| w}{2d_i} - g\rho\beta, \quad (2)$$

$$\frac{d}{dx} \left[h + \frac{w^2}{2} \right] = \frac{4U}{\rho w d_i} (T_{\text{ext}} - T) - g\beta. \quad (3)$$

где $p(x)$, $\rho(x)$, $w(x)$ и $T(x)$ – усредненные по поперечному сечению газопровода с эйлеровой координатой x давление, плотность, расходная скорость и температура транспортируемого газа соответственно; h – удельная энтальпия; d_i – внутренний диаметр труб; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; U – коэффициент теплообмена с окружающей средой; T_{ext} – локальная температура окружающей среды; β – локальный угловой коэффициент; g – ускорение свободного падения.

В приведенной системе уравнений (1)–(3) исключен вклад внешней работы, производимой над газом. В правой части уравнения сохранения импульса (2) второе слагаемое

$$-\lambda \frac{\rho |w| w}{2D}$$

является обобщением на турбулентный режим течения газа формулы для удельных потерь давления на трение, полученной в рамках точного решения уравнения Навье – Стокса для одномерного ламинарного течения вязкой жидкости (газа) по трубе [7].

При рассмотрении транспортировки природного газа как термодинамического процесса и выборе p и T в качестве независимых термодинамических параметров, решая систему уравнений (1)–(3), в качестве замыкающих используют следующие термодинамические соотношения:

- термическое уравнение состояния

$$\rho = \rho(P, T); \quad (4)$$

- калорическое уравнение состояния в виде полного дифференциала удельной энтальпии h :

$$dh = c_p(dT - Ddp), \quad (5)$$

где D – коэффициент адиабатного дросселирования (так называемый коэффициент Джоуля – Томсона); c_p – коэффициент теплоемкости газа при постоянном давлении (удельная изобарная теплоемкость).

Из формул (3) и (5) следует, что тепловой баланс газовых потоков включает вклады:

- теплоты, вырабатываемой за счет дросселирования потока;
- внешнего теплопритока;

- тепловых эквивалентов работы по изменению кинетической энергии потока и работы по подъему перемещаемого по трубопроводу газа в гравитационном поле.

Система одномерных уравнений (1)–(3) установившегося движения газа по трубопроводу получена на основе законов сохранения массы и импульса, превращения энергии газового потока и 1-го начала термодинамики применительно к движущемуся по газопроводу элементарному объему газа, имеющему форму цилиндра высотой dx и диаметром d_i , который соприкасается со стенкой трубы по всей боковой поверхности. Рассматриваемый элементарный объем газа, несмотря на свои малые физические размеры, содержит достаточно большое количество молекул, так что к нему можно применять законы статистической физики и термодинамики, т.е. рассматривать его как термодинамическую систему. Так, в современном газопроводе высокого давления с внутренним диаметром 1 м в объеме газа, имеющем форму цилиндра высотой $\Delta l = 10$ мм и диаметром 1 м, может содержаться до 10^{11} молекул. Определенная таким образом термодинамическая система – элементарный объем газа в виде цилиндра указанных размеров – является открытой, в которой осуществляется теплообмен через боковую поверхность с окружающей средой и обмен механической энергией в торцевых сечениях. Массообмен в торцевых сечениях отсутствует в соответствии с уравнением (1), что обеспечивает сохранение массы газа при его трубопроводной транспортировке. Кроме того, компонентный состав природного газа считается постоянным как вследствие подачи в газопровод газа постоянного состава, так и вследствие отсутствия химических превращений в транспортируемом природном газе.

Процесс трубопроводного транспорта газа с учетом теплообмена с окружающей средой и работы сил трения, очевидно, является неравновесным и необратимым. Однако, используя общепринятый в термодинамике подход, основанный на предположении о том, что рассматриваемый элементарный объем газа находится в локальном термодинамическом равновесии, можно решать систему уравнений (1)–(5) считая:

- что термодинамическое состояние элементарного объема газа возможно полностью определить двумя интенсивными

термодинамическими параметрами – давлением p и температурой T – и компонентным составом газа;

- к элементарному объему газа допустимо применять все количественные выводы классической равновесной термодинамики.

Решение этой системы уравнений можно рассматривать как последовательную совокупность значений термобарических и расходных параметров – давления, температуры, скорости – элементарного объема газа по мере его движения по газопроводу. Это означает, что с позиций термодинамики процесс транспортировки газа представляет собой цепочку последовательных переходов с временным

шагом $\frac{\Delta l}{w}$ рассматриваемого элементарного

контрольного объема газа из начального равновесного состояния (в начальном сечении газопровода) во все последующие равновесные состояния по направлению движения вплоть до конечного сечения газопровода. Таким образом определенный процесс транспортировки газа использует лагранжев подход к исследованию гидравлики газовых потоков.

Процесс, состоящий из непрерывной последовательности равновесных термодинамических состояний, относится к равновесным, что, строго говоря, справедливо только по отношению к достаточно медленным процессам. Близкими к равновесным являются такие процессы, при которых скорости изменения локальных параметров системы гораздо меньше скоростей их релаксации. Характерные времена протекания релаксационных процессов в газе при типичных для современных магистральных газопроводов значениях p и T не превышают 10^{-4} с [8]. С учетом размера выбранного нами элементарного объема газа видно, что соответствующий временной шаг его перехода из одного равновесного состояния в другое при движении по газопроводу существенно превосходит время релаксационных процессов в газе.

Из сказанного следует, что система дифференциальных уравнений (1)–(5) позволяет вместо реального процесса трубопроводного транспорта газа рассматривать воображаемый равновесный процесс транспортировки газа и рассчитывать одномерные (по длине газопровода) поля расходных и термобарических параметров, термодинамических потенциалов.

В уравнение энергии процесса транспортировки природного газа входит полный дифференциал удельной энтальпии h , который определяется значениями c_p и D . D задается по одному из равенств формулы

$$D = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_h = -\frac{1}{c_p} \left(\frac{\partial h}{\partial p} \right)_T. \quad (6)$$

Коэффициент Джоуля – Томсона можно выразить через удельную изобарную теплоемкость c_p , газовую постоянную природного газа R и производную по температуре при постоянном давлении коэффициента сжимаемости Z (из обобщенного уравнения Клапейрона) по температуре:

$$D = \frac{RT^2}{c_p p} \left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_p. \quad (7)$$

Для вычисления коэффициента Джоуля – Томсона в настоящей работе мы использовали первое из двух равенств уравнения (6) с целью уменьшения расчетных погрешностей, поскольку в этом случае нет необходимости в использовании значений c_p , так как экспериментальное или расчетное определение изобарной теплоемкости сопряжено с дополнительными погрешностями.

Индекс h у частной производной в уравнении (6) означает заданное значение избыточной энтальпии, поскольку абсолютное значение энтальпии по определению неизвестно. Таким образом, рассматриваемая частная производная от температуры по давлению берется для условий процесса, при котором значение избыточной энтальпии остается постоянным.

Термическое уравнение состояния Ли – Кеслера – Плэкера

С. Уэйлес [9] на основе анализа большого экспериментального расчетного материала приходит к выводу, что термическое уравнение состояния Ли – Кеслера – Плэкера (ТУС ЛКП) можно считать наиболее точным из всех имеющихся на настоящий момент уравнений состояния, пригодных для расчета фазового равновесия «пар – жидкость» углеводородных систем и таких их калорических термодинамических характеристик, как энтальпия, изохорная и изобарная теплоемкости. Кроме того, есть основание считать это уравнение наиболее точным для расчетов коэффициента сжимаемости легких углеводородных систем в сверхкритической (по температуре и давлению) области [1, 10].

Основные формульные зависимости ТУС ЛКП представлены Ли и Кеслером в работе 1975 г. [11], а позднее были предложены модифицированные правила суммирования соответствующих зависимостей для газовых смесей [12]. Рассматриваемое уравнение состояния использует принцип соответственных состояний, когда за основные исходные параметры берутся приведенное давление, приведенная температура, а также ацентрические факторы чистых газов или их смесей. В ТУС ЛКП для смеси газов, состоящей из n индивидуальных газов, коэффициент сверхсжимаемости Z и избыточная энтропия для заданных значений p и T определяются по алгоритму, приведенному ниже (см. пп. А–В).

А. Для заданного состава газа определяются псевдокритическое давление ($p^{кп}$), псевдокритическая температура ($T^{кп}$) и ацентрический фактор (ω) по нижеследующему алгоритму. Компоненты газа задаются значениями критического давления $p_i^{кп}$, критической температуры $T_i^{кп}$, ацентрического фактора ω_i и газовой постоянной R_i , а также своими мольными долями y_i ($i = 1, n$). Далее с использованием следующей последовательности формул рассчитываются значения $p^{кп}$, $T^{кп}$, $v^{кп}$ и ω ($i, j, k = 1, n$):

$$Z_i^{кп} = 0,2905 - 0,085\omega_i, \quad (8)$$

$$v_i^{кп} = \frac{Z_i^{кп} R_i T_i^{кп}}{p_i^{кп}}, \quad (9)$$

$$v_{jk}^{кп} = \frac{1}{8} [(v_j^{кп})^{1/3} + (v_k^{кп})^{1/3}]^3, \quad (10)$$

$$v^{кп} = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n y_j y_k v_{jk}^{кп}, \quad (11)$$

$$T_{jk}^{кп} = (T_j^{кп} T_k^{кп})^{1/2} k_{jk}, \quad (12)$$

$$T^{кп} = \frac{1}{v^{кп n}} \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n y_j y_k (v_{jk}^{кп})^n T_{jk}^{кп}, \quad (13)$$

$$\omega = \sum_{i=1}^n \omega_i, \quad (14)$$

$$p^{кп} = (0,2905 - 0,085\omega) \frac{RT^{кп}}{v^{кп}}. \quad (15)$$

В уравнении (15) R – газовая постоянная рассматриваемой смеси, которая рассчитывается через газовые постоянные индивидуальных компонентов с помощью аддитивной формулы; значения показателя степени η и параметров бинарного взаимодействия k_{ij} определяются компонентным составом газа.

Указанный алгоритм позволяет рассчитывать значения $p^{кп}$ и $T^{кп}$ смеси газа. Ацентрический фактор ω газа рассчитывается по аддитивной формуле.

Полученные значения $T^{кп}$ указывают на то, что характерные для подводных магистральных газопроводов температуры газа от минус 20 °С и выше по меньшей мере на 60 градусов превышают криконтенеры транспортируемых природных газов; сказанное справедливо и для значений давления трубопроводной транспортировки природных газов относительно значений криконтенбаров. Это указывает на то, что термобарические параметры природного газа, транспортируемого по подводным магистральным газопроводам, находятся глубоко в закритической области, а сам газ в этом состоянии можно отнести к так называемым сверхкритическим флюидам (СКФ).

Б. При заданных значениях p и T газа определяются значения приведенного давления ($p^{пп}$) и температуры ($T^{пп}$) газа:

$$p^{пп} = \frac{p}{p^{кп}}, \quad (16)$$

$$T^{пп} = \frac{T}{T^{кп}}. \quad (17)$$

В. Коэффициент сжимаемости Z определяется с помощью разложения Питцера:

$$Z = Z^{(0)} + \frac{\omega}{0,3978} (Z^{(s)} - Z^{(0)}), \quad (18)$$

где коэффициент $Z^{(0)}$ характеризует сжимаемость так называемой «простой» жидкости, а второе слагаемое в правой части представляет собой поправку на отклонение от поведения «простой» жидкости; коэффициент $Z^{(s)}$ характеризует сжимаемость так называемой «эталонной» жидкости. В ТУС ЛКП используются «свои» жидкости – «простая» и «эталонная», которым соответствуют конкретные значения расчетных параметров, входящих в уравнения (11)–(16). Так, из формулы (16) следует,

что в ТУС ЛКП в качестве «эталонной» жидкости используется н-октан, для которого $\omega = 0,3978$. Что касается «простой» жидкости, то при выводе соответствующих корреляционных зависимостей использовались данные о метане, аргоне и криптоне. Коэффициенты сжимаемости $Z^{(0)}$ и $Z^{(\varepsilon)}$ следующим образом выражаются через расчетные величины $v^{np(0)}$ и $v^{np(\varepsilon)}$:

$$Z^{(0)} = \frac{p^{np} v^{np(0)}}{T^{np}}. \quad (19)$$

$$Z^{(\varepsilon)} = \frac{p^{np} v^{np(\varepsilon)}}{T^{np}}. \quad (20)$$

Величины $v^{np(0)}$ и $v^{np(\varepsilon)}$ можно рассчитать методом подбора из следующих уравнений, подобных термическому уравнению состояния Бенедикта – Уэбба – Рубина:

$$\frac{p^{np} v^{np(0)}}{T^{np}} = 1 + \frac{B^{(0)}}{v^{np(0)}} + \frac{C^{(0)}}{(v^{np(0)})^2} + \frac{D^{(0)}}{(v^{np(0)})^5} + \frac{0,042724}{T_s^3 (v^{np(0)})^2} \left(\beta + \frac{\gamma}{(v^{np(0)})^2} \right), \exp\left(-\frac{\gamma}{(v^{np(0)})^2}\right); \quad (21)$$

$$\frac{p^{np} v^{np(\varepsilon)}}{T^{np}} = 1 + \frac{B^{(1)}}{v^{np(\varepsilon)}} + \frac{C^{(1)}}{(v^{np(\varepsilon)})^2} + \frac{D^{(1)}}{(v^{np(\varepsilon)})^5} + \frac{0,041577}{T^{np^3} (v^{np(\varepsilon)})^2} \left(\beta + \frac{\gamma}{(v^{np(\varepsilon)})^2} \right), \exp\left(-\frac{\gamma}{(v^{np(\varepsilon)})^2}\right). \quad (22)$$

Коэффициенты $B^{(0)}$, $C^{(0)}$, $D^{(0)}$ и $B^{(\varepsilon)}$, $C^{(\varepsilon)}$, $D^{(\varepsilon)}$ следующим образом зависят от T^{np} и параметров из табл. 1:

$$B = b_1 - \frac{b_2}{T^{np}} - \frac{b_3}{(T^{np})^2} - \frac{b_4}{(T^{np})^3}, \quad (23)$$

$$C = c_1 - \frac{c_2}{T^{np}} + \frac{c_3}{(T^{np})^3}, \quad (24)$$

$$D = d_1 + \frac{d_2}{T^{np}}, \quad (25)$$

причем значения коэффициентов $B^{(0)}$, $C^{(0)}$, $D^{(0)}$ определяются параметрами из 2-го столбца табл. 1, а значения коэффициентов $B^{(\varepsilon)}$, $C^{(\varepsilon)}$, $D^{(\varepsilon)}$ – параметрами из 3-го столбца. Это относится также и к параметрам β и γ , которые берутся непосредственно из табл. 1.

Решив уравнения (22) и (23) относительно $v^{np(0)}$ и $v^{np(\varepsilon)}$ соответственно, находим из уравнений (20) и (21) значения $Z^{(0)}$ и $Z^{(\varepsilon)}$, что позволяет получить из уравнения (19) значение полного

Таблица 1

Значения параметров ТУС ЛКП

Константа	Простая жидкость	Эталонная жидкость
b_1	0,1181193	0,2026579
b_2	0,265728	0,331511
b_3	0,154790	0,027655
b_4	0,030323	0,203499
c_1	0,02366744	0,0313385
c_2	0,0186984	0,0503618
c_3	0,0	0,016901
c_4	0,042724	0,041577
$d_1 \cdot 10^4$	0,155488	0,48736
$d_2 \cdot 10^4$	0,623680	0,0740336
β	0,65392	1,226
γ	0,060167	0,03754

Таблица 2

Критические параметры и ацентрические факторы компонентов природного газа

Компонент	Молекулярный вес	$T_{кр}$, К	$p^{кр}$, МПа	$v^{кр}$, м ³ /кг	ω
CH ₄	16,043	190,55	4,600	0,00622	0,0103
C ₂ H ₆	30,07	306,45	4,884	0,00489	0,0986
C ₃ H ₈	44,094	369,8	4,264	0,00454	0,1524
CO ₂	44,01	304,19	7,381	0,00211	0,231
N ₂	28,013	126,25	3,394	0,00317	0,04

Таблица 3

Параметры бинарных взаимодействий компонентов природного газа

k_{ij}	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	CO ₂	N ₂
CH ₄	1	1,052	1,11	0,975	0,977
C ₂ H ₆	1,052	1	1,075	0,938	1,082
C ₃ H ₈	1,11	1,075	1	0,905	1,112
CO ₂	0,975	0,938	0,905	1	1,10
N ₂	0,977	1,082	1,112	1,10	1

коэффициент сжимаемости Z . Таким образом, полностью определяется PVT¹-поведение природного газа в газообразном состоянии.

Все расчеты свойств природных газов, транспортируемых по газопроводам, проводились для двух смесей углеводородных и неуглеводородных газов – «легкого» 4-компонентного природного газа состава CH₄ ($y_1 = 95\%$), C₂H₆ ($y_2 = 3\%$), CO₂ ($y_3 = 1\%$), N₂ ($y_4 = 1\%$) и «тяжелого» 5-компонентного природного газа состава CH₄ ($y_1 = 88\%$), C₂H₆ ($y_2 = 5\%$), C₃H₈ ($y_3 = 3\%$), CO₂ ($y_4 = 2\%$), N₂ ($y_5 = 2\%$). Молекулярные веса «легкого» и «тяжелого» газов составляют 16,86 и 18,38 соответственно. В табл. 2 и 3 приведены основные параметры, входящие в расчетные соотношения для указанных индивидуальных газов.

Показатель η в уравнении (13) берется равным единице из-за малого отклонения «усредненной» молекулярной структуры рассматриваемого газа от симметричности, о чем свидетельствуют малые расчетные значения ацентрического фактора 0,0155 и 0,0249 для «легкого» и «тяжелого» газов соответственно [3].

Дроссельный эффект Джоуля – Томсона

Избыточная удельная энтальпия Δh определяется через расчетные избыточные энтальпии для «простой» ($\Delta h^{(0)}$) и «эталонной» ($\Delta h^{(s)}$) жидкостей с помощью разложения Питцера, что является прямым следствием линейной зависимости энтальпии Δh от частной производной коэффициента Z по температуре при постоянном давлении:

$$\Delta h = \Delta h^{(0)} + \frac{\omega}{0,3978} (\Delta h^{(s)} - \Delta h^{(0)}), \quad (26)$$

где значения избыточных энтальпий $\Delta h^{(0)}$ и $\Delta h^{(s)}$ определяются по соответствующим уравнениям

$$\frac{\Delta h^{(0)}}{RT^{np}} = T^{кр} \left\{ Z^{(0)} - \frac{b_2 + \frac{2b_3}{T^{np}} + \frac{3b_4}{(T^{np})^2}}{T^{np} v^{np(0)}} - \frac{c_2 - \frac{3c_3}{(T^{np})^2}}{2T^{np} (v^{np(0)})^2} + \frac{d_2}{5T^{np} (v^{np(0)})^3} + 3E^{(0)} \right\} \quad (27)$$

$$\text{и } \frac{\Delta h^{(s)}}{RT^{np}} = T^{кр} \left\{ Z^{(s)} - \frac{b_2 + \frac{2b_3}{T^{np}} + \frac{3b_4}{(T^{np})^2}}{T^{np} v^{np(s)}} - \frac{c_2 - \frac{3c_3}{(T^{np})^2}}{2T^{np} (v^{np(s)})^2} + \frac{d_2}{5T^{np} (v^{np(s)})^3} + 3E^{(s)} \right\}. \quad (28)$$

¹ PVT – аббревиатура от *англ.* pressure, volume, temperature (давление, объем, температура).

Расчетные величины $v^{пр(0)}$ и $v^{пр(э)}$, как и ранее, являются корнями уравнений (21) и (22) соответственно.

Параметры, входящие в уравнения (27) и (28) и в формулу

$$E = \frac{c_4}{2T_r^3 \gamma} \left\{ \beta + 1 - \left(\beta + 1 + \frac{\gamma}{v_r^2} \right) \cdot \exp \left(-\frac{\gamma}{v_r^2} \right) \right\}, \quad (29)$$

для расчета для корректирующего коэффициента E , используются так же, как и в вышеприведенных выражениях: $E^{(0)}$ и $\Delta h^{(0)}$ определяются по параметрам 2-го столбца табл. 1, а $E^{(э)}$ и $\Delta h^{(э)}$ – по параметрам 3-го столбца табл. 1.

В табл. 4 приведены значения дифференциального коэффициента Джоуля – Томсона для «легкого» газа в зависимости от значений p и T газа в интервалах от 6 до 24 МПа и от минус 20 до плюс 30 °С соответственно. Видно, что расчетные значения D отражают известный эффект уменьшения значений коэффициента Джоуля – Томсона с ростом давления.

Понижение температуры неидеального газа в процессе Джоуля – Томсона объясняется тем, что с падением давления газ расширяется и увеличивается расстояние между молекулами, что сопровождается выполнением работы против сил притяжения между молекулами. За счет этой работы в адиабатном процессе уменьшается кинетическая энергия молекул, и, как следствие, понижается температура газа.

Поскольку с ростом давления уменьшается коэффициент объемного сжатия газа, то, соответственно, уменьшаются и потери внутренней энергии при расширении газа, и, следовательно, температура газа понижается на меньшую величину при одинаковом падении давления.

Для оценки влияния молекулярного веса газа на значения коэффициента Джоуля – Томсона в табл. 5 приведены его значения при температуре 0 °С для «тяжелого» природного газа.

Сравнение табл. 4 и 5 показывает, что с ростом давления значения D для «тяжелого» газа уменьшаются быстрее соответствующих значений для «легкого» газа. Это явление связано с тем, что с ростом давления коэффициент объемного сжатия более тяжелого газа уменьшается более интенсивно, и, следовательно, значения коэффициента Джоуля – Томсона для более «тяжелого» газа уменьшаются более быстрыми темпами.

Динамика значений коэффициента Джоуля – Томсона находит свое объяснение в молекулярно-кинетической теории и отражает изменение в характере межмолекулярного взаимодействия в реальных газах в критической области. При росте давления и соответствующем уплотнении флюида ведущую роль в межмолекулярных взаимодействиях начинают играть силы отталкивания между молекулами по сравнению с силами притяжения.

Таблица 4

Значения D , °С/бар, для «легкого» газа

T , °С	p , МПа									
	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
–20	0,576	0,513	0,419	0,322	0,242	0,183	0,139	0,106	0,081	0,061
–10	0,530	0,482	0,411	0,322	0,260	0,231	0,159	0,125	0,097	0,76
0	0,489	0,449	0,349	0,331	0,269	0,216	0,173	0,144	0,113	0,088
10	0,462	0,419	0,374	0,323	0,270	0,222	0,182	0,149	0,121	0,098
20	0,419	0,390	0,353	0,311	0,266	0,223	0,187	0,155	0,129	0,106
30	0,388	0,362	0,332	0,305	0,258	0,221	0,187	0,158	0,133	0,112

Таблица 5

Значения D , °С/бар, для «тяжелого» природного газа

T , °С	p , МПа									
	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
–20	0,631	0,551	0,424	0,307	0,223	0,164	0,122	0,091	0,068	0,050
–10	0,580	0,518	0,429	0,332	0,251	0,190	0,146	0,112	0,086	0,065
0	0,535	0,488	0,419	0,340	0,267	0,210	0,164	0,129	0,102	0,079
10	0,493	0,455	0,401	0,338	0,275	0,221	0,178	0,143	0,115	0,092
20	0,455	0,424	0,380	0,328	0,276	0,227	0,187	0,153	0,125	0,101
30	0,418	0,394	0,358	0,315	0,271	0,228	0,189	0,159	0,132	0,109

При значениях давления, начиная с которых при данной температуре газа данного компонентного состава силы отталкивания между его молекулами начинают превалировать, меняется характер изменения энтальпии: при переходе через указанное давление энтальпия проходит через минимум и с ростом давления начинает увеличиваться. Именно в точке минимума изотермы энтальпии происходит инверсия эффекта Джоуля – Томсона, когда коэффициент меняет свой знак на противоположный; при этом охлаждение газа при дросселировании заменяется его нагревом. Это явление происходит при таких расстояниях между молекулярными структурами, когда доминируют силы отталкивания; при этом уменьшение давления влечет за собой уменьшение потенциальной энергии сил отталкивания, соответствующему увеличению кинетической энергии молекул и, следовательно, рост температуры газа, который приводит к отрицательному значению коэффициента Джоуля – Томсона.

Здесь необходимо указать, что при условиях транспортировки природного газа в современных подводных газопроводах при рабочих давлениях, достигающих значений 25...27 МПа, инверсии эффекта Джоуля – Томсона не происходит, т.е. он остается положительным по всей длине газопроводов. Интегральный дроссельный эффект вносит определяющий вклад в тепловой баланс транспортируемого газа после достижения температурой транспортируемого газа температуры окружающей среды – придонных слоев морской воды или грунтов зашки при траншейной укладке труб.

Это может приводить в конечном счете к попаданию температуры газа в зону отрицательных значений, что может вызвать такие потенциально опасные процессы, как обмерзание и обледенение труб газопровода, деградация грунтов на теплых участках и т.п. (см., например, монографию Г.И. Курбатовой и др. [13]).

Примером осложнений, связанных со значительным охлаждением природного газа в подводном газопроводе, является потенциальная возможность возникновения опасного для трубопровода процесса морозного пучения грунтов в прибрежной зоне при пересечении газопроводом береговой линии. Так, описан [14] случай морозного пучения на одном из конечных береговых участков газопровода в Северном море. На конечном донном участке британской нитки FUKA

двухниточного магистрального газопровода диаметром 812,8 мм (толщина стенки трубы – 19,05 мм) от морского месторождения Фригг до терминала в Сент-Фергюссене, где температура транспортируемого газа в зимнее время за время наблюдения составляла –3...–6 °С, в течение нескольких лет были отмечены сезонные локальные поднятия грунта (до 140 см). Эти локальные поднятия на опасном участке удалось устранить после замены пучиноопасных (илистых) грунтов в основании газопровода на крупнодисперсный песок, в котором геокриологические процессы существенно ослабляются и промерзание влаги не сопровождается пучением.

Изобарная и изохорная теплоемкости

В рамках ТУС ЛКП изохорная теплоемкость реального газа (c_V) определяется как сумма изохорной теплоемкости в предельно разреженном (идеальногазовом при нулевом давлении) состоянии (c_V^*) и функции отклонения изохорной теплоемкости реального газа от газа в идеальном состоянии (Δc_V):

$$c_V = \Delta c_V + c_V^*. \quad (30)$$

Аналогичное выражение справедливо и для изобарной теплоемкости реального газа:

$$c_p = \Delta c_p + c_p^*. \quad (31)$$

Как известно, изохорная теплоемкость газа в идеальногазовом состоянии может быть определена через соответствующую изобарную теплоемкость c_p^* с помощью формулы Мейера

$$c_V^* = c_p^* - R. \quad (32)$$

Изобарная теплоемкость в идеальногазовом состоянии обычно рассчитывается с помощью корреляционных формул, описывающих зависимость теплоемкости от температуры. В настоящей работе используется корреляционная зависимость, полученная на основе квантовомеханической интерпретации данных спектроскопических исследований молекул индивидуальных газов [15]:

$$c_p^* = \alpha + \delta T + \theta T^2 + \frac{\tau}{\sqrt{T}}. \quad (33)$$

Значения коэффициентов формулы (33) [15] для некоторых индивидуальных

газов, кроме этана и пропана, приведены в табл. 6 и определяют значения c_p^* в джоулях на грамм на кельвин. Значения расчетных коэффициентов для этана и пропана в табл. 6 были получены при обработке корреляционных зависимостей [16] для этих газов.

Изобарная теплоемкость газовой смеси в предельно разреженном состоянии обычно определяется с помощью аддитивных формул через соответствующие значения изобарных теплоемкостей индивидуальных газов в идеальном газе состоянии и их молярные доли. Изохорная теплоемкость газовой смеси (c_v^*) определяется с помощью формулы Майера, где R – газовая постоянная соответствующей газовой смеси.

Функция отклонения изохорной теплоемкости реального газа от газа в идеальном состоянии определяется из уравнений (34)–(36):

$$\Delta c_v = \Delta c_v^{(0)} + \frac{\omega}{0,3978} (\Delta c_v^{(\infty)} - \Delta c_v^{(0)}), \quad (34)$$

$$\frac{\Delta c_v^{(0)}}{R} = \frac{2 \left(b_3 + 3 \frac{b_4}{T^{np}} \right)}{(T^{np})^2 v^{np(0)}} - 3 \frac{c_3}{(T^{np})^3 (v^{np(0)})^2} - 6E^{(0)}, \quad (35)$$

$$\frac{\Delta c_v^{(\infty)}}{R} = \frac{2 \left(b_3 + 3 \frac{b_4}{T^{np}} \right)}{(T^{np})^2 v^{np(\infty)}} - 3 \frac{c_3}{(T^{np})^3 (v^{np(\infty)})^2} - 6E^{(\infty)}. \quad (36)$$

Функции отклонения изобарной теплоемкости реального газа от газа в идеальном состоянии определяется из уравнений (37)–(43):

$$\Delta c_p = \Delta c_p^{(0)} + \frac{\omega}{0,3978} (\Delta c_p^{(\infty)} - \Delta c_p^{(0)}); \quad (37)$$

$$\frac{\Delta c_p^{(0)}}{R} = \frac{\Delta c_v^{(0)}}{R} - 1 - T^{np} \frac{(F^{(0)})^2}{G^{(0)}}; \quad (38)$$

$$F^{(0)} = \frac{1}{v^{np(0)}} \left\{ 1 + \frac{b_1 + \frac{b_3}{(T^{np})^2} + 2 \frac{b_4}{(T^{np})^3}}{v^{np(0)}} + 2 \frac{c_1 - 2 \frac{c_3}{(T^{np})^3}}{(v^{np(0)})^2} + \frac{d_1}{5(v^{np(0)})^5} - \frac{c_4}{(T^{np})^3 (v^{np(0)})^2} \times \right. \\ \left. \times \left[\left(\beta + \frac{\gamma}{(v^{np(0)})^2} \right) \exp \left(- \frac{\gamma}{(v^{np(0)})^2} \right) \right] \right\}; \quad (39)$$

$$G^{(0)} = - \frac{T^{np}}{(v^{np(0)})^2} \left\{ 1 + 2 \frac{B}{v^{np(0)}} + 3 \frac{C}{(v^{np(0)})^2} + 6 \frac{D}{(v^{np(0)})^5} + \frac{c_4}{(T^{np})^3 (v^{np(0)})^2} \times \right. \\ \left. \times \left[3\beta + \left\{ 5 - 2 \left(\beta + \frac{\gamma}{(v^{np(0)})^2} \right) \right\} \frac{\gamma}{(v^{np(0)})^2} \right] \exp \left(- \frac{\gamma}{(v^{np(0)})^2} \right) \right\}; \quad (40)$$

Таблица 6

Коэффициенты формулы (34) для индивидуальных газов

Газ	α	δ	θ	τ
CH ₄	1,897	4,672 · 10 ⁻⁵	3,646 · 10 ⁻⁶	0
C ₂ H ₆	1,368	-3,894 · 10 ⁻⁵	3,821 · 10 ⁻⁶	0
C ₃ H ₈	1,414	3,245 · 10 ⁻⁵	2,532 · 10 ⁻⁶	0
C ₈ H ₁₈	0,290	3,964 · 10 ⁻³	0	0
CO ₂	1,373	2,412 · 10 ⁻⁴	5,969 · 10 ⁻⁸	-10,392
N ₂	1,051	-1,228 · 10 ⁻⁴	2,767 · 10 ⁻⁷	0
CO	1,061	-1,771 · 10 ⁻⁴	3,646 · 10 ⁻⁷	0
H ₂	11,945	0,011	-1,13 · 10 ⁻⁵	0
O ₂	0,892	1,417 · 10 ⁻⁵	2,754 · 10 ⁻⁷	0

$$\frac{\Delta c_p^{(s)}}{R} = \frac{\Delta c_v^{(s)}}{R} - 1 - T^{np} \frac{(F^{(s)})^2}{G^{(s)}}; \quad (41)$$

$$F^{(s)} = \frac{1}{v^{np(s)}} \left\{ 1 + \frac{b_1 + \frac{b_3}{(T^{np})^2} + 2 \frac{b_4}{(T^{np})^3}}{v^{np(s)}} + 2 \frac{c_1 + 2 \frac{c_3}{(T^{np})^3}}{(v^{np(s)})^2} + \frac{d_1}{5(v^{np(s)})^5} - \frac{c_4}{(T^{np})^3 (v^{np(s)})^2} \times \right. \\ \left. \times \left[\left(\beta + \frac{\gamma}{(v^{np(s)})^2} \right) \exp \left(-\frac{\gamma}{(v^{np(s)})^2} \right) \right] \right\}; \quad (42)$$

$$G^{(s)} = -\frac{T^{np}}{(v^{np(s)})^2} \left\{ 1 + 2 \frac{B}{v^{np(s)}} + 3 \frac{C}{(v^{np(s)})^2} + 6 \frac{D}{(v^{np(s)})^5} + \frac{c_4}{(T^{np})^3 (v^{np(s)})^2} \times \right. \\ \left. \times \left[3\beta + \left\{ 5 - 2 \left(\beta + \frac{\gamma}{(v^{np(s)})^2} \right) \right\} \frac{\gamma}{(v^{np(s)})^2} \right] \exp \left(-\frac{\gamma}{(v^{np(s)})^2} \right) \right\}. \quad (43)$$

Все коэффициенты в формулах (39), (40) определяется значениями параметров 2-го столбца табл. 1, а в формулах (42), (43) – значениями параметров 3-го столбца табл. 1.

Приведенный выше алгоритм использовался для проведения расчетов значений изобарной и изохорной теплоемкостей в интервале значений температур и давлений, характерных для условий работы современных подводных магистральных газопроводов. В табл. 7 и 8 приведены соответственно значения изобарной и изохорной теплоемкостей «легкого» и «тяжелого» природных газов при температуре -20°C , в табл. 9 и 10 – при температуре 0°C , в табл. 11 и 12 – при температуре $+20^\circ\text{C}$.

Таблица 7

Значения изобарной и изохорной теплоемкостей «легкого» природного газа при -20°C , Дж/(г·К)

p , МПа	c_p	c_v
8	3,5332	1,7828
10	3,9497	1,8102
12	4,0670	1,8214
14	3,9662	1,8213
16	3,7866	1,8169
18	3,6009	1,8124
20	3,4349	1,8092
22,5	3,2636	1,8073
25	3,1287	1,8072

Таблица 8

Значения изобарной и изохорной теплоемкостей «тяжелого» природного газа при -20°C , Дж/(г·К)

p , МПа	c_p	c_v
8	3,7557	1,7867
10	4,1302	1,8076
12	4,0648	1,8089
14	3,8303	1,8023
16	3,5866	1,7957
18	3,3792	1,7913
20	3,2142	1,7891
22,5	3,0571	1,7886
25	2,9399	1,7899

Таблица 9

Значения изобарной и изохорной теплоемкостей «легкого» природного газа при 0°C , Дж/(г·К)

p , МПа	c_p	c_v
8	3,0741	1,7800
10	3,3549	1,8054
12	3,5461	1,8231
14	3,6153	1,8330
16	3,5918	1,8370
18	3,5190	1,8374
20	3,4269	1,8366
22,5	3,3081	1,8351
25	3,1979	1,8344

Таблица 10

Значения изобарной и изохорной теплоемкостей «тяжелого» природного газа при 0°C , Дж/(г·К)

p , МПа	c_p	c_v
8	3,1373	1,7717
10	3,4434	1,7961
12	3,5956	1,8101
14	3,5928	1,8151
16	3,5060	1,8150
18	3,3903	1,8130
20	3,2728	1,8109
22,5	3,1393	1,8092
25	3,0266	1,8087

Таблица 11

Значения изobarной и изохорной теплоемкостей «легкого» природного газа при +20 °С, Дж/(г·К)

p , МПа	c_p	c_v
8	2,8549	1,7925
10	3,0470	1,8137
12	3,2054	1,8309
14	3,3084	1,8435
16	3,3526	1,8517
18	3,3520	1,8566
20	3,3216	1,8592
22,5	3,2619	1,8607
25	3,1925	1,8612

Таблица 12

Значения изobarной и изохорной теплоемкостей «тяжелого» природного газа при +20 °С, Дж/(г·К)

p , МПа	c_p	c_v
8	2,8618	1,7816
10	3,0733	1,8029
12	3,2301	1,8247
14	3,3081	1,8292
16	3,3174	1,8348
18	3,2894	1,8372
20	3,2261	1,8379
22,5	3,1434	1,8378
25	3,0603	1,8376

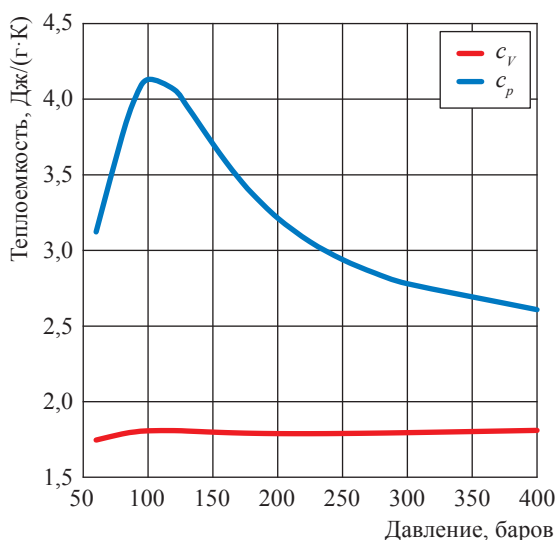


Рис. 1. Значения изохорной и изobarной теплоемкостей «тяжелого» природного газа при -20 °С

Для большей иллюстративности характера изменения значений изохорной и изobarной теплоемкостей в зависимости от давления, температуры и молекулярного веса природного газа на рис. 1 представлены значения изохорной и изobarной теплоемкостей «тяжелого» природного газа при -20 °С, а на рис. 2 значения изobarной теплоемкости «легкого» природного газа при -20 °С, 0 °С и +20 °С.

Анализ рассчитанных значений теплоемкостей природных газов в закритической области показывает, что:

- значение c_p при изотермическом росте давления достигает максимума при определенном давлении, а затем начинает уменьшаться; значение p для максимума c_p растет с повышением температуры и падает с повышением

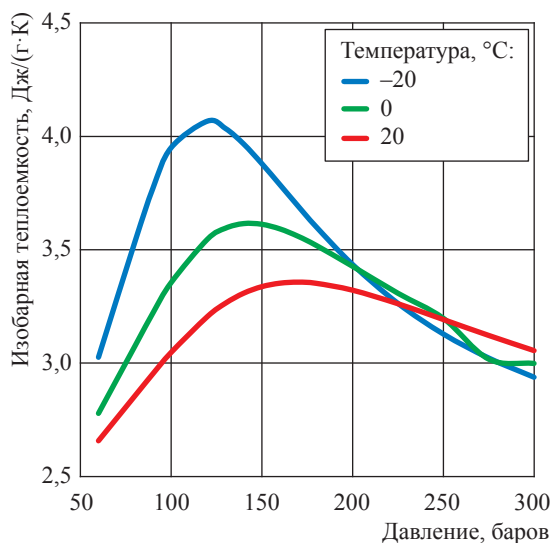


Рис. 2. Изobarная теплоемкость «легкого» природного газа при разных температурах

молекулярной массы газа. Интервал соответствующих значений p составляет от 10,5 МПа (для «тяжелого» газа при -20 °С) до 16,9 МПа (для «легкого» газа при +20 °С);

- максимальное значение c_p повышается с ростом температуры и понижается с ростом молекулярной массы газа. В рассмотренных случаях давление максимума c_p составляет для «легкого» газа 11,8 МПа, 14,4 МПа и 16,9 МПа при температурах -20 °С, 0 °С и +20 °С соответственно, а для «тяжелого» газа - 10,5 МПа, 12,9 МПа и 15,2 МПа при температурах -20 °С, 0 °С и +20 °С соответственно;

- разница значений c_p и c_v при любой постоянной температуре выше критической увеличивается с ростом давления, достигая

максимума при определенном давлении, а затем начинает уменьшаться;

- начиная с определенного давления, превышающего давление максимума изобарной теплоемкости при данной температуре, значение c_V начинает расти, что свидетельствует о том, что кроме поступательных, вращательных и колебательных степеней свободы в природном газе с ростом давления начинает формироваться дополнительная степень свободы, соответствующая вкладу сил межмолекулярных взаимодействий в теплоемкость природного газа.

При давлениях перехода через максимальное значение c_p расчетные средние значения расстояний между соседними молекулами «легкого» природного газа в рассмотренном интервале температур составляют от 0,174 до 0,204 нм, а для «тяжелого» природного газа – от 0,183 до 0,215 нм. Эти расстояния оценены при определении диаметров частиц как диаметров эффективных поперечных сечений соударения, полученных в результате обработки результатов вязкостных измерений в разреженных газах в рамках модельного потенциала Леннарда – Джонса парных взаимодействий неполярных сферических и недлинных молекул. В книге Р. Берда и др. [17] приведены диаметры эффективных поперечных сечений соударения молекул метана (0,382 нм), этана (0,442 нм), пропана (0,506 нм), углекислого газа (0,394 нм) и азота (0,368 нм).

Исходя из анализа межмолекулярных расстояний при давлениях, соответствующих переходу c_V через экстремум при заданных температурах, следует, что на этих расстояниях вандер-ваальсовы силы притяжения продолжают преобладать над межмолекулярными силами отталкивания.

Исследования свойств природного газа в состоянии сверхкритического флюида с помощью ТУС ЛКП, включая ранее опубликованные результаты [3], показывают, что с ростом давления при $T = \text{const}$ из всех макроскопических свойств и термодинамических потенциалов природных газов в закритической области первой переходит через свой экстремум-максимум c_p газа, что является свидетельством начала непрерывного перехода природного газа от «газоподобного» бесструктурного состояния к «жидкоподобному» конденсированному.

Подобный характер изменения при тех же термобарических параметрах испытывает

и скорость звука в природном газе, которая при переходе в СКФ уменьшается. Напомним, что первое указание на переход газа в сверхкритическое состояние, зафиксированное первооткрывателем СКФ Каньяр де ла Туром, проявлялось в уменьшении скорости распространения акустических возмущений в индивидуальных газах [18]. Указанный переход вещества из чисто газового агрегатного состояния в состояние СКФ в соответствии с современными представлениями молекулярной физики сопровождается заметным ростом сил притяжения между соседними молекулярными структурами и уменьшением количества тепловой энергии, приходящейся на них в общем энергетическом балансе.

Подобный непрерывный изотермический переход одного из свойств природного газа через экстремум при росте давления является обобщением на газовые смеси так называемой «линии Уидома» [19] для индивидуальных газов, когда значения их макроскопических свойств непрерывным образом переходят при пересечении кривых, разделяющих газоподобное и жидкоподобное поведения вещества в сверхкритическом состоянии. В сверхкритическом состоянии природный газ имеет большую плотность, поверхностное натяжение, высокую растворяющую способность и другие свойства, присущие жидкому состоянию, но при этом не осаждается и полностью заполняет выделенный объем, что свойственно газу, т.е. в СКФ совмещаются одновременно газовое и жидкое агрегатные состояния вещества.

Что касается растворяющей способности газов, то известно, что диоксид углерода, закись азота, этилен и некоторые другие газы в состоянии СКФ приобретают способность растворять многие органические вещества – камфару, стеариновую кислоту, парафин и нафталин.

Автору неизвестно, проводились ли натурные или стендовые исследования по оценке растворяющей способности природного газа, находящегося на головных участках современных магистральных газопроводов высокого давления в сверхкритическом состоянии, таких механических примесей, как органическая эпоксидная пыль, образующаяся при деградации внутреннего гладкостного покрытия, или так называемый «черный порох», присутствующий практически во всех газопроводах и представляющий собой сложную смесь

карбонатов, оксидов и сульфидов железа и других частиц, некоторые из которых содержат вещества органической природы.

Изменение энтропии и энтальпии в процессе трубопроводного транспорта природного газа

Энтропия и энтальпия – функции состояния термодинамической системы. Их изменение в результате термодинамического процесса трубопроводного транспорта природного газа определяется значениями p и T газа в конечном и начальном сечениях газопровода.

Из неравновесной термодинамики газовых систем известно, что энтропия газа для большинства термодинамических процессов растет с ростом температуры и падением давления. Для условий магистрального транспорта газа сам факт роста термодинамической энтропии свидетельствует о большем влиянии на изменение энтропии падения давления в газопроводе, чем попутного уменьшения температуры газа. Для получения представления о характере изменения энтропии и о порядке ее величины можно использовать фактические рабочие параметры эксплуатации одной из ниток подводного магистрального газопровода «Северный поток».

Каждая нитка этого магистрального газопровода протяженностью 1200 км и с годовой производительностью 27,5 млрд м³ построена из труб постоянного внутреннего диаметра 1,153 м. Компонентный состав экспортного газа в молярных долях принимаем таким: метан – 0,94, этан – 0,02, пропан – 0,01, диоксид углерода – 0,02; азот – 0,01. Типичные значения давления и температуры в начале и в конце газопровода составляют 20 МПа, 40 °С и 6 МПа, –8 °С соответственно. Расчетный рост удельной энтропии газа при прохождении всей длины газопровода составляет 0,33 кДж/(кг·К).

Результаты моделирования процесса трубопроводной транспортировки природного газа показывают, что рост гидравлических потерь в газопроводах при практически одинаковом уменьшении температуры приводит к росту энтропии газового потока. И наоборот, уменьшение температуры газового потока при практически одинаковых гидравлических потерях приводит к уменьшению его энтропии. Весь опыт трубопроводной транспортировки природного газа позволяет констатировать увеличение энтропии газового

потока практически при всех режимах эксплуатации газопроводов, т.е. термодинамическое состояние газа становится все менее упорядоченным по мере его продвижения по длине газопровода.

Одно из применений другой термодинамической характеристической функции – энтальпии – связано с возможностью оценки разности уровней энергии для различных состояний термодинамической системы. Применительно к термодинамике процесса трубопроводной транспортировки природного газа можно утверждать, что энтальпия газа в конце газопровода практически всегда меньше его энтальпии в начале газопровода, т.е. потенциал производства тепловой энергии природным газом уменьшается по ходу его движения. Это вызывается как типичным для магистрального транспорта понижением температуры газа при его движении за счет теплообмена с окружающей средой, так и вкладом в тепловой баланс адиабатного расширения газа. Так, для указанных выше параметров работы «Северного потока» расчетное уменьшение удельной энтальпии транспортируемого газа составляет 18,77 кДж/кг. При этом удельная внутренняя энергия газового потока после пробега по газопроводу увеличивается на 5,73 Дж/кг.

Оценка значений размерного параметра потенциала Леннарда – Джонса для «легких» газов

Парный сферически симметричный потенциал Леннарда – Джонса, или потенциал 6-12, является простейшим из всех видов потенциалов, описывающих потенциальную энергию межмолекулярного взаимодействия как функцию расстояния между сферическими неполярными молекулами. Потенциал Леннарда – Джонса ($U(r)$) (рис. 3) является двухпараметрическим: один параметр связан с максимальной энергией притяжения молекул ϵ , а другой, размерный параметр, определяет расстояние σ между центрами пары молекул, при котором потенциальная энергия обращается в ноль:

$$U(r) = 4\epsilon \left[\left(\frac{\sigma}{r} \right)^{12} - \left(\frac{\sigma}{r} \right)^6 \right]. \quad (44)$$

К.О. Маккей с соавторами [15] определяют σ как диаметр эффективного поперечного сечения соударения одинаковых молекул, который отличается от диаметра молекул (d), используемой в кинетической теории газов.

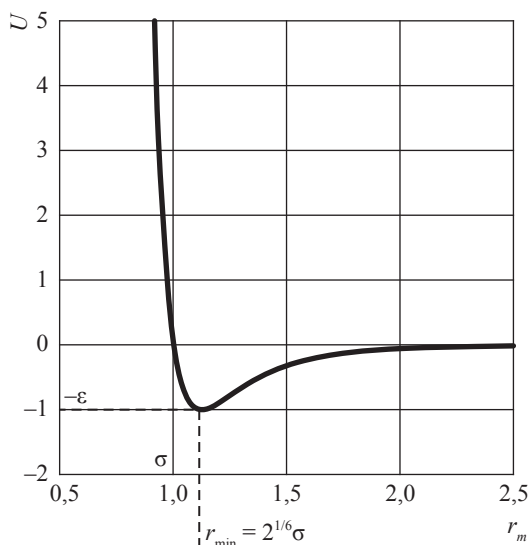


Рис. 3. Потенциал Леннарда – Джонса

Эти параметры по порядку значений одинаковы, однако между ними нет простой связи.

В статистической физике показана связь между уравнением межмолекулярного взаимодействия и термическим уравнением состояния газа. Указанная связь состоит в том, что минимальное значение U достигается при минимальном значении энтальпии рассматриваемого газа, рассчитываемой по термическому уравнению состояния. Соответствующее минимальному значению потенциала расстояние между молекулами обозначим как r_{\min} . В потенциале Леннарда – Джонса связь между σ и r_{\min} дается соотношением $r_{\min} = 2^{1/6}\sigma$.

В соответствии с расчетами для метана и азота переход через минимум энтальпии происходит в состоянии сверхкритического флюида, а для этана, пропана и оксида углерода – при пересечении их кривых насыщения. Это объясняется тем, что при типичных условиях магистрального трубопроводного транспорта газа его температура меньше критических температур этана, пропана и оксида

углерода, и выше соответствующих температур метана и азота.

Как показывают расчеты с использованием уравнения состояния Соави – Редлиха – Квонга, при $T = 0$ °С, например, значения абсолютного давления, при которых энтальпия переходит через минимум для метана, этана, пропана, азота и диоксида углерода, составляют 453,5; 24,0; 4,8; 410,5 и 34,9 бара соответственно. Рассчитав при этих термобарических условиях плотности флюида, можно, зная молярный вес вещества и число Авогадро N_A , рассчитать статистически усредненный объем куба, приходящегося на одну молекулу флюида. Линейный размер этого объема – ребро куба – естественно принять равным расстоянию r_{\min} между центрами соседних молекул в потенциале Леннарда – Джонса.

В табл. 13 приведены рассчитанные значения параметра σ потенциала Леннарда – Джонса для некоторых газов, для сравнения приведены данные Р. Бёрд и др. [17]. Последние оценены по результатам измерения коэффициента вязкости этих газов.

Для сравнения в табл. 13 представлены газокинетические значения d , полученные на основе уравнения ван дер Ваальса для реальных газов. При этом с одной стороны использовалась зависимость «объемной» постоянной b этого уравнения от критических значений температуры и давления газа, а с другой – приближенное равенство b учетверенному собственному объему всех молекул, содержащихся в одном моле достаточно разреженного газа:

$$\frac{2}{3} \pi N_A d^3 = \frac{RT^{\text{кр}}}{8p^{\text{кр}}} \quad (45)$$

При таком подходе молекулы газа определяются как твердые сферы диаметром d . Представленные размеры молекул являются минимальными среди всех так называемых

Таблица 13

Расчетные значения параметра σ потенциала Леннарда – Джонса

Компонент	σ , нм		d , нм
	В.А. Сулейманов	Р. Бёрд и др. [17]	
C_1H_4	0,403	0,382	0,324
C_2H_6	0,419	0,442	0,372
C_3H_8	0,462	0,506	0,415
N_2	0,434	0,368	0,313
CO_2	0,381	0,440	0,324

«эффективных» размеров молекул, получаемых в рамках исследования таких явлений переноса, как диффузия, вязкость, теплопроводность, а также при исследовании атомных столкновений незаряженных частиц.

Из табл. 13 следует, что полученные автором и заимствованные у Р. Бёрда [17] значения σ достаточно близки друг к другу, причем значения σ , полученные по значениям энтальпии в сверхкритической области (метан, азот), превышают соответствующие значения,

полученные Р. Бёрдом и др. [17], а значения, полученные по значениям энтальпии при пересечении кривых насыщения (этан, пропан, диоксид углерода), меньше результатов Р. Бёрда [17].

Оценка показывает зависимость размерных параметров потенциала Леннарда – Джонса от температуры для рассмотренных газов, но эта зависимость весьма мала в интервале температур от -10 до $+40$ °С, характерных для магистральных подводных газопроводов.

Список литературы

1. Сулейманов В.А. Рекомендации по проведению термодинамических расчетов протяженных морских газопроводов / В.А. Сулейманов, Е.А. Караванова // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14). – С. 192–199.
2. Сулейманов В.А. Расчет значений коэффициента Джоуля – Томсона на основе уравнения Ли – Кеслера – Плөккера для условий транспорта природного газа по магистральным подводным газопроводам / В.А. Сулейманов // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – № 1 (42): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 23–31.
3. Сулейманов В.А. Расчет изобарной и изохорной теплоемкостей природных газов в сверхкритическом состоянии / В.А. Сулейманов // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 2 (47): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 54–62.
4. Suleymanov V.A. Natural gas pipeline transportation as the thermodynamic process / V.A. Suleymanov // American Journal of Applied Mathematics. – 2021. – Т. 9. – № 6. – С. 211–215.
5. Сулейманов В.А. Тепловые процессы в трубопроводном транспорте природного газа / В.А. Сулейманов // Вестник Санкт-Петербургского университета. Прикладная математика. Информатика. Процессы управления. – 2020. – Т. 16. – Вып. 3. – С. 260–266.
6. Васильев О.Ф. Неизотермическое течение газа в трубах / О.Ф. Васильев, Э.А. Бондарев, А.Ф. Воеводин и др. – Новосибирск: Наука, Сибирское отд., 1978. – 126 с.
7. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя = Grenzschicht-Theorie / Г. Шлихтинг; пер. с нем. – М.: Наука, Гл. ред. физ.-мат. лит., 1974. – 712 с.
8. Черный Г.Г. Газовая динамика: учеб. для университетов и вузов / Г.Г. Черный. – М.: Наука, Гл. ред. физ.-мат. лит., 1988. – 424 с.
9. С. Уэйлес. Фазовые равновесия в химической технологии = Phase equilibria in chemical engineering: в 2 ч. / С. Уэйлес; пер. с англ. – М.: Мир, 1989. – Ч. 1. – 304 с.
10. Lia Ch. Application of Lee-Kesler equation of state to calculating compressibility factors of high pressure condensate gas / Changjun Lia, Wenlong Jia, Xia Wu // Energy Procedia. – 2012. – № 14. – С. 112–120.
11. Lee B.I. A generalized thermodynamic correlation based on three-parameter corresponding states / B.I. Lee, M.G. Kesler // AIChE Journal. – 1975. – Т. 21. – С. 510–527.
12. Plöcker U. Calculation of high pressure vapor-liquid equilibria from a corresponding state correlation with emphasis on symmetric mixtures / U. Plöcker, H. Knapp, J.V. Prausnitz // Ind, Eng. Chem. Process Des. Dev. – 1978. – Т. 17. – С. 324–332.
13. Курбатова Г.И. Проектирование газопроводов в северных морях / Г.И. Курбатова, Н.Н. Ермолаева, В.Б. Филиппов и др. – СПб.: Лань, 2020. – 352 с.
14. Prichard R.S. Operating the Frigg system / R.S. Prichard // Pipeline & Gas Journal. – 1989. – September. – С. 51–56.
15. Mackey C.O. Engineering thermodynamics / C.O. Mackey, W.N. Barnard, F.O. Ellenwood. – London: John Wiley Sons, 1957.
16. Методы расчета теплофизических свойств газов и жидкостей / В.Ф. Абросимов и др.; ВНИПИНЕФТЬ; Термодинамический центр В/О «Нефтехим». – М.: Химия, 1974. – 248 с.

17. Бёрд Р. Явления переноса / Р. Бёрд, В. Стьюарт, Э. Лайфут; пер. с англ. – М.: Химия, 1974. – 688 с.
18. Supercritical fluids – Molecular interactions. Physical properties, and new applications / Y. Arai, T. Sako, Y. Takebayashi (eds.). – Berlin: Springer-Verlag, 2002. – 445 с.
19. Simeoni G. The Widom line as the crossover between liquid-like and gas-like behaviour in supercritical fluids / G. Simeoni, T. Bryk, F. Gorelli, et al. // *Nature Physics*. – 2010. – № 6. – С. 503–507.

Some issues of thermodynamics of the natural gas pipeline transportation process

V.A. Suleymanov

National University of Oil and Gas «Gubkin University», Block 1, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation
E-mail: suleymanov.v@gubkin.ru

Abstract. The main issues of the thermodynamics of the process of pipeline transportation of natural gas are considered, the features of changing the values of the Joule-Thomson coefficient and isobaric and isochoric heat capacities of natural gases along modern high-pressure gas pipelines (up to 27 MPa) are studied by calculation. The typical dynamics of changes in the values of entropy and enthalpy of gas during the movement of gas through a gas pipeline is investigated. In addition, a new macroscopic method for determining the effective cross-sectional diameters of such light components of natural gas as methane, ethane, propane, nitrogen and carbon dioxide within the Lennard-Jones potential is suggested.

Keywords: transport of natural gas, extended offshore gas pipeline, Lee-Kesler-Plöcker equation of state, Joule-Thomson factor, isobaric and isochoric heat capacity, supercritical state of natural gas, Lennard-Jones potential.

References

1. SULEYMANOV, V.A., Ye.A. KARAVANOVA. Recommendations for thermal and hydraulic calculations for extended sea pipelines [Rekomendatsii po provedeniyu termogidravlicheskih raschetov protyazhennykh morskikh gazoprovodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 3 (14): Modern approaches and advanced technologies in projects of development of Russian offshore oil-and-gas fields, pp. 192–199. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. SULEYMANOV, V.A. Calculation of the Joule-Thomson coefficient values using the Lee-Kesler-Ploeker EOS: a case of natural gas transportation through subsea gas mains [Raschet znacheniy koeffitsiyenta Dzhoulia – Tomsona na onove uravneniya Li – Keslera – Plekera dlya usloviy transporta prirodnogo gaza po magistralnym podvodnym gazoprovodam]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2020, no. 1(42): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 23–31. ISSN 2306-8949. (Russ.).
3. SULEYMANOV, V.A. Calculating isobaric and isochoric heat capacity of natural gases being in supercritical state [Raschet izobarnoy i izokhornoj teployemkostey prirodnikh gazov v sverkhkriticheskom sostoyanii]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 2(47): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 54–62. ISSN 2306-8949. (Russ.).
4. SULEYMANOV, V.A. Natural gas pipeline transportation as the thermodynamic process. *American Journal of Applied Mathematics*, 2021, vol. 9, no. 6, pp. 211–215, ISSN 2330-0043.
5. SULEYMANOV, V.A. Thermal processes in pipeline transport of natural gas [Teplovyye protsessy v truboprovodnom transporte prirodnogo gaza]. *Vestnik Sankt-Peterburgskogo Universiteta. Prikladnaya Matematika. Informatika. Protsessy Upravleniya*, 2020, vol. 16, is. 3, pp. 260–266, ISSN 1811-9905. (Russ.).
6. VASILYEV, O.F., E.A. BONDAREV, A.F. VOYEVODIN, et al. *Non-isothermal gas flowing in tubes* [Neizotermicheskoye techeniye gaza v trubakh]. Novosibirsk, Russia: Nauka, Siberian branch, 1978. (Russ.).
7. SCHLICHTING, H. *Theory of boundary layer* [Teriya pogrannichnogo sloya]. Translated from German. Moscow: Nauka, Glavnaya redaktsiya fiz.-mat. literatury, 1974. (Russ.).
8. CHERNYY, G.G. *Gas dynamics* [Gazovaya dinamika]: textbook for universities. Moscow: Nauka, Glavnaya redaktsiya fiz.-mat. literatury, 1988. (Russ.).
9. WALAS, S.M. *Phase equilibria in chemical engineering* [Fazovyye ravnovesiya v khimicheskoy tekhnologii]: in 2 pts. Translated from English. Moscow: Mir, 1989, pt. 1. (Russ.).
10. LIA, Ch. Application of Lee-Kesler equation of state to calculating compressibility factors of high pressure condensate gas / Changjun Lia, Wenlong Jia, Xia Wu. *Energy Procedia*, 2012, no. 14, pp. 112–120, ISSN 1876-6102.

11. LEE, B.I., M.G. KESLER. A generalized thermodynamic correlation based on three-parameter corresponding states. *AIChE Journal*, 1975, vol. 21, pp. 510–527, ISSN 0001-1541.
12. PLÖCKER, U., H. KNAPP, J.V. PRAUSNITZ. Calculation of high pressure vapor-liquid equilibria from a corresponding state correlation with emphasis on symmetric mixtures. *Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev.*, 1978, vol. 17, pp. 324–332, ISSN 0196-4305.
13. KURBATOVA, G.I., N.N. YERMOLAYEVA, V.B. FILIPPOV, et al. Designing pipelines for northern seas [Proyektirovaniye gzoprovodov v severnykh moryakh]. St. Petersburg: Lan, 2020. (Russ.).
14. PRICHARD, R.S. Operating the Frigg system. *Pipeline & Gas Journal*, 1989, September, pp. 51–56, ISSN 0032-0188.
15. MACKEY, C.O., W.N. BARNARD, F.O. ELLENWOOD. *Engineering thermodynamics*. London: John Wiley Sons, 1957.
16. ABROSIMOV, V.F., et al. Methods for calculating thermophysical properties of gases and liquids [Metody rascheta teplofizicheskikh svoystv gazov i zhidkostey]. Moscow: Khimiya, 1974. (Russ.).
17. BIRD, R.B., W.E. STEWART, E.N. LIGHTFOOT. *Transport phenomena* [Yavleniya perenosa]. Translated from Engl. Moscow: Khimiya, 1974. (Russ.).
18. ARAI, Y., T. SAKO, Y. TAKEBAYASHI (eds.). *Supercritical fluids – Molecular interactions. Physical properties, and new applications*. Berlin: Springer-Verlag, 2002. – 445 c.
19. SIMEONI, G., T. BRYK, F. GORELLI, et al. The Widom line as the crossover between liquid-like and gas-like behaviour in supercritical fluids. *Nature Physics*, 2010, no. 6, pp. 503–507, ISSN 1745-2473.

УДК 532.517.3

Природа и время жизни локализованных возмущений при ламинарно-турбулентном переходе течения вязкой жидкости в трубе

А.Г. Потапов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
E-mail: A_Potapov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: локализованные возмущения, время жизни порыва, энтропия, диссипация энергии.

Тезисы. В статье на основе совместного анализа объединенного уравнения 1-го и 2-го законов термодинамики для простой системы и уравнения Дарси – Вейсбаха рассматривается возможный механизм возникновения и развития локализованных возмущений при ламинарно-турбулентном переходе. Принято допущение, что возникновение естественных возмущений в ламинарном течении связано с нарушением баланса между положительным производством и отрицательным потоком энтропии, что является, по определению И. Пригожина, условием стационарности процесса. В качестве характеристики дисбаланса использовано отношение энтропий турбулентного и ламинарного течений. Получена экспоненциальная зависимость отношения энтропий от числа Рейнольдса. Показано, что характерное время жизни порывов является экспоненциальной функцией отношения энтропий турбулентного и ламинарного течений. Определены три фундаментальные точки ламинарно-турбулентного перехода.

Несмотря на многолетние систематические экспериментальные и теоретические исследования, причина нарушения ламинарного режима течения жидкости в круглых трубах и возникновения турбулентности остается неясной. Существует известное решение Пуазейля, которое связывает расход с градиентом давления. Формально ламинарное течение Пуазейля существует для любых расходов, но реально при расходах больше некоторого критического оно теряет устойчивость.

Экспериментально для вязких (ньютоновских) жидкостей установлено, что существует критическое число Рейнольдса в пределах 1800...2320 [1]. Под верхним критическим числом подразумевается такое число Рейнольдса (Re), выше которого установившееся течение может быть только турбулентным. Под нижним критическим числом подразумевается такое Re , ниже которого установившееся течение может быть только ламинарным независимо от величины возмущений, вводимых в поток [2]. Таким образом, существует область ламинарного течения, где при вводе в поток возмущений возникает неустойчивость ламинарного профиля скорости, которая, однако, не приводит к возникновению установившегося турбулентного движения в трубе, а восстанавливается ламинарное течение. В настоящее время не определены границы этой области, а также причины ламинарно-турбулентного перехода.

Анализ расчетных и экспериментальных данных показал, что для вязких жидкостей при $Re < 1000$ при любых характеристиках пульсационного движения на входе вдали от начала устанавливается ламинарное течение; при $Re = 1000$ коэффициенты гидравлических сопротивлений, вычисленные по формулам для ламинарного и турбулентного течений, между собой равны [1]. Таким образом, если рассматривать ламинарно-турбулентный переход в целом как развитие кризиса ламинарного течения, тогда можно принять, что $Re = 1000$ при течениях вязких жидкостей является «точкой бифуркации» (b), поскольку в теории самоорганизации систем точка бифуркации понимается как начало кризиса. В точке бифуркации система находится в состоянии временной нестабильности, которое соответствует начальным этапам кризиса, когда на фоне нарастающей неустойчивости относительно флуктуаций происходит активный поиск новых путей развития системы в условиях неопределенности. «Вот эта неопределенность будущего и есть главная особенность рассматриваемого

типа механизмов. Она есть следствие того, что будущее состояние системы при переходе ее характеристик через критическое (пороговое) значение определяется прежде всего флуктуациями. А они присутствуют всегда» [3].

Постановка задачи. В рамках синергетического подхода проведен упрощенный термодинамический анализ ламинарно-турбулентного перехода с учетом процессов образования упорядоченных диссипативных локализованных пространственно-временных структур. При этом принято, что обобщенные параметры состояния связаны обычными для локально-равновесной термодинамики соотношениями типа тождества Гиббса и др., которые остаются справедливыми и вдали от локального термодинамического равновесия.

Н.Н. Моисеев отмечает: «Когда природа допускает существование двух процессов, достигающих одной и той же цели, то реализуется тот, который требует меньших энергетических затрат» [4]. На основании математического эксперимента Н.Н. Моисеевым сформулирована гипотеза: «Уравнения движения вязкой жидкости, по-видимому, допускают целый спектр возможных почти периодических решений, и им при известных условиях соответствует целая система возможных установившихся течений жидкости. Одно из них – ламинарное течение Пуазейля. Остальные – это некоторые базовые турбулентные течения» [4]. При этом отмечено, что формально эти процессы существуют при любых числах Рейнольдса. При малых Re турбулентное течение на порядок менее «экономно», чем течение Пуазейля. С увеличением Re течение Пуазейля теряет устойчивость. «Но второй режим течения, который раньше реализовать не могли, теперь то и получает реальные возможности возникнуть. Возникает совершенно новый тип течения. Его трудно изобразить графически, и поэтому на печать следует выводить лишь некоторые интегральные характеристики, например, средний перепад давлений, под действием которого происходит это движение жидкости» [4].

Данную гипотезу можно отразить в виде совместного графика зависимостей коэффициентов гидравлических сопротивлений (λ) от Re для ламинарного и турбулентного течений (рис. 1, см. экспликацию к формуле (1) ниже).

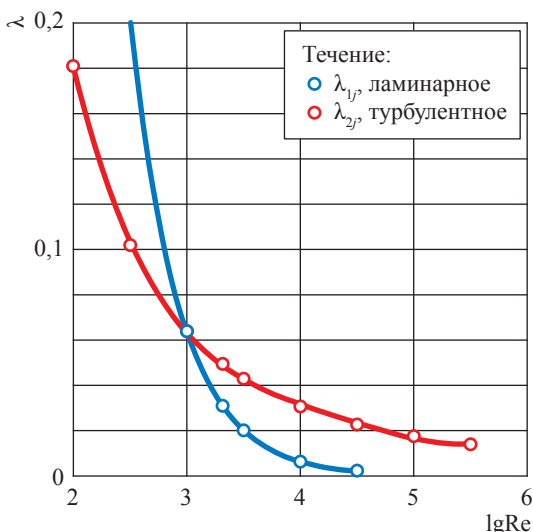


Рис. 1. Зависимость коэффициента гидравлических сопротивлений от числа Рейнольдса

Расчет трендов коэффициентов гидравлических сопротивлений проводился для ламинарного режима по формуле $\lambda = 64/Re$ и для турбулентного по формуле Миллионщикова [5]. Приняв эту гипотезу в качестве рабочей, для стационарных течений различных сред запишем уравнение Дарси – Вейсбаха в следующем виде:

$$\frac{1}{\rho} dP \approx \lambda_{ij} \frac{v_{ij}^2}{2D} dx, \quad (1)$$

где P – давление; ρ – плотность жидкости; v – среднерасходная скорость потока; D – диаметр трубы; i – индекс течения ($i = 1$ – ламинарное течение Пуазейля; $i = 2, \dots, n$ – стационарные базовые турбулентные течения); j – индекс скорости потока ($j = 1$ – ламинарного; $j = 2$ – турбулентного).

И. Пригожин отмечает, что в неизолированных системах, обменивающихся с внешней средой энергией, изменение энтропии можно представить в виде суммы двух членов: первый член, определяемый как «поток энтропии», обусловлен происходящим обменом, второй – «производство энтропии» – обусловлен процессами внутри системы. «На поток энтропии второе начало термодинамики не налагает никаких условий. Таким образом, в стационарном состоянии положительное производство энтропии компенсируется отрицательным потоком энтропии: активность, производящая

энтропию, постоянно поддерживается за счет обмена с окружающей средой. Состояние равновесия соответствует частному случаю, когда и поток энтропии, и производство энтропии обращаются в нуль» [6].

Для простой системы объединенное уравнение 1-го и 2-го законов термодинамики [7] запишется в виде

$$d\Phi \leq -SdT + \frac{1}{\rho}dP, \quad (2)$$

где Φ – изобарно-изотермический потенциал; S – энтропия системы; T – температура.

С приближением к состоянию равновесия изобарно-изотермический потенциал системы убывает, достигая минимума в состоянии равновесия, когда $d\Phi = 0$, при этом оба члена в правой части уравнения (2) равны нулю, поскольку при равновесии $T = \text{const}$ и $P = \text{const}$.

Опираясь на определение И. Пригожиным состояния равновесия как частного случая стационарного состояния, можно предположить, что последнее наступает при условии $T \neq \text{const}$ и $P \neq \text{const}$, $d\Phi = 0$. В этом случае из уравнения (2) для стационарного процесса получим следующее соотношение:

$$\frac{1}{\rho}dP = SdT. \quad (3)$$

Исходя из совместного анализа уравнений (1) и (3), используя принятую для уравнения (1) индексацию, можно записать [8, 9]:

$$S_{ij}dT \approx \lambda_{ij} \frac{v_{ij}^2}{2D} dx. \quad (4)$$

Подставляя в соотношение (4) коэффициенты гидравлических сопротивлений как функции Re ($\lambda = f(Re)$), для ламинарного и турбулентного течений можно показать, что в обоих случаях соблюдается размерность джоуль на кельвин на килограмм, что соответствует размерности энтропии.

Используя уравнение (4) и рис. 1, можно получить следующие соотношения:

$$\left(\frac{S_{22}}{S_{11}}\right)_\lambda \approx \left(\frac{Re_{22}}{Re_{11}}\right)_\lambda^2 \text{ для условия } \lambda_{11} = \lambda_{22}, \quad (5)$$

$$\left(\frac{S_{22}}{S_{11}}\right)_v \approx \left(\frac{\lambda_{22}}{\lambda_{11}}\right)_v \text{ для условия } v_{11} = v_{21} \quad (6)$$

где $Re = \nu\rho D/\mu$; μ – динамическая вязкость, Па·с.

Согласно уравнению (4) с увеличением скорости течения повышается энтропия системы, что необходимо для сохранения упорядоченности потока в новых условиях. Можно предположить, что для вязких жидкостей по достижении $Re = 1000$ в точке пересечения трендов (см. рис. 1) в ламинарном потоке нарушается равенство между производством энтропии и потоком энтропии из-за недостаточной эффективности обмена системы с окружающей средой. Согласно определению И. Пригожина, если поток энтропии отрицательный и превышает по абсолютной величине производство энтропии, «то определенные стадии эволюции могут происходить при общем понижении энтропии... Согласно традиционной интерпретации энтропии, это будет означать, что в ходе эволюции разупорядоченность уменьшается за счет оттока энтропии» [10]. В этом случае часть энергии стационарного ламинарного течения переходит в энергию неупорядоченных процессов и в конечном счете в теплоту, т.е. происходит диссипация энергии.

Можно предположить, что именно с кинетическим нагревом при ламинарном течении образуются локализованные пятна [11, 12], называемые порывами (*англ.* puffs), которые со временем распадаются, затухают, и поток в конечном счете возвращается к ламинарному режиму. С увеличением скорости потока выше критического значения Re возникает 2-й тип локализованных структур в форме турбулентных пробок (*англ.* plug-shape), которые, двигаясь в потоке, расширяются и, сливаясь, образуют единую турбулентную область [13]. В настоящее время большое внимание уделяется исследованию эволюции порывов от возникновения до исчезновения и зависимости продолжительности их жизни от Re [14]. На основании экспериментальных результатов предлагались различные эмпирические формулы для расчета времени жизни порыва. По мнению некоторых авторов [11–14], наиболее точно экспериментальные результаты исследований характерного времени жизни порыва $t(Re)$, мс, аппроксимируются суперэкспоненциальным законом

$$t(Re) = \exp[\exp(C_1 Re + C_2)], \quad (7)$$

где $C_1 = 0,0057$, $C_2 = -8,7$.

Однако вопросы, в какой момент возникают эти порывы и какова природа их рождения, остаются нерешенными.

Анализ связи времени жизни порывов с ростом отношений энтропий

Рассмотрим, как изменяется отношение энтропий в период ламинарно-турбулентного перехода при равенстве коэффициентов гидравлических сопротивлений для ламинарного и турбулентного течений (см. формулу (5)) с ростом Re по мере удаления от точки b (см. выше). Запишем кинетическое уравнение роста отношения энтропий для условия (3) в зависимости от Re в пределах ламинарно-турбулентного перехода в виде

$$\frac{d\left(\frac{S_{22}}{S_{11}}\right)_\lambda}{dRe} = k \left(\frac{S_{22}}{S_{11}}\right)_\lambda. \quad (8)$$

Решаем уравнение (8) при начальном условии в точке b , где для вязких жидкостей

$$Re = 1000 \text{ и } \left(\frac{S_{22}}{S_{11}}\right)_\lambda \approx \left(\frac{\lambda_{22}}{\lambda_{11}}\right)_\lambda = 1:$$

$$\left(\frac{S_{22}}{S_{11}}\right)_\lambda = \exp[0,0029(Re - 1000)]. \quad (9)$$

Численное значение коэффициента $k = 0,0029$ определили из условия кризиса ламинарного течения вязких жидкостей при

$$Re = 2060 \text{ и } \left(\frac{S_{22}}{S_{11}}\right)_\lambda \approx 21,635 [7].$$

Если прологарифмировать уравнение (7) и, подставив численные значения коэффициентов C_1 и C_2 , провести преобразование, получим следующее уравнение:

$$\ln[t(Re)] = \exp[0,0057(Re - 1526)], \quad (10)$$

где число 1526 является как бы аналогом числа Рейнольдса в точке b .

На рис. 2 представлены расчеты по уравнениям (9) и (10). Сравнение расчетов показывает их идентичность как по структуре, так и по аргументам, входящим в правые части уравнений. На рис. 2 отмечается точка пересечения расчетных трендов, которая соответствует критическому числу Рейнольдса $Re = 2060$ [7, 8]. Такое совпадение не может быть случайным. Можно предположить, что уравнения опосредованно отражают один и тот же процесс, протекающий в ламинарном потоке при увеличении Re выше точки бифуркации. Этим процессом, по-видимому, является диссипация той части энергии, которая при нарушении баланса

между производством и потоком энтропии переходит в теплоту, что и приводит к зарождению локализованных возмущений в виде турбулентных порывов. Уравнение (10) получено на основе экспериментальных результатов исследования времени жизни турбулентных порывов, искусственно создаваемых путем введения в поток струй воды, и опосредованно, как предполагалось, должно отражать процесс зарождения и существования порывов в ламинарном потоке. Согласно результатам расчетов (см. рис. 2), эти уравнения отличаются коэффициентами в правых частях и начальными значениями Re , при которых нарушается баланс между производством и потоком энтропии и возникают локализованные турбулентные возмущения в виде порывов. Вероятно, это связано с особенностями экспериментальной методики, использованной в исследованиях [11, 12]. Импульсное возмущение создавалось впрыскиванием струи воды через круглое отверстие размером 0,2 диаметра трубы. Типичный объем впрыска в отношении к массовому расходу в трубе составлял около 2,5 %. Продолжительность возмущения регулировали для каждой серии измерений в пределах от 8 до 20 мс.

Поскольку оба уравнения опосредованно описывают один и тот же процесс, можно принять их идентичность. В этом случае время жизни локализованных турбулентных возмущений можно выразить как экспоненциальную функцию отношений энтропий ламинарного

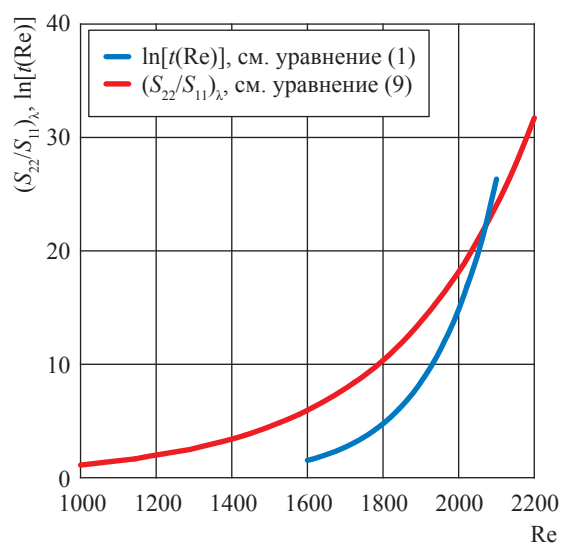


Рис. 2. Экспоненциальные зависимости от числа Рейнольдса

и турбулентного течений (11) и, как следствие, как суперэкспоненциальную функцию числа Рейнольдса (12):

$$t(\text{Re}) = \exp\left(\frac{S_{22}}{S_{11}}\right)_\lambda, \quad (11)$$

$$t(\text{Re}) = \exp\{\exp[0,0029(\text{Re} - 1000)]\}. \quad (12)$$

Принимая, что расчеты по уравнению (12) определяют время жизни естественных локализованных возмущений, определим значения Re для предельных значений времени продолжительности впрыскивания воды в ламинарный поток в соответствии с экспериментальными данными [12]. Расчеты показали, что для $t(\text{Re}) = 8$ мс естественные локализованные возмущения возникают при $\text{Re} = 1250$, а для $t(\text{Re}) = 20$ мс – при $\text{Re} = 1378$. Поскольку естественные локализованные структуры имеют свои термодинамические характеристики, отличные от характеристик впрыскиваемой воды, можно предположить, что при $\text{Re} < 1526$ естественные и искусственные локализованные турбулентные структуры взаимно ликвидируются (аннигилируют). Поэтому точка отсчета b в эмпирическом уравнении (10) сдвигается в сторону больших величин и равна 1526, в то время как уравнения (6) и (12) получены из условия, что точка бифуркации совпадает с $\text{Re} = 1000$.

Следует отметить, что $t(0) = 1$ мс, что адекватно собственной частоте колебаний молекул

некоторых жидкостей и газов. Так, спектр частотных колебаний молекул воды очень широк: они включают колебания атомного ядра, электронной оболочкой атома, связи атомов в молекулы и др. При этом частота колебаний молекул воды достигает максимальной величины – порядка 1015 Гц [15], что коррелируется с временем жизни флуктуаций, равным одной миллисекунде.

Таким образом, до нарушения баланса между производством и потоком энтропии при малых числах Рейнольдса (до точки b), имеющиеся в потоке флуктуации, которые, по определению Н.Н. Моисеева, «существуют всегда» [14], обусловлены собственной частотой колебаний молекул движущейся среды.

Анализ величины оттока энтропии при нарушении баланса в ламинарном потоке

Рассмотрим, как изменяется отношение энтропий в период ламинарно-турбулентного перехода при равенстве скоростей течения (см. формулу (4)) с ростом Re по мере удаления от точки бифуркации b . Численный анализ позволяет записать следующее линейное уравнение:

$$\left(\frac{S_{21}}{S_{11}}\right)_v \approx 1 + 0,00053(\text{Re} - 1000). \quad (13)$$

На рис. 3 сравниваются тренд уравнения (13) и отношения коэффициентов λ для турбулентного и ламинарных потоков при равенстве чисел Рейнольдса в соответствии

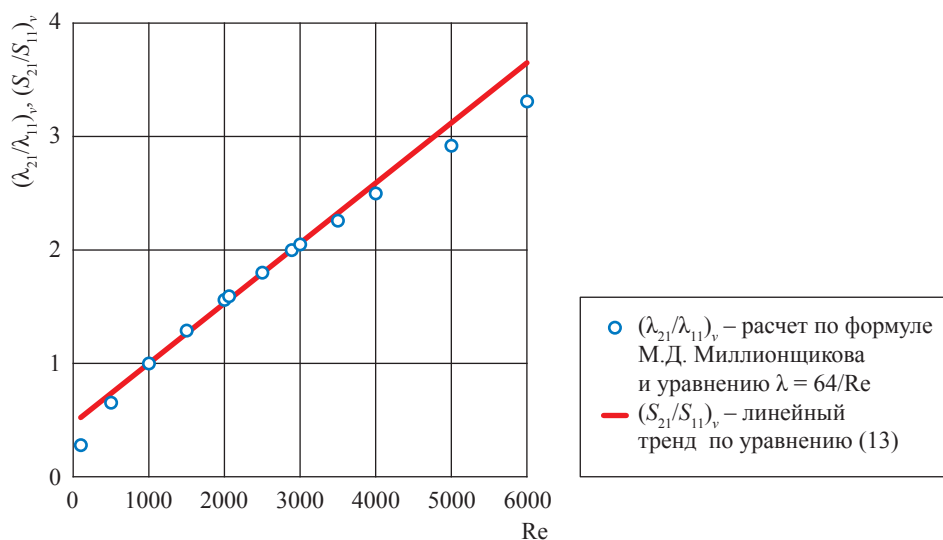


Рис. 3. Зависимость отношения энтропий турбулентного и ламинарного течений при равенстве числа Рейнольдса в области ламинарно-турбулентного перехода

с условием (6). На графике видно, что в пределах ламинарно-турбулентного перехода ($1000 \leq Re \leq 2889$) максимальное отклонение отношения коэффициентов от тренда уравнения (10) составляет менее 2 %.

Уравнение (13) можно привести к виду

$$\frac{\Delta S_v}{S_{11}} = 0,00053(Re - 1000), \quad (14)$$

где $\Delta S_v = S_{21} - S_{11}$ – отток энтропии, участвующей в «уменьшении разупорядоченности» при заданном Re .

Таким образом, уравнение (14) отражает соотношение энергии, ушедшей на производство энтропии стационарного ламинарного течения, и энергии, перешедшей в неупорядоченный процесс, в котором при ее диссипации образуются локализованные турбулентные структуры. При этом в области ламинарно-турбулентного перехода при установившемся образовании порывов, вероятно, соблюдается *бистабильность потока*, когда «...при одних и тех же граничных условиях одновременно сосуществуют два устойчивых стационарных состояния» [10]. При этом система остается на ламинарной ветви до тех пор, пока параметр не превысит критического значения, после чего происходит скачкообразный переход на турбулентную ветвь, на которой система и остается [10].

Совместный анализ уравнений (9), (11) и (14) позволяет получить следующее уравнение:

$$t(Re) = \exp \left[\exp 5,47 \left(\frac{\Delta S_v}{S_{11}} \right) \right]. \quad (15)$$

Таким образом, время жизни и размер локализованных турбулентных структур зависят от оттока энтропии при нарушении баланса между производством и потоком энтропии.

Характерные точки ламинарно-турбулентного перехода

Анализ экспериментальных зависимостей λ от Re (рис. 4) для вязких жидкостей [14] позволяет определить три фундаментальные точки ламинарно-турбулентного перехода, связанные линейной зависимостью (13) с определенными соотношениями энтропий турбулентного и ламинарного режимов течения, при которых происходят изменения структуры потока:

1) *точка b при $Re = 1000$* . При течении жидкости с $Re < 1000$ сохраняется ламинарное течение при любых возмущениях на входе в трубу. Отношения энтропий при соотношениях (5) и (6) в этой точке равны единице. При увеличении Re в ламинарном потоке появляются локализованные возмущения в виде порывов, растет время жизни порывов и появляется потенциальная возможность развития течения по турбулентному сценарию. Эту точку, по мнению автора, можно определить как точку бифуркации, в которой возникает бистабильность потока, в котором сосуществуют два устойчивых состояния в связи с нарушением баланса между производством и потоком энтропии,

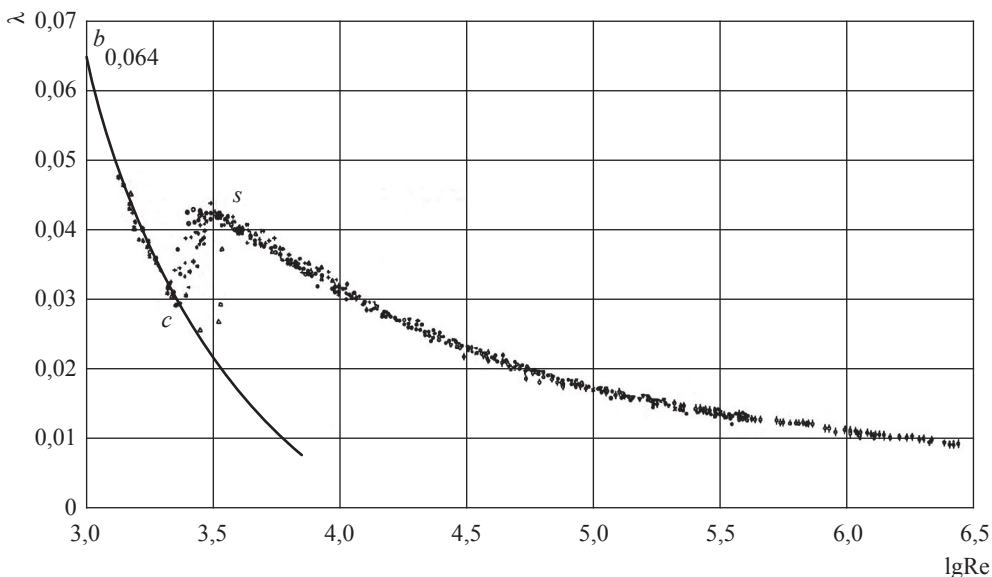


Рис. 4. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от числа Рейнольдса (по М.Д. Миллионщикову) [14]

однако система остается в ламинарном режиме до точки кризиса (c);

2) точка c при $Re = 2060$. При дальнейшем увеличении Re возникает 2-й тип локализованных структур в форме турбулентных пробок [8, 9]. В этой точке возникает перемежающийся режим течения, происходит выбор направления и начинается переход к новому режиму течения. В настоящее время точка c определяется как точка кризиса ламинарного течения. Для условия (4) отношение энтропий составляет около $1,56...1,59$;

3) точка s при $Re = 2889$. В этой точке отток энтропии равен производству энтропии ламинарного течения (см. формулу (14)), а энтропия турбулентного течения превышает энтропию ламинарного в 2 раза. В точке s начинается стабилизация однородной турбулентности. При $Re > s$ стабилизируется однородная турбулентность, что согласуется с результатами численных расчетов [12]. Точка s дает начало новому упорядоченному режиму течения.

Появление в ламинарном потоке естественных локализованных турбулентных возмущений обусловлено диссипацией избыточной энергии при нарушении баланса между производством и потоком энтропии в стационарном процессе. В ламинарно-турбулентном переходе отношения энтропий турбулентного и ламинарного течений соответствуют экспоненциальной зависимости от Re . Показано, что характерное время жизни порывов является суперэкспоненциальной функцией отношения оттока энтропии к энтропии ламинарного течения. Стабилизация однородного турбулентного течения наступает, когда отток энтропии равен производству энтропии ламинарного течения, а энтропия турбулентного течения в 2 раза больше энтропии ламинарного при равенстве скоростей течения.

В пределах ламинарно-турбулентного перехода определены три характерные точки, в которых происходят изменения структуры потока и которые определяются конкретными значениями отношений оттока энтропии к энтропии ламинарного течения.

Список литературы

1. Павельев А.А. О нижнем критическом числе Рейнольдса для течения в круглой трубе / А.А. Павельев, А.И. Решмин, С.Х. Тепловодский и др. // Изв. РАН. МЖГ. – 2003. – № 4. – С. 47–55.
2. Никитин Н.В. Численное исследование ламинарно-турбулентного перехода в круглой трубе под действием периодических входных возмущений / Н.В. Никитин // Изв. РАН. МЖГ. – 2001. – № 2. – С. 42–55.
3. Моисеев Н.Н. Алгоритмы развития / Н.Н. Моисеев. – М.: Наука, 1987.
4. Моисеев Н.Н. Математика ставит эксперимент / Н.Н. Моисеев. – М.: Наука, 1979. – 223 с.
5. Миллионщиков М.Д. Турбулентное течение в пограничном слое и в трубах / М.Д. Миллионщиков. – М.: Наука, 1969. – 51 с.
6. Пригожин И. Время, хаос, квант. К решению парадокса времени / И. Пригожин, И. Стенгерс. – М.: Едиториал УРСС, 2014. – 229 с.
7. Седов Л.И. Механика сплошной среды. Т. I / Л.И. Седов. – М.: Наука, 1976. – 535 с.
8. Потапов, А.Г. К вопросу о ламинарно-турбулентном переходе при течении вязких и вязкопластичных жидкостей в круглой трубе / А.Г. Потапов // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 69–75.
9. Потапов А.Г. Кризис ламинарного течения неньютоновской жидкости в круглой трубе / А.Г. Потапов // ИФЖ. – 2018. – Т. 91. – № 6. – С.1537–1543.
10. Николис Г. Познание сложного. Введение / Г. Николис, И. Пригожин. – М.: Мир, 1990. – С. 78–80.
11. Hof B. Repeller or attractor? Selecting the dynamical model for onset of turbulence in pipe flow / B. Hof, A. de Lozar, D.J. Kuik, et al. // Phys. Rev. Let. – 2008. – Т. 101. – № 214501.
12. Avila K. The onset of turbulence in pipe flow / K. Avila, D. Moxey, A. de Lozar, et al. // Science. – 2011. – Т. 333. – С. 192–196.
13. Никитин Н.В. О поддержании колебаний в локализованных турбулентных структурах в трубах / Н.В. Никитин, В.О. Пиманов // Изв. РАН. МЖГ. – 2018. – № 1. – С. 68–76.
14. Катасонов М.М. Возникновение и развитие локализованных возмущений в круглой трубе и пограничном слое / М.М. Катасонов, В.В. Козлов, Н.В. Никитин, и др. – Новосибирск: Изд.-полиграф. центр НГУ, 2019. – 244 с.
15. Лихарев В.А. О свойствах воды (для специалистов) / В.А. Лихарев // ВИМ. – <http://www.bim.bewell.ru/03.htm>

Nature and lifetime of localized disturbances at laminar-turbulent transition of a viscous liquid in a tube

A.G. Potapov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: A_Potapov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. In the article, based on the joint analysis of the combined equation of the first and second laws of thermodynamics for a simple system and the Darcy-Weisbach equation, possible causes of the emergence and development of localized perturbations (puffs) during a laminar-turbulent transition are considered. It is shown that the cause of the appearance and development of gusts is the imbalance between the positive production of entropy and the negative flow of entropy, which is a condition for the stationarity of the process, according to I. Prigogine. The imbalance occurs with an increase in the Reynolds number, and up to $Re \geq 1000$ the imbalance is growing. An exponential dependence of the ratio of the entropy of a turbulent flow to the entropy of a laminar flow on the Reynolds number is obtained. It has been shown that the lifetime of impulses is an exponential function of the ratio of entropies turbulent and laminar flows.

Keywords: localized disturbances, lifetime puff, entropy, dissipation energy.

References

1. PAVELYEV, A.A., A.I. RESHMIN, S.Kh. TEPLOVODSKIY, et al. On lower critical Reynolds number for flow in a circular tube [O nizhnem kriticheskom chisle Reynoldas dlya techeniya v krugloy trube]. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Mekhanika zhidkosti i gaza*, 2003, no. 4, pp. 47–55, ISSN 0568-5281. (Russ.).
2. NIKITIN, N.V. Numerical study of laminar-turbulent transition in a circular tube against periodical input disturbances [Chislennoye issledovaniye laminarno-turbulentnogo perekhoda v krugloy trube pod deystviyem periodicheskikh vkhodnykh vozmushcheniy]. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Mekhanika zhidkosti i gaza*, 2001, no. 2, pp. 42–55, ISSN 0568-5281. (Russ.).
3. MOISEYEV, N.N. *Algorithms of evolution* [Algoritmy razvitiya]. Moscow: Nauka, 1987. (Russ.).
4. MOISEYEV, N.N. *Mathematics sets up an experiment* [Matematika stavit eksperiment]. Moscow: Nauka, 1979. (Russ.).
5. MILLIONSHCHIKOV, M.D. *Turbulent flow in a boundary layer and in tubes* [Turbulentnoye techeniye v pogranchnom sloye i v trubakh]. Moscow: Nauka, 1969. (Russ.).
6. PRIGOGINE I., I. STENGERS. *Order out Chaos. Man's new dialogue with nature*. N.Y.: Bantarm Books, 1984.
7. SEDOV, L.I. *Mechanics of continuous medium* [Mekhanika sploshnoy sredy]. Moscow: Nauka, 1976. (Russ.).
8. POTAPOV, A.G. On the laminar-turbulent transition in the flow of viscous and viscoplastic liquids in a round pipe [K voprosu o laminarno-turbulentnom perekhode pri techenii vyazkikh i vyazkoplastichnykh zhidkostey v krugloy trube]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 4 (15): Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields, pp. 69–75. ISSN 2306-8949. (Russ.).
9. POTAPOV, A.G. Crisis of the laminar flow of a non-Newtonian liquid in a pipe [Krizis laminarnogo techeniya nenyutonovskoy zhidkosti v krugloy trube]. *Inzhenerno-Fizicheskiy Jurnal*, 2018, vol. 91, no. 6, pp. 1537–1543. ISSN 0021-0285. (Russ.).
10. NICOLIS, G., I. PRIGOGINE. *Exploring complexity. An introduction*. N.Y.: W.N. Freeman and Company, 1989.
11. HOF, B., A. de LOZAR, D.J. KUIK, et al. Repeller or attractor? Selecting the dynamical model for onset of turbulence in pipe flow. *Phys. Rev. Let.*, 2008, vol. 101, no. 214501, ISSN 0031-9007.
12. AVILA, K., D. MOXEY, A. de LOZAR, et al. The onset of turbulence in pipe flow. *Science*, 2011, vol. 333, pp. 192–196 ISSN 0036-8075.
13. NIKITIN, N.V., V.O. PIMANOV. On keeping up oscillations in localized turbulent structures at tubes [O podderzhanii kolebaniy v lokalizovannykh turbulentnykh strukturakh v trubakh]. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Mekhanika zhidkosti i gaza*, 2018, no. 1, pp. 68–76. (Russ.).
14. KATASONOV, M.M., V.V. KOZLOV, N.V. NIKITIN, et al. Origination and development of localized disturbances in a circular tube and in a boundary layer [Vozniknoveniye i razvitiye lokalizovannykh vozmushcheniy v krugloy trube i pogranchnom sloye]. Novosibirsk: Novosibirsk State University, 2019. (Russ.).
15. LIKHAREV, V.A. *On properties of water (for specialists)* [O svoystvakh vody (dlya spetsialistov)]. *BIM* [online]. Available from: <http://www.bim.bewell.ru/03.htm>

УДК 536.622:620.93

Калориметрия как эффективный метод измерения теплоты сгорания горючих газов

К.А. Мишина^{1*}, Е.Н. Корчагина¹, И.А. Прудников², В.В. Васильев²,
И.О. Стурейко³, Р.Я. Грыб³

¹ Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева, Российская Федерация, 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-т, д. 19

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

³ ООО «НИИГазэкономика», Российская Федерация, 119311, корп. 1, г. Москва, ул. Строителей, д. 8

* E-mail: k.a.mishina@vniim.ru

Ключевые слова: объемная энергия (теплота) сгорания, число Воббе, газовая калориметрия, теплофизические свойства, природный газ.

Тезисы. В статье рассмотрены калориметрические методы измерений объемной энергии (теплоты) сгорания горючих газов, описаны требования к точности, классификация и принципы действия средств измерений теплоты сгорания. Отмечена актуальность вопросов, связанных с измерениями объемной энергии сгорания, и проведен анализ метрологических и технических характеристик средств измерений, реализующих калориметрические методы. Показаны целесообразность и перспективность применения калориметрических методов в теплоэнергетике и металлургии как в коммерческом учете при взаиморасчетах за природный газ, так и для решения технологических задач, а также совместно с популярным расчетным методом при решении различных измерительных задач.

В настоящее время актуален вопрос о переходе на учет природного газа и соответствующие взаиморасчеты с потребителями в единицах энергии, при определении которой необходимы измерения объемной теплоты сгорания (ОТС) газа, являющейся важнейшим показателем его качества.

Газ альб-сеноманского комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, а именно Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР), Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей, является «сухим» метановым с крайне низким (не более 23 %) содержанием попутных компонентов. Основные запасы этансодержащего газа и полезных компонентов сосредоточены в Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ): более 61 % по запасам газа, 68 % этана, от 69,0 % бутана до 65,4 % пропана по компонентам. Именно этот объем в ближайшее время будет активно извлекаться для поставок в газотранспортную систему.

Наибольшая доля в добыче этансодержащего газа по региону за рассматриваемый период приходится на Уренгойское НГКМ, также следует отметить, что прирост добычи газа в период до 2035 г. в целом по НПТР будет обеспечен исключительно вводом в разработку ачимовских лицензионных участков данного месторождения. Уровень добычи этансодержащего газа на месторождениях НПТР увеличится с уровня менее 60 млрд м³ до уровня около 85 млрд м³ в год. Нарастание доли этансодержащего газа в общем объеме транспортируемого потребителям газа делает вопрос контроля ОТС одним из актуальных на сегодняшний день в производственной практике ПАО «Газпром» как основного поставщика природного газа потребителям внутри страны и на экспорт.

Мировая практика измерений ОТС газа опирается на два метода: калориметрический и расчетный, основанный на определении компонентного состава газа с применением хроматографов. Сравнительный анализ средств измерений (СИ), реализующих эти методы, представляет интерес для потребителя, так как позволяет выбрать оборудование, оптимальное для решения различных измерительных задач.

В статье Х. Дёрр и др. [1] приведен обзор некоторых характеристик СИ теплоты сгорания (табл. 1), на основании которого авторы отмечают, что в отдельных случаях калориметрические методы измерений в сравнении с расчетом по ГОСТ 31369 имеют ряд преимуществ, а именно: отсутствие ограничений по содержанию компонентов

Таблица 1

**Краткий обзор некоторых характеристик СИ теплоты сгорания,
предоставленных производителями [1]**

Наименование (принцип действия) СИ	Продолжительность измерения**	Расходные материалы	Минимальная стоимость, тыс. евро*
Газовый калориметр	Непрерывный режим	Воздух	> 23
СИ стехиометрического принципа действия	Непрерывный режим	Воздух	> 10
Масс-спектрометр	Непрерывный режим		> 70
Потоковый газовый хроматограф	10...15 мин	Один-два газа-носителя	> 50
СИ корреляционного принципа действия	Непрерывный режим		> 7
СИ оптического принципа действия	Непрерывный режим		> 15

* Стоимость базовой комплектации, не включающей систему пробоотбора, ячейки плотности и т.д.

** Для СИ, работающих в непрерывном режиме, время отклика обычно составляет 3–10 с.

(например, этана и водорода), меньшее время отклика калориметра при смене газа, а также экономичность и простота обслуживания калориметрических систем, включая процедуры их градуировки и калибровки [1].

В России как в коммерческом учете, так и в процессах регулирования газогорелочных устройств в промышленности используется большой парк СИ различных типов, реализующих различные методы. При этом применяемые СИ существенно отличаются метрологическими, техническими и стоимостными характеристиками, что можно увидеть по результатам текущего анализа.

Энергия сгорания как показатель качества газа

В настоящее время в России принята идеология продажи газа по его объемам, а не по тепловой энергии – производству количества газа (объема или массы) и соответствующей удельной теплоты сгорания – в отличие от большинства других стран [2, 3]. Недостатки такого подхода и важность коммерческого учета калорийности газа по его энергосодержанию многократно рассматривались в научных публикациях¹ [4–6]. В связи с этим на данный момент одной из приоритетных задач в газовой отрасли является переход на коммерческие расчеты с потребителями за природный газ в единицах энергии.

В соответствии с ГОСТ Р 57614-2017 энергия может быть либо измерена прямым способом, либо вычислена исходя из количества и теплоты сгорания газа (рис. 1, 2).

На текущий момент СИ для прямого измерения энергии природного газа начали появляться на рынке, однако отсутствует достаточный опыт их использования, а международные и российские стандарты, устанавливающие методы прямого определения энергии природного газа, отсутствуют.

В общем случае определение энергии прошедшего по газопроводу газа основано на величинах, изменяющихся во времени t : текущий расход газа $q(t)$ и текущая ОТС $h(t)$. скорость потока энергии $e(t)$ вычисляются по формуле

$$e(t) = h(t)q(t). \quad (1)$$

Для косвенного определения энергии на газоизмерительной станции необходимо отдельно измерить объем или массу газа и теплоту его сгорания. Следовательно, ОТС, наряду с количеством газа, является принципиально важной величиной для коммерческого учета газа, а методы ее измерения должны быть достаточно точными и согласованными.

Недостовверные измерения ОТС помимо возможных финансовых убытков на стороне потребителя могут приводить к снижению КПД, повышению расхода условного топлива и другим технологическим рискам. Часть этих рисков также может быть обусловлена непосредственно связанной с ОТС величиной – числом Воббе (W).

Число Воббе (высшее или низшее) определяется как отношение ОТС (высшей или низшей) газа к квадратному корню его относительной плотности d по воздуху:

$$W_{\text{высш/низш}} = \frac{h_{\text{высш/низш}}}{\sqrt{d}}. \quad (2)$$

¹ Газ горючий природный. Определение энергии: ГОСТ Р 57614-2017.

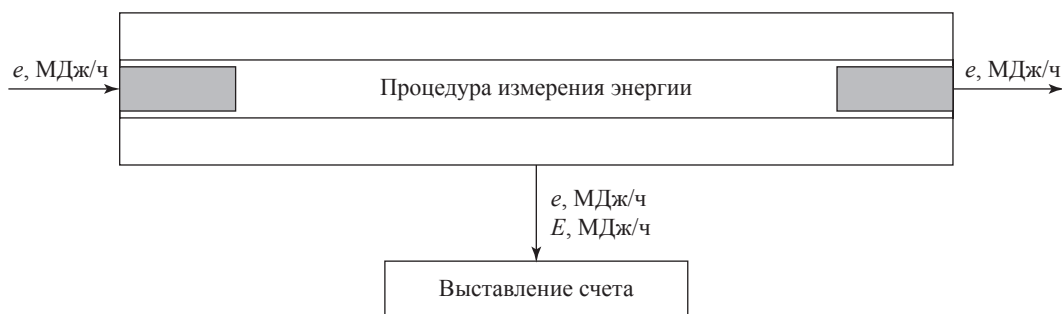


Рис. 1. Схема определения энергии прямым методом:

e – скорость потока энергии; E – энергия

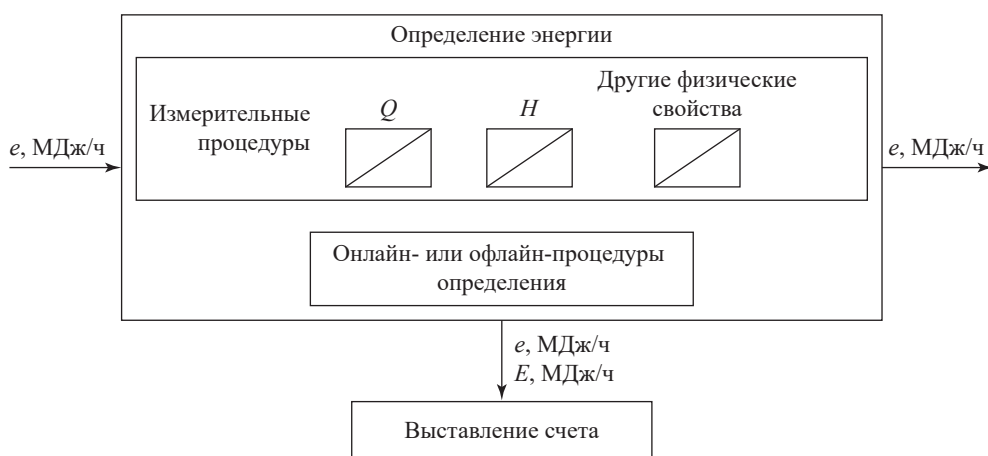


Рис. 2. Схема определения энергии косвенным методом:

Q – количество (объем, м^3 ; масса, кг) газа; H – удельная энергия сгорания, $\text{МДж}/\text{м}^3$ или $\text{МДж}/\text{кг}$

Число Воббе – основная характеристика взаимозаменяемости газового топлива – отражает информацию о тепловой нагрузке в системе, поскольку газы с разным компонентным составом и энергией сгорания, но одинаковым числом Воббе имеют одинаковую тепловую мощность и могут применяться без замены горелочных устройств. При этом характеристики процесса горения при неизменных конструктивных и аэродинамических параметрах сжигающего устройства остаются прежними. Графически взаимозаменяемость газа можно представить с помощью диаграммы Даттона (рис. 3).

Чаще всего оборудование, применяемое потребителем, настраивается при установке на достаточно узкие диапазоны ОТС и числа W . Отклонение от этих диапазонов может иметь различные последствия для технологического процесса, а именно:

- снижение КПД;
- детонация в двигателе;
- изменение динамики горения (колебания и вибрация);
- проскок пламени (рис. 4);

- отрыв пламени;
- неполнота сгорания;
- желтый ореол пламени;
- повышение выбросов оксидов углерода и азота.

Поэтому так важны получение достоверных результатов измерений этих параметров для потребителя и поддержание заявленного качества газа в установленных пределах для поставщика.

В настоящее время вопросы измерений ОТС особенно актуальны, поскольку использование сжиженного газа, газов из нетрадиционных источников, включая биогаз, попутного нефтяного газа, а также увеличение числа производителей и разработка новых месторождений газа приводят к варьированию качества газа в достаточно широких пределах [8, 9]. За рубежом наибольший интерес вызывают проблемы измерений характеристик газов из нетрадиционных источников, доля которых в производстве и потреблении постепенно растет [10]. В настоящее время в результате диверсификации газовой инфраструктуры

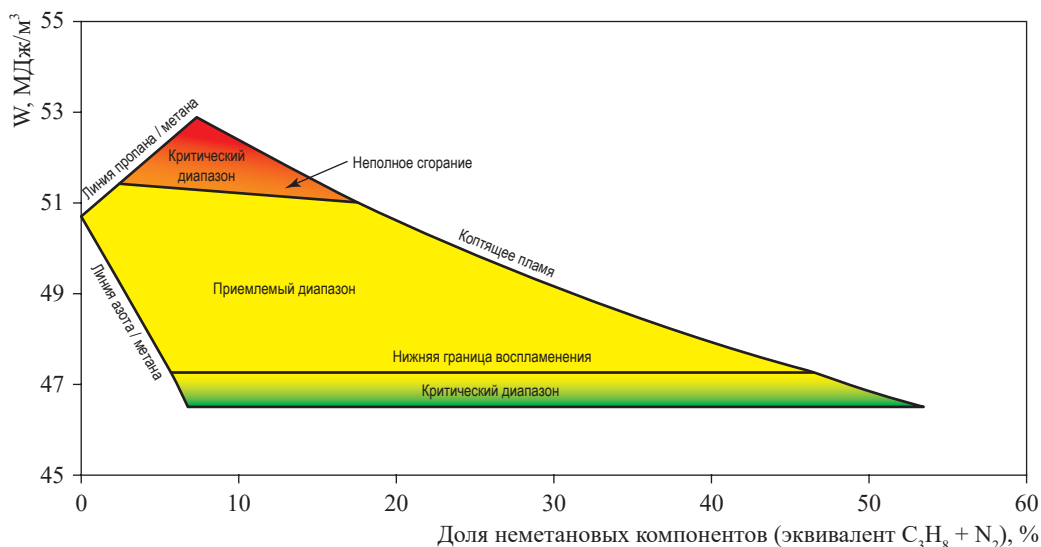


Рис. 3. Диаграмма взаимозаменяемости газа (диаграмма Даттона) [7]

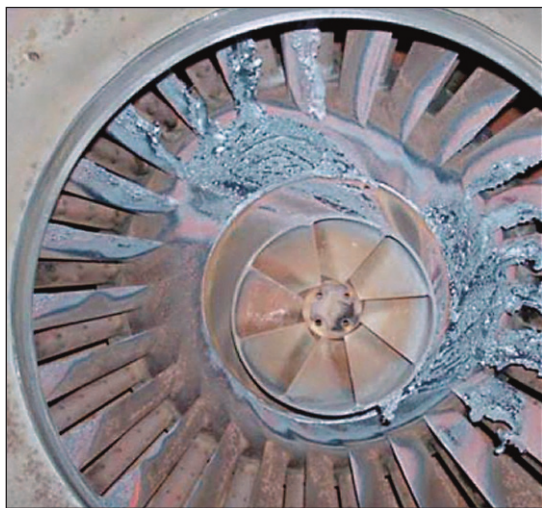


Рис. 4. Повреждение газовой турбины при просжке пламени

рост использования таких газовых топлив составляет в среднем 1,8 % в год, и, по прогнозу, продолжится в основном за счет использования в странах со строгими экологическими нормами [11]. В России более актуальной является проблема утилизации попутного нефтяного газа, в том числе путем его использования для генерации электроэнергии. Кроме того, в России также активно обсуждается изменение правил недискриминационного доступа к газораспределительным сетям [12].

Вариации в качестве газа могут наблюдаться и при использовании газа одного месторождения, однако этот процесс протекает постепенно в течение многих лет и не вызывает резких существенных изменений.

При поступлении потребителю газа из разных источников, даже при сохранении стабильных среднегодовых значений показателей качества в пределах нормируемых, могут возникать колебания в краткосрочном периоде. Пример таких колебаний за 2015 г. в газовой сети Швеции на основе статистической обработки среднемесячных и среднедневных результатов измерений ОТС приведен на рис. 5.

Несмотря на то что внутренний рынок в РФ на текущий момент является высококонцентрированным, в некоторых регионах наблюдаются изменения качества газа. Графическое представление таких изменений на основе данных, предоставленных ПАО «Газпром», приведено для ООО «Газпром трансгаз Самара» (рис. 6).

При увеличении количества компаний, имеющих допуск к газотранспортной системе, необходимо будет технологически учитывать интересы всех конкурентов и строже контролировать характеристики газа, чтобы предотвратить ухудшение общего качества из-за недобросовестных поставщиков. Для решения этой проблемы как в России, так и в мировой практике существуют стандарты, регулирующие требования к качеству газа, методам измерений характеристик газа и их точности.

Для природного газа в Российской Федерации эти требования, а также методы испытаний ОТС и числа Воббе определяет ГОСТ 5542-2014² (табл. 2).

² См.: Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения: ГОСТ 5542-2014: межгосударственный стандарт.

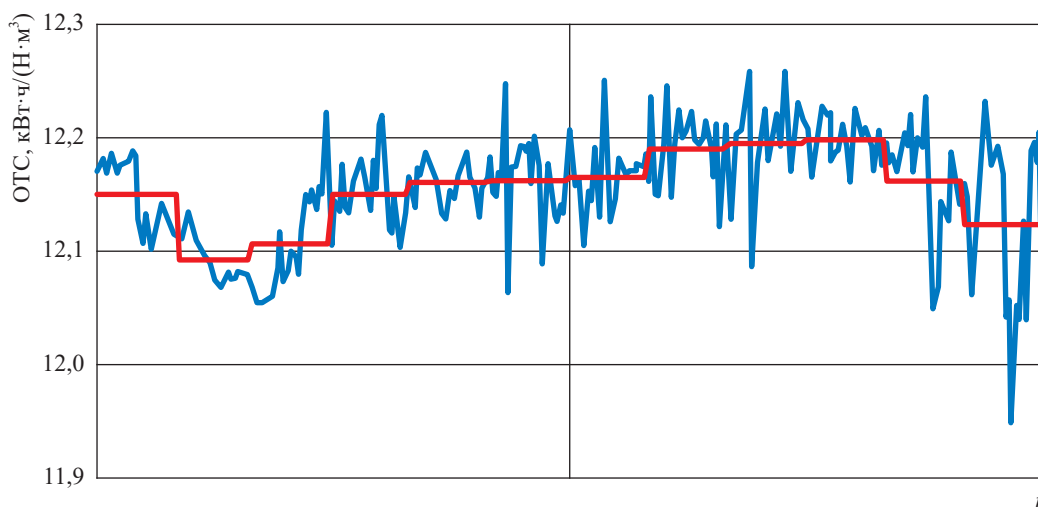


Рис. 5. Колебания ОТС в газовой сети Швеции в 2015 г. [8]

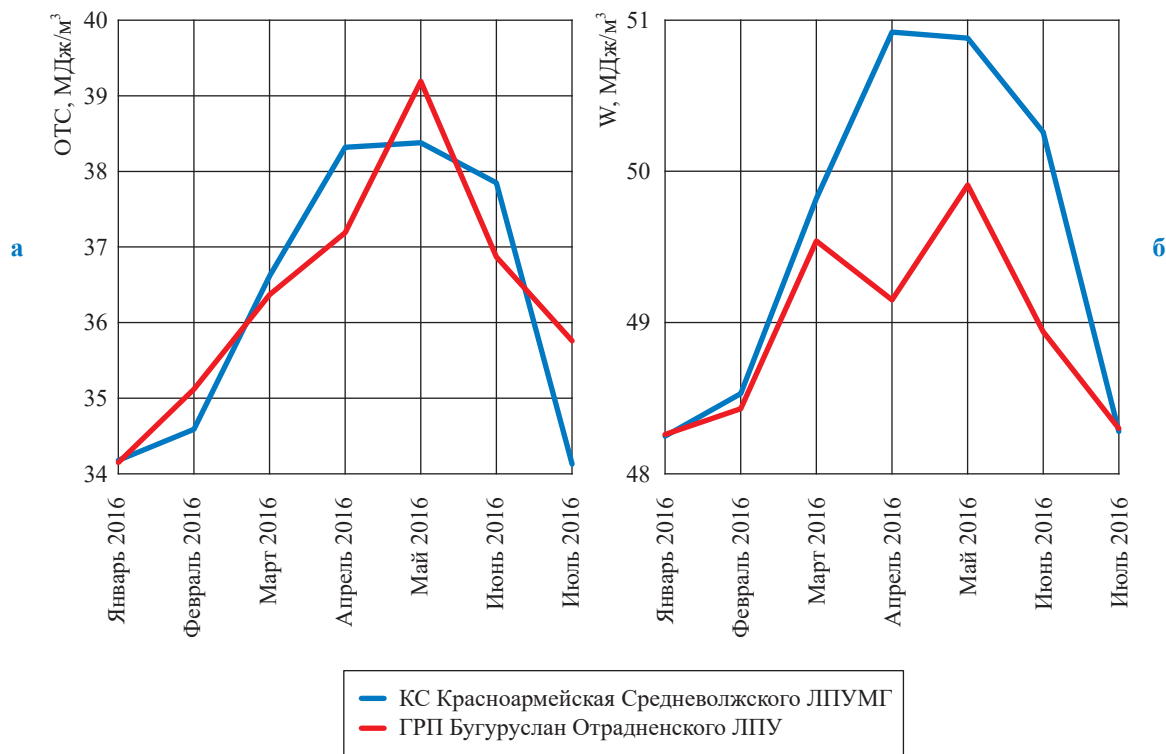


Рис. 6. Колебания ОТС (а) и числа Воббе (б) в газопроводах ООО «Газпром трансгаз Самара»: КС – компрессорная станция; ЛПУМГ – линейное производственное управление магистральных газопроводов; ГРП – газорегуляторный пункт; ЛПУ – линейный пункт управления

Методы и средства измерений энергии сгорания горючих газов

Низшая объемная теплота сгорания может быть либо вычислена в соответствии с ГОСТ 31369 (ISO 6976) – расчетным методом определения энергии сгорания и других свойств газа на основе его компонентного состава (определяемого при помощи газового хроматографа),

либо определена экспериментально калориметрическими методами измерений. Важно отметить, что значения ОТС чистых компонентов, приведенные в ГОСТ 31369, установлены при помощи статистического обобщения результатов измерений, полученных в разное время в разных странах на различных газовых калориметрах, в том числе включая данные,

Таблица 2

Требования ГОСТ 5542-2014

Показатель	Норма	Метод испытания
Низшая теплота сгорания при стандартных условиях, МДж/м ³ (ккал/м ³), не менее	31,80 (7600)	Определение низшей теплоты сгорания при стандартных условиях проводят по ГОСТ 10062*, ГОСТ 27193** или ГОСТ 31369***. При возникновении разногласий по значениям данного показателя арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ 31369
Область значений W (высшего) при стандартных условиях, МДж/м ³ (ккал/м ³)	От 41,20 до 54,50 (от 9840 до 13020)	По ГОСТ 31369
Отклонение W от номинального значения, %	± 0,5	–

* См.: Газы природные горючие. Метод определения удельной теплоты сгорания: ГОСТ 10062-75: межгосударственный стандарт.

** См.: Газы природные горючие. Метод определения теплоты сгорания водяным калориметром: ГОСТ 27193-86: межгосударственный стандарт.

*** См.: Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава: ГОСТ 31369-2008: межгосударственный стандарт.

Таблица 3

ОТС чистого метана (сгорание при 0 °С, измерение при 0 °С), МДж/м³, по разным источникам

Источник	Высшая ОТС	Низшая ОТС
Основы сжигания газового топлива [13]	39,82	35,88
ГОСТ 31369-2008	39,936	35,904
ISO 6976:20164	39,933	35,902

опубликованные еще в 1930-х гг. Отмечено [10], что оценка погрешностей (бюджет неопределенности) в некоторых ранних публикациях учитывала не все составляющие, что могло привести к ее занижению. Поэтому на эталонных газовых калориметрах, располагаемых в европейских метрологических структурах, продолжают работы по измерениям ОТС чистых компонентов природного газа с целью уточнения значений, приводимых в стандартах (табл. 3), и их неопределенности.

Калориметрические методы реализуются в основанных на различных принципах действия СИ промышленного производства, которые можно классифицировать следующим образом:

- *тип 1* – СИ, в которых осуществляются прямое сжигание исследуемого газа в газовой горелке и непосредственное определение количества выделившейся теплоты;

- *тип 2* – СИ, в которых ОТС вычисляется по результатам измерений других величин, связанных с ОТС известной зависимостью, подтвержденной как практическими наблюдениями, так и теоретическим обоснованием (например, стехиометрическое и каталитическое сжигание);

- *тип 3* – СИ, в которых ОТС вычисляется по результатам измерений других величин, связанных с ОТС эмпирической зависимостью (например, вычисление ОТС по результатам измерений скорости звука или теплопроводности газа).

Использование приборов разных типов обуславливается требованиями к точности измерений, сферой их применения и свойствами исследуемых газов. В целях анализа обобщены результаты экспериментальных исследований при испытаниях СИ с целью утверждения типа для оценки их метрологических характеристик. В табл. 4 приведен перечень приборов, проходивших в Российской Федерации процедуру испытаний в целях утверждения типа с 2000 г., а в табл. 5 указаны характеристики тех СИ, которые на текущий момент представлены на рынке в РФ и допущены к применению в сферах государственного регулирования.

Ввиду того что многие модели калориметров, для которых были проведены испытания с целью утверждения типа, сняты с производства, их характеристики подробно не рассматривались. Наибольший интерес среди таких калориметров представляли модели 66

Таблица 4

Перечень СИ утвержденного типа

Тип СИ	Производитель СИ	Номер в реестре СИ	Срок свидетельства	Принцип действия
Измеритель числа Воббе WIM Compas	Horbe Instruments B.V., Нидерланды	77345-20	03.02.2025	Стехиометрическое сжигание
Калориметры газовые НКС	ООО «Теплофизические приборы», Россия	28079-09	02.10.2024	Прямое сжигание
Калориметры газовые CWD 2005	UNION Instruments GmbH, Германия	75775-19	19.08.2024	Прямое сжигание
CWD 2000		46777-11	18.05.2016	
Измерители числа Воббе 9610	Cosa Xentaur Corporation, США	58095-14	31.05.2024	Стехиометрическое сжигание
Системы измерительные калориметрические газовые RBM 2000	Reineke Meß- und Regeltechnik GmbH, Германия	27725-13	15.03.2018	Стехиометрическое сжигание
Калориметры газовые поточные Gas-lab Q1	Elster GmbH, Германия	49897-12	18.05.2017	Инфракрасная спектроскопия (ИКС), измерение теплопроводности
Калориметры газовые WI	Reineke Meß- und Regeltechnik GmbH, Германия	44796-10	01.08.2015	Прямое сжигание
Калориметры КСНГ-У	ООО «Теплофизические приборы», Россия	20619-00	–	Прямое сжигание
КСНГ-05		13830-04	01.08.2009	
Калориметры газовые EMC 500	RMG Messtechnik GmbH, Германия	24854-03	01.06.2008	ИКС, измерение теплопроводности
Калориметры газовые автоматические 66	Reineke, Германия	14996-95	01.01.2001	Прямое сжигание

Таблица 5

Основные метрологические характеристики СИ утвержденного типа

СИ	Измеряемая величина	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности измерений, %
9610	$W_{\text{ниж/высш}}$	1...95 МДж/м ³	±1,0*
	$H_{\text{ниж/высш}}$		
	d	0,1...3,0	±0,6
НКС	$H_{\text{ниж}}$	25...41 МДж/м ³	±0,3
CWD 2005	$H_{\text{ниж/высш}}$	3,0...5,0 МДж/м ³	±1,0*
		12,5...21,0 МДж/м ³	
WIM Compas	$W_{\text{ниж/высш}}$	0...90 МДж/м ³	±1,0*
	$H_{\text{ниж/высш}}$		±0,7*
	d	0,5...1,7	±1,0*

* Пределы допускаемой погрешности измерений, приведенной к верхнему пределу диапазона измерений.

производства Reineke Meß- und Regeltechnik и модели КСНГ-У и КСНГ-05 производства ООО «Теплофизические приборы». Все эти модели основаны на методе прямого сжигания газа и среди всех калориметров имели наименьшие пределы допускаемой погрешности измерений ($\pm 0,5\%$). На текущий момент фирма Reineke Meß- und Regeltechnik прекратила производство таких приборов, заменив их СИ, основанными на косвенных методах с погрешностью около 1%, а на основе калориметров

КСНГ-У и КСНГ-05 были разработаны калориметры НКС с улучшенными метрологическими характеристиками.

Анализ парка газовых калориметров свидетельствует о разнообразии измерительных методов, заложенных в их основу, и показывает существенные отличия по диапазону и точности измерений. Можно отметить, что в большинстве производимые СИ основаны на косвенных методах и имеют схожие пределы допускаемой погрешности измерений в диапазоне 1,0...3,0%.

Таблица 6

Максимально допустимые погрешности измерений в соответствии с ISO 15971

Класс СИ			
0	1	2	3
$\pm 0,1 \%$	$\pm 0,1 \text{ МДж/м}^3 (\sim 0,25 \%)$	$\pm 0,2 \text{ МДж/м}^3 (\sim 0,5 \%)$	$\pm 0,5 \text{ МДж/м}^3 (\sim 1 \%)$

Таблица 7

Максимально допустимые погрешности измерений, %, в соответствии с OIML R 140

Измеряемая величина	Класс точности		
	A	B	C
Энергия	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 3,0$
Объемная теплота сгорания*	$\pm 0,50$	$\pm 1,00$	$\pm 1,00$
Представительная объемная теплота сгорания**	$\pm 0,60$	$\pm 1,25$	$\pm 2,00$

* Относится только к самому СИ, осуществляющему измерения ОТС.

** Относится к определению представительного значения ОТС (одного значения или комбинации нескольких, принятых как наиболее достоверно описывающие измеряемую величину с учетом конфигурации измерительной системы). В эту погрешность включают дополнительные составляющие, такие как погрешность нестабильности, погрешность времени отклика системы и др.

В целом каждый тип СИ обладает своими преимуществами и недостатками. Так, приборы, основанные на прямом сжигании исследуемого газа в газовой горелке, меньше представлены на рынке, в среднем требуют большего расхода измеряемого газа и имеют более высокую стоимость. При этом точность измерений такими СИ достаточно высока и не зависит от состава газа, в том числе от содержания влаги, инертных примесей и компонентов неалканового ряда.

Приборы, реализующие косвенные методы определения ОТС, имеют большую погрешность и чувствительны к вышеуказанным примесям, что требует оценки их влияния на погрешность измерения. Однако их меньшая стоимость, простота в обслуживании, широкий диапазон измерений и малое время отклика позволяют применять такие СИ для задач мониторинга и регулирования в технологических процессах.

Существуют международные стандарты ISO 15971 и OIML R 140³, которые описывают классификацию и нормативные требования к точности СИ теплоты сгорания (табл. 6 и 7).

По классификации ISO 15971 эталонные калориметры относятся к классу 0. Такие калориметры не являются коммерчески доступными продуктами и специально разрабатываются для использования в метрологических институтах. Все СИ класса 0 реализуют прямой метод измерений либо на массовый, либо

на объемный базис и имеют прямую прослеживаемость к соответствующим единицам измерения. За рубежом более распространены эталонные калориметры, измеряющие удельную энергию сгорания на массовый базис, что требует дополнительного измерения плотности исследуемого газа и включения неопределенности этих измерений в бюджет неопределенности при передаче единицы рабочим СИ, измеряющим объемную теплоту сгорания.

В Европе калориметры класса 0 с неопределенностью измерений, не превышающей $\pm 0,05 \%$ [10, 14], были разработаны в рамках проекта GERG (*англ.* European Gas Research Group – Европейская группа исследований газа) и сейчас применяются национальными метрологическими институтами Германии (*нем.* Physikalisch-Technische Bundesanstalt, PTB) и Франции (*фр.* Laboratoire national de métrologie et d'essais, LNE).

В Российской Федерации к классу 0 относится газовый калориметр «КАТЕТ», входящий в состав ГЭТ 16-2018⁴. «КАТЕТ» реализует разработанный во ВНИИМ метод измерения ОТС на объемный базис [15]. Такие калориметры требуют обеспечения особых условий, специализированных помещений и высококвалифицированного персонала и применяются для передачи единицы ОТС и в научных исследованиях. Например, как упоминалось ранее, результаты измерений, полученные

³ См.: Measuring systems for gaseous fuel: OIML R 140: 2007 (E).

⁴ Государственный первичный эталон единиц энергии сгорания, удельной энергии сгорания и объемной энергии сгорания ГЭТ 16-2018.

с применением эталонных калориметров, позволили уточнить значение энергии сгорания метана в ИСО 6976 и снизить неопределенность этого значения [14–16].

Калориметры класса 1 имеют наименьшую неопределенность измерений из представленных на рынке коммерческих СИ. Для сохранения такой точности обычно необходимо соблюдать дополнительные требования к установке, калибровке и контролю процесса измерений, рекомендуемые производителем и приведенные в ISO 15971.

СИ классов 2 и 3 являются наиболее распространенными, а требования к их точности согласуются с метрологическими требованиями к СИ, входящим в состав измерительных систем для газообразных топлив.

В России на текущий момент установлены только общие требования к методам измерений, которые приведены в ГОСТ Р 8.668-2009 «Теплота (энергия) сгорания объемная природного газа. Общие требования к методам измерений». Стандарт предусматривает использование как прямых, так и косвенных методов, а также устанавливает требования к погрешности измерений объемной теплоты сгорания природного газа при коммерческом учете.

При измерении ОТС природного газа любым методом и любыми СИ при взаиморасчетах относительная суммарная погрешность измерения низшей ОТС в диапазоне от 31,8 до 39,8 МДж/м³ (от 7600 до 9500 ккал/м³) должна лежать в пределах $\pm 0,6\%$ при доверительной вероятности 0,95, что сопоставимо с требованиями международных стандартов.

Для выполнения этих требований при выборе СИ и при необходимости сравнения результатов измерений ОТС, полученных разными методами и СИ, помимо основных метрологических характеристик также нужно учитывать и другие факторы, которые могут оказать влияние на погрешность измерений в ходе эксплуатации.

Для СИ, реализующих косвенные методы, наличие в сжигаемом газе примесей неалканового ряда может оказать существенное влияние. В ISO 15971 приведен пример такой оценки для СИ, реализующих метод стехиометрического сжигания, однако это ориентировочные данные, которые требуют уточнения при испытаниях каждого конкретного СИ (табл. 8).

Также принципиально важно учитывать в качестве примеси пары воды. Известно, что газ, подаваемый из подземных газохранилищ, имеет высокие показатели влагосодержания. Гидравлические испытания на герметичность вновь вводимых газопроводов, ремонты газоподводящих линий – все это приводит к превышению нормативов по влаге и, как следствие, к понижению калорийности газа. Необходимость введения поправки на влагосодержание при этом зависит от применяемого метода, принципа действия СИ и процедуры пробоподготовки.

Введение поправок не требуется только для тех СИ, в которых газ сгорает без предварительной подготовки в его рабочем состоянии (т.е. с возможным содержанием в нем водяного пара) и измеряется действительная ОТС. Такой подход реализован, например, в газовых

Таблица 8

Оценка погрешности измерений, обусловленной присутствием примесей в природном газе

Компонент	Отклонение, %, от действительного значения, вызванное присутствием 10 % данного компонента	Молярная доля компонента, %, приводящая к увеличению погрешности на 0,1 %
Кислород	-5,5	0,2
Водород	-0,7	1,5
Монооксид углерода	-0,7	1,6
Сульфид водорода	+1,3	0,8
Этилен	-0,8	1,2
Пропилен	-0,6	1,5
Бутены	-0,5	1,7
Бензол	+0,2	3,8
Толуол	+0,4	2,2
Метанол	-1,1	1,0
Азот	+0,07	14,5
Диоксид углерода	+0,07	14,5

калориметрах типов КСНГ-05 и НКС, в которых измеряется низшая объемная теплота сгорания газа.

В некоторых калориметрах процедура измерений может подразумевать предварительную осушку газа. При анализе компонентного состава (в частности, газовым хроматографом) также используют уже осушенный газ, поэтому такими методами можно проанализировать все важные компоненты, за исключением воды. Рассчитанная на основании этих данных ОТС относится к сухому газу, хотя в действительности газ может содержать водяной пар. Это приводит к возникновению существенной систематической погрешности самого метода, поэтому необходимо осуществлять контроль влагосодержания газа, вводить поправку на наличие паров воды в расчет теплоты сгорания и учитывать погрешность этой поправки. Проблемам, связанным с содержанием влаги в газе, уделено значительное место в международном стандарте ИСО 6976, регламентирующем процедуру расчета теплоты сгорания. В названном документе показано, что уже при превышении объемной доли водяных паров в газе свыше 0,005 % необходимо вводить поправку в расчет ОТС.

В других типах калориметров, применяемых для прямого измерения ОТС посредством сжигания газа, газ насыщается перед сжиганием водяным паром, и поэтому такие калориметры измеряют теплоту сгорания насыщенного газа. Нужно учитывать, что такие значения ОТС ниже, чем значения для ненасыщенного (сухого или частично насыщенного) газа вследствие того, что в измерительной системе происходит замещение газа водяным паром.

Грамотный учет вышеуказанных факторов позволяет получать точные, достоверные и согласованные результаты измерения ОТС, что особенно важно при использовании различных методов.

Практика применения калориметрических методов

В России СИ, основанные на косвенных методах, распространены ограниченно и применяются преимущественно для регулирования на узлах смешения природного газа с низкокалорийными газообразными топливами – доменным или коксовым газом металлургических производств.

Для измерения ОТС природного газа наиболее широко применяется отечественный



Рис. 7. Калориметр НКС

газовый калориметр НКС производства ООО «Теплофизические приборы», г. Санкт-Петербург (рис. 7). Данные калориметры установлены на теплоэлектроцентралях Москвы, Санкт-Петербурга, Волгограда, Астрахани, Ульяновска, Чебоксар, Рязани, Волжского. Принцип работы НКС основан на поддержании постоянной мощности, выделяемой при сжигании газа в измерительной ячейке, расположенной внутри теплового блока (БТ). Измерительная ячейка через блок полупроводниковых дифференциальных модулей связана со сравнительной ячейкой, в которой выделяется заданная мощность на электрическом нагревателе. Подача газа в измерительную ячейку БТ осуществляется дозирующим устройством с регулируемой скоростью подачи. Регулирование скорости подачи газа осуществляется методом изменения частоты импульсов, подаваемых на шаговые двигатели, которые с помощью червячно-винтовых пар приводят в поступательное движение поршни в рабочих цилиндрах (поршневой насос). Регулирование частоты осуществляется ПИД⁵-регулятором, поддерживающим нулевой сигнал на блоке дифференциальных модулей.

Такой принцип действия данного калориметра позволяет обеспечить высокую точность до 0,3 %. Характеристики калориметра были также подтверждены в ходе его эксплуатации: на рис. 8 представлены относительные погрешности нескольких калориметров НКС, полученные в ходе поверки.

⁵ Пропорционально-интегрально-дифференцирующий регулятор.

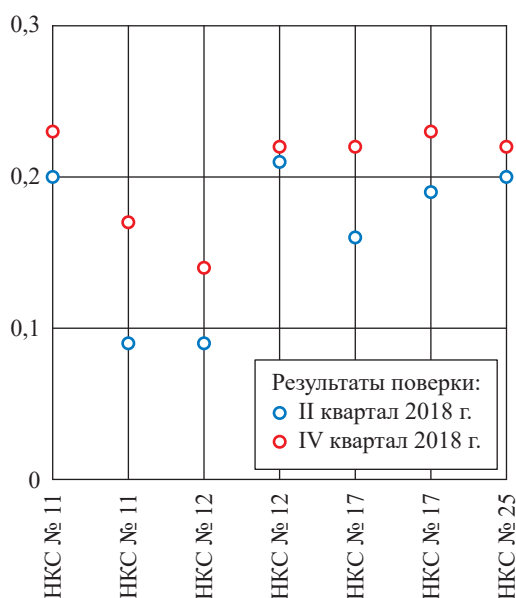


Рис. 8. Относительные погрешности калориметров НКС, %

Проведенный анализ показал, что калориметрические методы измерения энергии сгорания горючих газов могут быть использованы наряду с расчетным методом ее определения.

Наибольший интерес для коммерческого учета представляют СИ 1-го типа, реализующие метод непосредственного сжигания газа в газовой горелке. Такие СИ имеют высокую точность и не требуют введения поправок на содержание влаги и других примесей.

Калориметры других типов также могут эффективно использоваться, например, в целях регулирования, так как просты в эксплуатации, имеют малое время отклика и сравнительно низкую стоимость. Такие калориметры особенно распространены при измерениях газов, отличных от природного: доменного, коксового и др.

Список литературы

- Dörr H. Review of impacts of gas qualities with regard to quality determination and energy metering of natural gas / H. Dörr, T. Koturbash, V. Kutecherov // Meas. Sci. Technol. – 2019. – Т. 30. – № 4. – Ст. № 022001. – <https://doi.org/10.1088/1361-6501/aaecf4>
- The Natural Gas Policy Act 1978. – <https://pdfs.semanticscholar.org/275d/fa932e81f0ebb205d0b76b9eb277b6041196.pdf>
- Gas Act 1986. – <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1986/44/contents>
- Александров Ю.И. Природный газ – сырье или энергоноситель? / Ю.И. Александров, Е.Н. Корчагина // Измерительная техника. – 1994. – № 5. – С. 66–68.
- Александров Ю.И. Метрологические проблемы коммерческого учета калорийности природного газа / Ю.И. Александров, Е.Н. Корчагина, В.И. Беляков // Законодательная и прикладная метрология. – 2004. – № 5. – С. 54–61.
- Козлов А.М. Определение энергии – важный фактор при реализации природного газа / А.М. Козлов, А.Б. Карпов, Е.Б. Федорова и др. // НефтеГазоХимия. – 2015. – № 4. – С. 31–34.
- Guidebook to gas interchangeability and gas quality 2011. – <https://www.igu.org/wp-content/uploads/2011/08/Guidebook-to-Gas-Interchangeability-and-Gas-Quality-August-2011-min.pdf>
- Malek L. Measuring and ensuring the gas quality of the Swedish gas grid / L. Malek, C. Hulteberg. – Stockholm: Energiforsk, 2016. – 38 с. – [https://portal.research.lu.se/portal/en/publications/measuring-and-ensuring-the-gas-quality-of-the-swedish-gas-grid\(e8249698-1599-444f-992f-d6fb19a63b48\).html](https://portal.research.lu.se/portal/en/publications/measuring-and-ensuring-the-gas-quality-of-the-swedish-gas-grid(e8249698-1599-444f-992f-d6fb19a63b48).html)
- Tsochatzidis N.A. Assessment of calorific value at a gas transmission network / N.A. Tsochatzidis, E. Karantanas // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2012. – № 9. – С. 45–50. – <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2012.05.009>
- Measurement of gas calorific value: a new frontier to be reached with an optimized reference gas calorimeter. – 2006. – <http://members.igu.org/html/wgc2006/pdf/paper/add12646.pdf>
- Global gas report 2018. – http://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/file/gas_naturale/global-gas-report/global_gas_report_2018.pdf
- Голомзин А. О принимаемых мерах по развитию конкуренции на рынках газа Российской Федерации // Федеральная антимонопольная служба. – 01 марта 2019. – <https://fas.gov.ru/content/interviews/2302>
- Иссерлин А.С. Основы сжигания газового топлива: справ. пособие / А.С. Иссерлин. – СПб.: Недра, 1987. – 335 с.
- Jaeschke, M. GERG project: Development and setup of a new combustion reference calorimeter for natural gases / M. Jaeschke, A. Schmücker, A. Pramann, et al. // Int J Thermophys. – 2007. – Т. 28. – С. 220–244. – <https://doi.org/10.1007/s10765-007-0167-1>

15. Alexandrov Yu.I. Revised value of the heat of combustion for high purity methane / Yu.I. Alexandrov, A.G. Chunovkina, E.N. Korchagina // Proc. of the Conference and Exhibition on Natural Gas Quality. NPL, 2002, November 26–28, Loughborough, UK. – C. 7.
16. Haloua F. Comparison of traceable methods for determining the calorific value of non-conventional fuel gases / F. Haloua, E. Foulon, E. El-Harti, et al. // International Journal of Thermal Sciences. – 2016. – T. 100. – C. 438–447. – <https://doi.org/10.1016/j.ijthermalsci.2015.10.020>

Calorimetry as an effective method to measure heat value of combustible gases

K.A. Mishina^{1*}, Ye.N. Korchagina¹, I.A. Prudnikov¹, V.V. Vasilyev², I.O. Stureyko¹, R.Ya. Gryb³

¹ The D.I. Mendeleev All-Russian Institute for Metrology, Bld. 19, Moskovskiy prospect, St. Petersburg, 190005, Russian Federation

² Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

³ NIlgazekonomika LLC, Bld. 8, block 1, Stroiteley street, Moscow, 119311, Russian Federation

* E-mail: k.a.mishina@vniim.ru

Abstract. This article examines the methods applied for the calorimetric measurements of the volumetric heat value of combustible gases: authors give the accuracy requirements, classification and work principles for the heat value measuring instruments. They stress the topicality of the questions related to the named measurements, and analyze the metrological and technical characteristics of the measuring instruments which realize the calorimetric methods. Authors demonstrate expedience and potential of the calorimetry applications in heat power engineering and the metal production either for commercial accounting of mutual payments for natural gas, or for settlement of the technological tasks, and together with a popular computational method while solving different measuring problems.

Keywords: volumetric heat value, Wobbe index, gas calorimetry, thermophysical properties, natural gas.

References

1. DÖRR, H., T. KOTURBASH, V. KUTECHEROV. Review of impacts of gas qualities with regard to quality determination and energy metering of natural gas. *Meas. Sci. Technol.*, 2019, vol. 30, no. 4, paper. no. 022001. ISSN 09570233. <https://doi.org/10.1088/1361-6501/aaef4>
2. *The Natural Gas Policy Act 1978* [online]. Available from: <https://pdfs.semanticscholar.org/275d/fa932e81f0ebb205d0b76b9eb277b6041196.pdf>
3. *Gas Act 1986* [online]. Available from: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1986/44/contents>
4. ALEKSANDROV, Yu.I., Ye.N. KORCHAGINA. Natural gas: is it a raw product or an energy carrier? [Prirodnyy gaz – syrye ili energonositel?]. *Izmeritelnaya Tekhnika*, 1994, no. 5, pp. 66–68, ISSN 0368-1025. (Russ.).
5. ALEKSANDROV, Yu.I., Ye.N. KORCHAGINA, V.I. BELYAKOV. Metrological problems in commercial account of natural gas calorific capacity [Metrologicheskiye problemy kommercheskogo ucheta kaloriynosti prirodnogo gaza]. *Zakonodatelnaya i Prikladnaya Metrologiya*, 2004, no. 5, pp. 39–44, ISSN 0889-575X. (Russ.).
6. KOZLOV, A.M., A.B. KARPOV, Ye.B. FEDOROVA, et al. The definition of energy is an important factor in the implementation of natural gas [Opredeleniye energii – vazhnyy faktor pri realizatsii prirodnogo gaza]. *Neftgazokhimiya*, 2015, no. 4, pp. 31–34. ISSN 2310-8266. Available from: <https://cyberleninka.ru/article/v/opredelenie-energii-vazhnyy-faktor-pri-realizatsii-prirodnogo-gaza>
7. *Guidebook to gas interchangeability and gas quality 2011* [online]. Available from: <https://www.igu.org/wp-content/uploads/2011/08/Guidebook-to-Gas-Interchangeability-and-Gas-Quality-August-2011-min.pdf>
8. MALEK, L., C. HULTEBERG. *Measuring and ensuring the gas quality of the Swedish gas grid*. Stockholm: Energiforsk, 2016. Available from: [https://portal.research.lu.se/portal/en/publications/measuring-and-ensuring-the-gas-quality-of-the-swedish-gas-grid\(e8249698-1599-444f-992f-d6fb19a63b48\).html](https://portal.research.lu.se/portal/en/publications/measuring-and-ensuring-the-gas-quality-of-the-swedish-gas-grid(e8249698-1599-444f-992f-d6fb19a63b48).html)
9. TSOCHATZIDIS, N.A., E. KARANTANAS. Assessment of calorific value at a gas transmission network. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2012, no. 9, pp. 45–50. ISSN 1875-5100. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2012.05.009>
10. *Measurement of gas calorific value: a new frontier to be reached with an optimized reference gas calorimeter* [online]. 2006. Available from: <http://members.igu.org/html/wgc2006/pdf/paper/add12646.pdf>
11. *Global gas report 2018* [online]. Available from: http://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/file/gas_naturale/global-gas-report/global_gas_report_2018.pdf

12. GOLOMZIN, A. On the measures being taken to develop competition at the gas markets of Russian Federation [O prinyimayemykh merakh po razvitiyu konkurentsii na rynkakh Rossiyskoy Federatsii]. In: *Federal Antimonopoly Service of the Russian Federation* [online]. 01 March 2019. Available from: <https://fas.gov.ru/content/interviews/2302/> (Russ.).
13. ISSERLIN, A.S. *Principles of gas fuel combustion* [Osnovy szhiganiya gazovogo topliva]: reference manual. St. Petersburg: Nedra, 1987. (Russ.).
14. JAESCHKE, M., A. SCHMÜCKER, A. PRAMANN, et al. GERG project: Development and setup of a new combustion reference calorimeter for natural gases. *Int J Thermophys*, 2007, vol. 28, pp. 220–244. ISSN 0195-928X. <https://doi.org/10.1007/s10765-007-0167-1>
15. ALEXANDROV, Yu.I., A.G. CHUNOVKINA, E.N. KORCHAGINA. Revised value of the heat of combustion for high purity methane. In: *Proc. of the Conference and Exhibition on Natural Gas Quality*, NPL, 2002, November 26–28, Loughboroug, UK, pp. 7.
16. HALOUA, F., E. FOULON, E. EL-HARTI, et al. Comparison of traceable methods for determining the calorific value of non-conventional fuel gases. *International Journal of Thermal Sciences*, 2016, vol. 100, pp. 438–447. ISSN 1290-0729. <https://doi.org/10.1016/j.ijthermalsci.2015.10.020>

УДК 62-176.2; 661.96

Влияние водорода, внесенного в поток природного газа, на работу оборудования газотранспортной системы

Е.Б. Федорова^{1*}, А.О. Юшин¹

¹ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский просп., д. 65, к. 1

* E-mail: fedorova.e@gubkin.ru

Тезисы. Исследование, результаты которого представлены в настоящей работе, выполнено с целью оценить влияние добавок водорода, внесенных в поток природного газа при транспортировке, на термодинамические параметры оборудования газотранспортной системы и характеристики самого транспортируемого потока. При моделировании в программном комплексе Aspen HYSYS процесса перекачки метан-водородных смесей с содержанием водорода от 0 до 20 % установлено, что с увеличением содержания водорода в смеси растет энергопотребление компрессорного оборудования газоперекачивающих компрессорных станций. Кроме того, по мере добавления водорода в поток природного газа растет температура газовой смеси после сжатия в компрессоре, что увеличивает нагрузку на аппараты воздушного охлаждения. Показано, что присадка водорода негативно сказывается на энергосодержании транспортируемой газовой смеси.

Ключевые слова: природный газ, метан, водород, метан-водородная смесь, газотранспортная система, газоперекачивающая станция, компрессор.

Четвертый энергетический переход, а также программы развития водородной энергетики в разных странах мира предполагают освоение и широкое внедрение сравнительно нового источника энергии – водорода. Европейский Союз призывает страны-экспортеры переходить от транспортировки природного газа к транспортировке метан-водородных смесей (МВС), чтобы уже в пункте назначения отделять водород от метана [1].

Разные страны допускают разные степени разбавления, %, природного газа в газопроводах: от 0,1 (Бельгия, Новая Зеландия, Великобритания и США) до 10 (Германия) и 12 (Нидерланды) [2]. Верхний предел определяется национальными техническими стандартами, связанными с безопасностью газопроводов, газовых котлов и турбин. Зарубежные исследования показывают, что доля водорода в 15 % может быть достигнута в существующих газотранспортных системах без каких-либо серьезных изменений, а в некоторых случаях она может быть серьезно превышена [3].

По данным открытых источников, в современных газопроводах типа «Северного потока» возможно добавление до 70 % водорода [2, 4]. Для масштабной европейской газотранспортной системы подмешивание 20 % водорода в природный газ, по данным Международного энергетического агентства (МЭА), снизит выбросы CO₂ на 60 млн т в год (на 7 %) [2, 5]. Министр экономики и энергетики ФРГ Петер Альтмайер заявил, что Германия готова софинансировать водородные проекты вместе с Россией [6].

Общемировые тенденции и международные соглашения обуславливают актуальность исследования технологий транспортировки водорода вместе с потоком природного газа. Однако ввиду физических свойств водорода его добавление в поток природного газа вызывает ряд сложностей, которые необходимо предусмотреть. Некоторые проблемы транспортировки уже были затронуты в ряде научных публикаций [7–9]. Целью данной работы является исследование характера изменения параметров газоперекачивающего оборудования в диапазоне концентраций водорода от 0 до 20 %. В табл. 1 приведены основные физико-химические свойства метана и водорода.

Таблица 1

Физико-химические свойства метана и водорода [10, 11]

Свойство	CH ₄	H ₂
Молекулярная масса	16,043	2,016
Температура кипения при 0,10125 МПа, °С	-161,6	-252,7
Критическая температура, °С	-82,15	-239,9
Критическое давление, МПа	4,56	1,28
Плотность по воздуху	0,554	0,0695
Плотность при температуре 0 °С и давлении 0,1013 МПа, кг/м ³	0,72	0,0899
Удельная теплоемкость при температуре 20 °С и давлении 0,1013 МПа, кДж/(кг·К):		
• изобарная (c_p)	2,23	14,30
• изохорная (c_v)	1,70	10,14
Показатель адиабаты $k = c_p/c_v$	1,310	1,407
Теплота сгорания низшая, МДж/кг	50,1	120,0
Коэффициент сжимаемости	0,288	0,305

Методика исследования

Рассмотрим транспортировку потока природного газа без добавок и с добавлением водорода в диапазоне от 0 до 20 %. Численное моделирование данной задачи проведено в программном комплексе Aspen HYSYS с применением уравнения состояния Пенга – Робинсона и дополнительной функцией для расчета водородосодержащих смесей «Modify H₂ T_c and P_c». Включение данной функции позволяет рассчитывать критическую температуру и давление водорода как функцию температуры [12]. Важным условием при расчете газоперекачивающего агрегата (ГПА) является выбор независимых и зависимых переменных.

В качестве независимых параметров приняты следующие величины:

- температура газа на входе в компрессор;
- давление газа на входе в компрессор;
- перепад давления в компрессоре;
- мольный расход газа;
- политропический КПД компрессора.

В этом случае изменяться в зависимости от содержания водорода в потоке природного газа будут следующие параметры:

1) мощность, необходимая для работы центробежного компрессора ($N_{цк}$). Она позволит сделать выводы об энергоэффективности работы компрессорного оборудования с МВС;

2) температура газа на выходе ГПА ($T_{МВС,вых}$), с помощью которой можно определить изменение нагрузки на аппараты воздушного охлаждения (АВО), находящиеся ниже по потоку обвязки компрессорной станции (КС): чем выше температура, тем больше энергии требуется для охлаждения потока;

3) массовый расход ($Q_{мас}$). Учитывая характеристики сгорания водорода и природного газа, можно сделать выводы об изменении энергосодержания транспортируемой смеси.

Для расчета взяты исходные данные типового ГПА, работающего в оптимальном режиме при заданных составе и расходе газа [13]:

- 1) состав газа, % об.: CH₄ – 96,9; C₂H₆ – 1,22; C₃H₈ – 1,88;
- 2) тип нагнетателя – ГПА-370-18-2;
- 3) производительность ГПА – 33 млн м³/сут;
- 4) давление на входе – 61 кгс/см² (6,08 МПа);
- 5) давление на выходе – 77 кгс/см² (7,55 МПа);
- 6) температура на входе – 15 °С (288 К);
- 7) номинальная мощность 9,9 МВт;
- 8) политропический КПД номинальный 0,81;
- 9) показатель адиабаты $k = 1,31$.

При фиксированных значениях объемного расхода, перепада давления и КПД центробежных нагнетателей можно установить зависимость изменения основных параметров работы оборудования КС от содержания водорода в природном газе. При этом не принимались в расчет требования к материальному исполнению оборудования, работающего с водородосодержащими средами. Известно, что присутствие водорода в смесях требует оборудования из более дорогостоящих материалов и, в свою очередь, оказывает влияние на экономику процесса транспортировки водородосодержащих смесей [14,15].

В интервале от 0 до 20 % шаг добавления водорода был принят в 2 %. В процессе расчета мольные соотношения углеводородов в составе МВС сохраняются постоянными.

Результаты исследования

Расчеты (табл. 2) показали значительные изменения основных параметров работы ГПА и свойств потока МВС при добавлении водорода в природный газ в диапазоне от 0 до 20 % мол.

Повышение содержания водорода в потоке природного газа увеличивает энергопотребление центробежных нагнетателей при сохранении объемной производительности и фиксированном КПД компрессоров. Это объясняется снижением плотности смеси из-за меньшей молекулярной массы водорода (см. табл. 1). В процентном соотношении при добавлении 20 % водорода в природный газ энергозатраты при работе компрессора увеличиваются на 7 %.

Следует отметить, что в реальных условиях эксплуатации эффективность компрессорных машин зависит от режимов их работы. В свою очередь, режимы работы компрессоров, рассчитанные для перекачки природного газа без добавок, могут значительно отклоняться от оптимальных при изменении состава транспортируемой смеси. Так, результаты расчета показывают увеличение $T_{\text{МВС.вых}}$ при повышении содержания в нем водорода (см. рис. 2). Это объясняется различием физических свойств водорода и природного газа: у водорода значение коэффициента адиабаты k выше. В итоге температура смеси повышается на 2,2 % при содержании водорода в смеси 20 %.

Таблица 2

Расчетные значения мощности компрессора, температуры МВС на выходе из компрессора, массового расхода перекачиваемой МВС и ее теплосодержания (E)

Состав смеси, % мол.				Расчет			
H ₂	C ₁	C ₂	C ₃	$N_{\text{цк}}$, МВт (рис. 1)	$T_{\text{МВС.вых}}$, °С (рис. 2)	$Q_{\text{мас}}$, кг/ч (рис. 3)	E , МВт (рис. 4)
0	0,9690	0,0122	0,0188	9,646	33,52	1027000	14292,4
0,02	0,9496	0,0120	0,0184	9,723	33,59	1009000	14092,4
0,04	0,9302	0,0117	0,0180	9,797	33,66	990900	13891,0
0,06	0,9109	0,0115	0,0177	9,869	33,73	972800	13689,6
0,08	0,8915	0,0112	0,0173	9,939	33,80	954700	13488,1
0,10	0,8721	0,0110	0,0169	10,010	33,87	936700	13288,1
0,12	0,8527	0,0107	0,0165	10,070	33,94	918600	13086,6
0,14	0,8333	0,0105	0,0162	10,140	34,02	900500	12885,2
0,16	0,8140	0,0102	0,0158	10,200	34,09	882500	12685,1
0,18	0,7946	0,0100	0,0155	10,260	34,17	864400	12483,6
0,20	0,7752	0,0098	0,0151	10,320	34,25	846300	12282,0

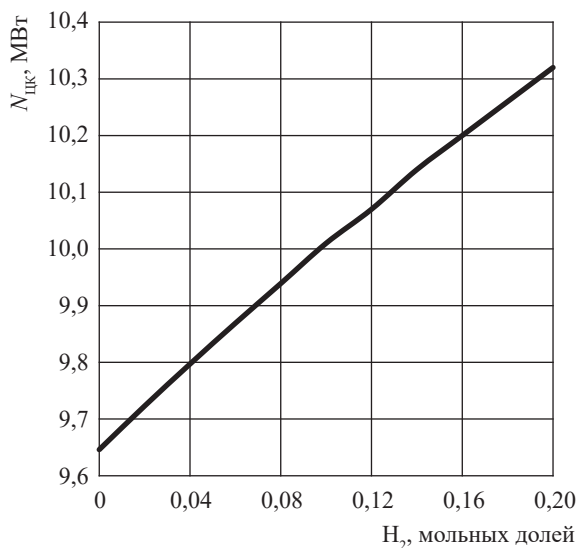


Рис. 1. Зависимость потребляемой мощности компрессора от содержания водорода в смеси

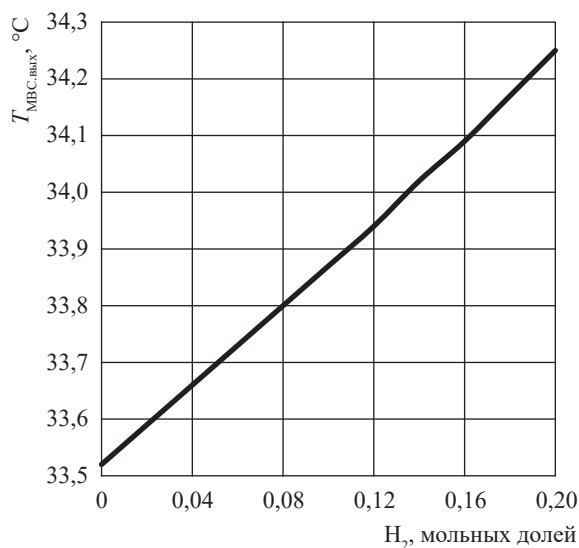


Рис. 2. Зависимость температуры выходящего потока МВС от содержания водорода в смеси

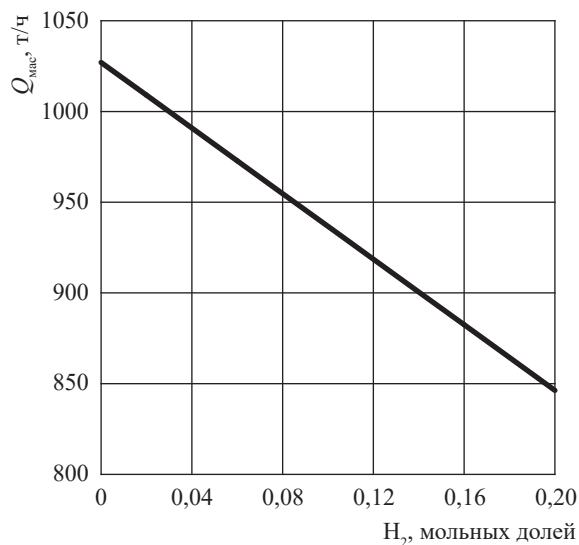


Рис. 3. Зависимость массового расхода потока МВС от содержания водорода

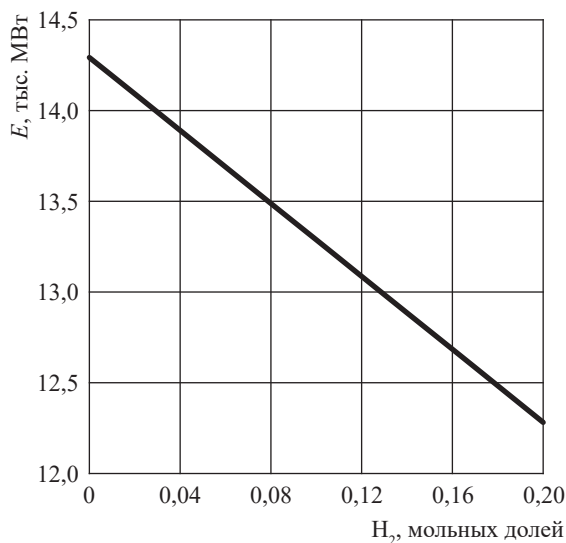


Рис. 4. Зависимость энергосодержания потока МВС от содержания водорода

Работа сжатия газа зависит от условий, в которых протекает сжатие. Она минимальна, если сжатие происходит изотермически. Если же сжатие производится без отвода тепла и температура газа в процессе сжатия возрастает (адиабатическое сжатие), работа будет максимальной, так как в этом случае приходится затрачивать дополнительную работу на преодоление энергии расширяющегося при нагревании газа.

Изменение температуры газа при адиабатическом сжатии представлено в известном уравнении:

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}}, \quad (1)$$

где T_1 и T_2 – абсолютная температура газа соответственно до и после сжатия; P_1 и P_2 – давление газа соответственно до и после сжатия; k – показатель адиабаты (см. табл. 1).

Еще одним важным показателем является массовый расход смеси, так как водород и природный газ являются в первую очередь энергоносителями. По низкой теплотворной способности природного газа и водорода, МДж/кг, и изменению массового количества транспортируемого водорода, кг/с, можно сделать вывод об изменении количества транспортируемой энергии, МВт.

С добавлением водорода в природный газ массовый расход МВС снижается, так как водород обладает более низкой плотностью по сравнению с метаном (см. табл. 2, см. рис. 3).

По достижении 20%-ного содержания водорода в МВС значение $Q_{\text{мас}}$ уменьшается на 17,6 % по сравнению с расходом природного газа без добавок.

Далее рассмотрим изменение энергосодержания МВС. Низшая теплотворная способность водорода – 120,9 МДж/кг, метана – 50,1 МДж/кг (см. табл. 1). Примем теплотворную способность природного газа равной теплотворной способности метана, такое допущение целесообразно сделать в связи с тем, что содержание этана и пропана в природном газе незначительно. Расчет энергосодержания МВС производился по следующим уравнениям:

$$E = \frac{(x_{\text{CH}_4} q_{\text{CH}_4}^{\text{низш}} + x_{\text{H}_2} q_{\text{H}_2}^{\text{низш}}) Q_{\text{мас}}}{3600}, \quad (2)$$

где x_{CH_4} , x_{H_2} – массовые концентрации соответственно метана и водорода в МВС; $q_{\text{CH}_4}^{\text{низш}}$, $q_{\text{H}_2}^{\text{низш}}$ – низшая теплота сгорания соответственно метана и водорода, МДж/кг; $Q_{\text{мас}}$, кг/ч.

$$x_{\text{CH}_4} = \frac{x'_{\text{CH}_4} M_{\text{CH}_4}}{M_{\text{смеси}}}, \quad (3)$$

где x'_{CH_4} – мольная концентрация метана в МВС; M_{CH_4} – молярная масса метана; $M_{\text{смеси}}$ – молярная масса смеси.

$$x_{\text{H}_2} = \frac{x'_{\text{H}_2} M_{\text{H}_2}}{M_{\text{смеси}}}, \quad (4)$$

где x'_{H_2} – мольная концентрация водорода в МВС; M_{H_2} – молярная масса водорода.

$$M_{\text{смеси}} = \sum_{i=1}^2 x'_i M_i = x'_{\text{CH}_4} M_{\text{CH}_4} + x'_{\text{H}_2} M_{\text{H}_2}. \quad (5)$$

Результаты расчета энергосодержания МВС представлены в табл. 2 и на рис. 4 (см. ранее). Несмотря на то что водород обладает большей массовой теплотворной способностью, слишком большая (почти 8-кратная) разница плотностей метана и водорода приводит к тому, что с добавлением водорода энергосодержание МВС уменьшается. В предельном случае при содержании водорода 20 % значение E снизилось на 14 % по сравнению с потоком природного газа без добавок.

Не учитывая технические сложности, связанные с повышенными требованиями к материальному исполнению оборудования, эксплуатируемого с водородосодержащими средами, данный расчет позволяет качественно оценить влияние физических свойств водорода на процесс транспортировки газа по магистральному трубопроводу.

Добавление водорода в поток природного газа оказывает негативное воздействие на технологические параметры оборудования существующей газотранспортной инфраструктуры. Исследование показало, что при увеличении содержания водорода в смеси:

1) в случае сохранения объемной производительности и перепада давления в компрессоре энергопотребление центробежных нагнетателей увеличивается;

2) температура перекачиваемой смеси после сжатия возрастает. Это создает увеличенные нагрузки на холодильник компрессора ниже по потоку КС перед возвращением газа в магистральный газопровод;

3) общее энергосодержание транспортируемой смеси уменьшается при увеличении доли водорода в составе транспортируемого газа; уменьшение поставок природного газа приводит в свою очередь к изменению баланса на энергетическом рынке.

Список литературы

1. Митрова Т. Водородная экономика – путь к низкоуглеродному развитию / Т. Митрова, Ю. Мельников, Д. Чугунов. – М.: Московская школа управления «Сколково», 2019. – https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Hydrogen-economy_Rus.pdf
2. World Energy Outlook 2018 / IEA. – <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018>
3. Melaina M.W. Blending hydrogen into natural gas pipeline networks. A review of key issues: technical report / M.W. Melaina, O. Antonia, M. Penev. – Golden, CO, USA: National Renewable Energy Lab., 2013.
4. Blue fuel: Gazprom Export Global Newsletter. – 2018. – Вып. 48.
5. Terlouw W. Gas for Climate. The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system / W. Terlouw, D. Peters, J. van Tilburg, et al. – Utrecht: Navigant Netherlands B.V., March 2019. – <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/03/Navigant-Gas-for-Climate-The-optimal-role-for-gas-in-a-net-zero-emissions-energy-system-March-2019.pdf>
6. Германия готова софинансировать водородные проекты в России. – 1 декабря 2020. – <https://finance.rambler.ru/business/45349690-germaniya-gotova-sofinansirovat-vodorodnye-proekty-v-rossii/?ysclid=15uu4mma1n481677966>
7. Witkowski A. Comprehensive analysis of hydrogen compression and pipeline transportation from thermodynamics and safety aspects / A. Witkowski, A. Rusin, M. Majkut, et al. // Energy. – 2017. – Т. 141. – С. 2508–2518.
8. Zhou D. The experiment study to assess the impact of hydrogen blended natural gas on the tensile properties and damage mechanism of X80 pipeline steel / D. Zhou, T. Li, D. Huang, et al. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2021. – Т. 46. – С. 7402–7414.
9. Haeseldonckx D. The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure / D. Haeseldonckx, W. D'haeseleer // International Journal of Hydrogen Energy. – 2007. – Т. 32. – С. 1381–1386.
10. Рид Р. Свойства газов и жидкостей / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
11. Рожков И.В. Получение жидкого водорода / И.В. Рожков, О.А. Алмазов, А.А. Ильинский. – М.: Химия, 1967. – 190 с.
12. HYSYS Simulation Basis. – <https://sites.ualberta.ca/CMENG/che312/F06ChE416/HysysDocs/AspenHYSYSsimulationBasis.pdf>

13. Шабуро И.С. Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Компрессоры и компрессорные станции» / И.С. Шабуро. – http://tt.samgtu.ru/sites/tt.samgtu.ru/files/11-5_kiks_kp.pdf
14. Hydrogen Delivery Technical Team Roadmap. – US DRIVE, 2013.
15. Gillette J.L. Overview of interstate hydrogen pipeline systems / J.L. Gillette, R.L. Kolpa. – Argonne National Laboratory, 2008. – ANL/EVS/TM/08-2. – <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc898419/m1/1/>

Effect of hydrogen addition to natural gas flow on operation of gas-transportation system equipment

Ye.B. Fedorova^{1*}, A.O. Yushin¹

¹ National University of Oil and Gas «Gubkin University», Block 1, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: fedorova.e@gubkin.ru

Abstract. The described study was undertaken in order to estimate the impact of hydrogen additives in the transported natural gas to the thermodynamic behavior of the gas flow and the gas-transmitting equipment. Aspen HYSYS simulator of transportation of the methane-hydrogen mixtures with hydrogen concentration from 0 to 20 % showed that rising of hydrogen percent increased the energy consumption by gas-pumping compressor equipment. Besides, with insertion of more hydrogen the temperature of the compressed gas mixture increased amplifying the loads of the coolers. Authors showed that the hydrogen additives negatively affect the energy capacity of a transported gas mixture.

Keywords: natural gas, methane, hydrogen, methane-hydrogen mixture, gas-transport system, природный газ, метан, водород, метан-водородная смесь, газотранспортная система, gas transmission station, compressor.

References

1. MITROVA, T., Yu. MELNIKOV, D. CHUGUNOV. *Hydrogen economy is a way to low-carbon development* [Vodorodnaya ekonomika – put k nizkouglerodnomy razvitiyu] [online]. Moscow: Moskovskaya shkola upravleniya “Skolkovo”, 2019. (Russ.). Available from: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Hydrogen-economy_Rus.pdf
2. IEA. *World Energy Outlook 2018* [online]. Available from: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018>
3. MELAINA, M.W., O. ANTONIA, M. PENEV. *Blending hydrogen into natural gas pipeline networks. A review of key issues: technical report*. Golden, CO, USA: National Renewable Energy Lab., 2013.
4. *Blue fuel: Gazprom Export Global Newsletter*. 2018. Is. 48.
5. TERLOUW, W., D. PETERS, J. van TILBURG, et al. *Gas for Climate. The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system* [online]. Utrecht: Navigant Netherlands B.V., March 2019. Available from: <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/03/Navigant-Gas-for-Climate-The-optimal-role-for-gas-in-a-net-zero-emissions-energy-system-March-2019.pdf>
6. *Germany is ready to co-finance hydrogen projects in Russia* [Germaniya gotova sofinansirovat vodorodnyye proyekty v Rossii] [online]. 1 December 2020. Available from: <https://finance.rambler.ru/business/45349690-germaniya-gotova-sofinansirovat-vodorodnye-proekty-v-rossii/?ysclid=15uu4mma1n481677966>
7. WITKOWSKI, A., A. RUSIN, M. MAJKUT, et al. Comprehensive analysis of hydrogen compression and pipeline transportation from thermodynamics and safety aspects. *Energy*, 2017, vol. 141, pp. 2508–2518, ISSN 0360-5442.
8. ZHOU, D., T. LI, D. HUANG, et al. The experiment study to assess the impact of hydrogen blended natural gas on the tensile properties and damage mechanism of X80 pipeline steel. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021, vol. 46, pp. 7402–7414, ISSN 0360-3199.
9. HAESELDONCKX, D., W. D’HAESELEER. The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2007, vol. 32, pp. 1381–1386, ISSN 0360-3199.
10. REID, R.C., J.M. PRAUSNITZ, Th.K. SHERWOOD. *The properties of gases and liquids* [Svoystva gazov i zhidkostey]. Leningrad, USSR: Khimiya, 1982. (Russ.).
11. Rozhkov, I.V., O.A. Almazov, A.A. Ilinskiy. *Production of liquid hydrogen* [Polucheniye zhidkogo vodoroda]. Moscow: Khimiya, 1967. (Russ.).

12. HYSYS Simulation Basis [online]. Available from: <https://sites.ualberta.ca/CMENG/che312/F06ChE416/HsysDocs/AspenHYSYSSimulationBasis.pdf>
13. SHABURO, I.S. *Methodical guidelines to course project on the discipline “Compressors and compressor stations”* [Metodicheskiye ukazaniya k vypolneniyu kursovogo proyekta “Kompresory i kompressornyye stantsii”] [online]. Available from: http://tt.samgtu.ru/sites/tt.samgtu.ru/files/11-5_kiks_kp.pdf
14. *Hydrogen Delivery Technical Team Roadmap*. US DRIVE, 2013.
15. GILLETTE, J.L., R.L. KOLPA. *Overview of interstate hydrogen pipeline systems* [online]. Argonne National Laboratory, 2008, ANL/EVS/TM/08-2. Available from: <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc898419/m1/1/>

УДК 62-93/-98

Физико-математическая модель развития аварийного режима в двухоболочечном криогенном резервуаре для сжиженного природного газа

С.П. Горбачев^{1*}, К.И. Кириенко¹, Т.И. Клеблеев²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

² АО «НПП Криосервис», Российская Федерация, 105043, г. Москва, Заводской пр-д, д. 23, помещ. 1

* E-mail: S_Gorbachev@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: сжиженный природный газ, пожарная безопасность, криогенный резервуар, двухоболочечный резервуар, аварийный режим, предохранительная мембрана.

Тезисы. Одним из способов повысить пожаробезопасность объектов малотоннажного сжиженного природного газа (СПГ) является применение двухоболочечных криогенных неизотермических резервуаров. Особенность этих резервуаров состоит в том, что при нарушении герметичности внутреннего сосуда или коммуникаций, проходящих через теплоизоляционное пространство, жидкость из внутреннего сосуда не выбрасывается на территорию, а выливается в межстенное пространство, где частично испаряется с ростом давления. Когда давление достигнет предельно допустимого значения, пары СПГ из внутреннего сосуда и межстенного пространства сбрасываются в атмосферу, а остатки жидкости продолжают храниться в сосуде и межстенном пространстве при давлении, близком к атмосферному. Применение криогенных двухоболочечных резервуаров позволяет отказаться от защитного ограждения и противопожарного орошения резервуара, вдвое уменьшить противопожарные расстояния до технологического оборудования, а также до зданий и сооружений.

В работе приводятся результаты численного моделирования сценария аварийного режима при образовании негерметичности. Негерметичность может возникнуть, например, при раскрытии сварного шва внутреннего сосуда или образовании течи в трубопроводе, проходящем через межстенное пространство. Показана работоспособность технологической схемы двухоболочечного резервуара с перепускным трубопроводом.

Под криогенным двухоболочечным резервуаром понимается¹ двустенный резервуар для хранения сжиженного природного газа (СПГ), оснащенный термоизоляционным кожухом, предназначенным для обеспечения вакуумной изоляции, удержания жидкой фазы СПГ в межстенном пространстве при разгерметизации рабочего (внутреннего) сосуда и контролируемого сброса паров СПГ в атмосферу из указанного пространства через системы газосброса объектов производства или потребления СПГ.

Применение криогенных двухоболочечных резервуаров для хранения и транспортирования СПГ исключает пролив жидкости в окружающую среду, что позволяет снизить требования пожарной безопасности к объектам малотоннажного производства и использования СПГ, в том числе отказаться от защитного ограждения и противопожарного орошения, вдвое уменьшить противопожарные расстояния до технологического оборудования, а также до зданий и сооружений. Для криогенных бортовых систем с СПГ использование двухоболочечных резервуаров исключает возможность возникновения загазованности помещений при аварийном проливе СПГ.

Ранее при рассмотрении технологических схем двухоболочечных резервуаров показано [1], что наиболее перспективной является схема с перепускным трубопроводом [2] (рис. 1). Цель данной работы оценить работоспособность технологической схемы с перепускным трубопроводом на основе сценария развития аварийного процесса, в том числе определить изменения давлений в сосуде и в межстенном пространстве, а также разность давлений между ними и максимальный расход испарившейся жидкости во время переходного процесса. Результаты численного

¹ См.: Объекты малотоннажного производства и потребления СПГ. Требования пожарной безопасности: СП 326.1311500.2017.

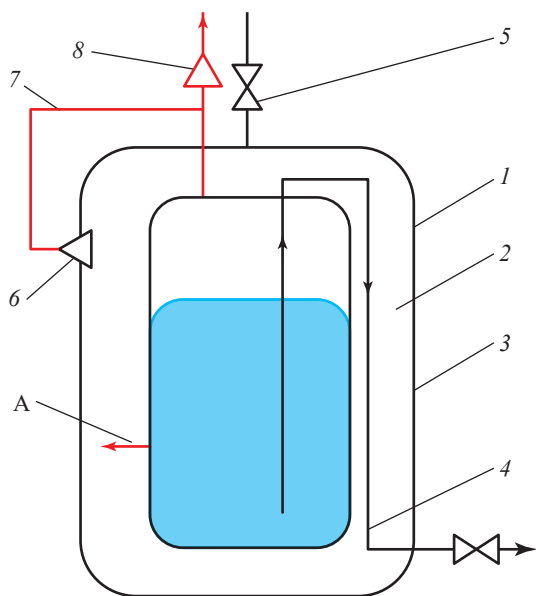


Рис. 1. Технологическая схема двухоболочечного криогенного неизолированного резервуара с перепускным трубопроводом:

- 1 – внутренний сосуд; 2 – межстенное пространство; 3 – наружный кожух;
 4 – трубопровод слива-налива жидкости;
 5 – предохранительный клапан внутреннего сосуда; 6 – перепускная мембрана;
 7 – перепускной трубопровод;
 8 – предохранительная мембрана;
 А – течь в стенке внутреннего сосуда

моделирования позволят выявить худший сценарий развития аварийного процесса и рассчитать проходные сечения перепускной и предохранительной мембран резервуара.

Двухоболочечный резервуар состоит из внутреннего сосуда, частично заполненного СПГ, и межстенного пространства, заполненного вакуумно-порошковой или вакуумно-многослойной изоляцией. Из внутреннего сосуда и межстенного пространства имеется общий выход пара в окружающую среду через предохранительное устройство, а паровой объем сосуда и межстенное пространство соединены между собой перепускным трубопроводом с разрывной мембраной. Давление во внутреннем сосуде соответствует рабочему значению, а в межстенном пространстве оно ниже атмосферного (вакуум).

В аварийной ситуации раскрывается отверстие (негерметичность) во внутреннем сосуде или в трубопроводе, проходящем через межстенное пространство. При этом жидкость переливается из внутреннего сосуда в межстенное

пространство и частично испаряется. Давление в межстенном пространстве возрастает, и когда его значение превысит давление во внутреннем сосуде, раскрывается мембрана на перепускном трубопроводе и давления в сосуде и межстенном пространстве выравниваются и далее растут одновременно. Когда давление в сосуде превысит допустимое значение, раскрывается предохранительное устройство, и пар из сосуда и из межстенного пространства сбрасывается в окружающую среду и давление в системе снижается.

При проектировании резервуара с учетом риска возникновения и развития аварийной ситуации необходимо исключить превышение давлением в сосуде и межстенном пространстве предельно допустимого значения, а также ограничить разность давлений между межстенным пространством и сосудом (не более 0,1 МПа), чтобы внутренний сосуд не разрушился из-за потери устойчивости оболочки. Эти требования обеспечиваются за счет выбора пропускной способности перепускного трубопровода и предохранительного устройства.

Таким образом, основной задачей расчета аварийного режима криогенного двухоболочечного резервуара является определение давлений во внутреннем сосуде и в межстенном пространстве на всех этапах развития аварийной ситуации.

Рассмотрим термодинамическую систему, состоящую из двух элементов: паровое пространство внутреннего сосуда резервуара и объем межстенного пространства, заполненного паром (рис. 2). Имеется общий вывод пара из обоих элементов в окружающую среду через предохранительную мембрану. Элементы соединены между собой перепускным трубопроводом с мембраной. Тепловые потоки (Q) и потоки массы (G) в двухоболочечном резервуаре при развитии аварийной ситуации представлены на рис. 2.

При постановке задачи примем следующие допущения:

- паровые пространства в сосуде и в межстенном пространстве (см. рис. 2) рассматриваются как открытые термодинамические системы (обмен с внешней средой энергией и массой);
- пар рассматривается как идеальный газ;
- температура жидкости в сосуде остается постоянной во время переходного процесса, температура жидкости, поступающей

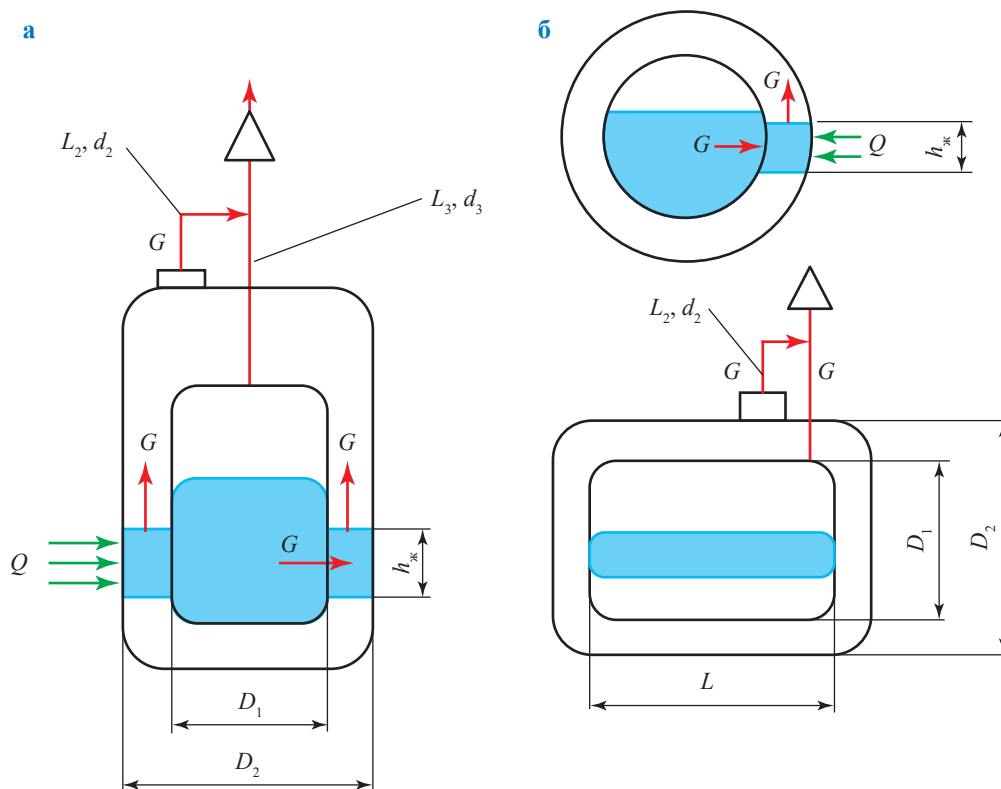


Рис. 2. Расчетная схема двухоболочечного резервуара:
а – вертикальный сосуд; б – горизонтальный сосуд:

D_1 – диаметр внутреннего сосуда; D_2 – диаметр кожуха; L_2, d_2 – соответственно длина и диаметр перепускного трубопровода; L_3, d_3 – соответственно длина и диаметр предохранительного трубопровода; $h_{ж}$ – высота объема жидкости, испаряющейся в межстенном пространстве; Q – тепловой поток из окружающей среды к жидкости в межстенном пространстве; G – поток жидкости или газа

в межстенное пространство, равна температуре жидкости в сосуде;

- начальные значения температуры пара в сосуде и в межстенном пространстве равны температуре насыщения;
- теплоприток к внутреннему сосуду отсутствует;
- течение пара в трубопроводах резервуара описывается зависимостями для течения несжимаемой среды.

При этих допущениях изменения давления (P) как в паровом пространстве сосуда, так и в паровом объеме межстенного пространства можно представить в следующем виде [3, 4]:

$$\frac{V}{\eta} \frac{dP}{d\tau} = \dot{Q} - \mu P \dot{V} + \sum_{i=1}^n (\mu P v - \Delta h_i) \dot{M}_i, \quad (1)$$

где τ – время; $\dot{V} = \frac{dV}{d\tau}$ – скорость изменения объема (V) системы; $\dot{M}_i = \frac{dM_i}{d\tau}$ – приток

($\dot{M}_i > 0$) или отток ($\dot{M}_i < 0$) массы (M) из системы; $\Delta h = c_p(T_1 - T_2)$ – разность между энтальпиями газа в системе и газа, поступающего извне (здесь: c_p – изобарная теплоемкость пара; T_1 и T_2 – температуры соответственно газа в системе и газа, поступающего извне); $P_1(\tau), P_2(\tau)$ – давления в сосуде и в межстенном пространстве во время переходного процес-

са; $\eta = k - 1$; $\mu = \frac{k}{k - 1}$; $k = \frac{c_p}{c_v}$ – для идеального

газа, где c_v – изохорная теплоемкость пара.

Для первого периода снижение давления в сосуде обусловлено только увеличением объема парового пространства при вытекании жидкости из-за негерметичности. В этом случае уравнение (1) имеет вид:

$$\frac{dP_{11}(\tau)}{d\tau} = -k P_{11}(\tau) \frac{G_{ж}(\tau)}{\rho_{ж} V_{11}(\tau)}, \quad (2)$$

$$G_{\text{ж}}(\tau) = \mu_1 f_1 \sqrt{\frac{2(P_{11}(\tau) - P_{21}(\tau))}{\nu_{\text{ж}}}}. \quad (3)$$

В межстенном пространстве изменение давления обусловлено как уменьшением объема парового пространства, так и испарением жидкости, поступающей из внутреннего сосуда. Изменение давления в межстенном пространстве определяется исходя из зависимостей

$$\frac{dP_{21}(\tau)}{d\tau} = \frac{kP_{21}(\tau) \frac{G_{\text{ж}}(\tau)}{\rho_{\text{ж}}}}{V_{21}(\tau)} - \left[\frac{kP_{21}V_{21}(\tau)}{M_{21}(\tau)} - (k-1)c_p(T_{21}(\tau) - Ts_{21}(\tau)) \right] \frac{G_{\text{ин}}(\tau)}{V_{21}(\tau)}, \quad (4)$$

$$G_{\text{ин}}(\tau) = \frac{\alpha_w F_w(\tau)(T_w - Ts_{21})}{r}. \quad (5)$$

В формулах (2)–(5): $G_{\text{ин}}$ – расход жидкости, испаряющейся в межстенном пространстве при охлаждении стенки кожуха, кг/с; P_{11} , P_{21} – давления в сосуде и в межстенном пространстве соответственно, Па; V_{11} , V_{21} – паровые объемы внутреннего сосуда и межстенного пространства соответственно, м³; M_{21} – масса пара в межстенном пространстве; $G_{\text{ж}}$ – расход жидкости через негерметичность, кг/с; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м³; $\nu_{\text{ж}}$ – удельный объем жидкости, м³/кг; c_p , Дж/(кг·К); T_{21} , Ts_{21} – температура пара и температура насыщения метана в межстенном пространстве, К; T_w – температура стенки кожуха, К; r – теплота парообразования, Дж/кг; α_w – коэффициент теплоотдачи от стенки кожуха к жидкости в изоляционном пространстве (пленочное кипение), Вт/(м²·К); F_w – поверхность теплообмена между стенкой кожуха и жидкостью, заполняющей изоляционное пространство, м²; μ_1 – проводимость при истечении жидкости через негерметичность во внутреннем сосуде; f_1 – площадь негерметичности, м².

Используя термодинамические соотношения для определения объема V , температуры T , массы M , получаем систему обыкновенных дифференциальных уравнений, которая решается без проблем, например, в среде Mathcad. Единственный вопрос – определение скорости $G_{\text{ин}}$ испарения жидкости, поступившей в изоляционное пространство и контактирующей с наружной стенкой (см. формулу (5)). Если среднее значение коэффициента теплоотдачи для пленочного кипения ($\alpha_{\text{ин}}$) принять равным 50 Вт/(м²·К), температуру стенки принять равной начальному значению температуры, то для определения поверхности теплообмена жидкости, испаряющейся в межстенном пространстве, можно использовать следующий подход.

Предполагается, что в вертикальном сосуде жидкость, поступившая через негерметичность в межстенное пространство, заполненное порошковой изоляцией, формируется в виде полого цилиндра (см. рис. 2а), боковая поверхность которого контактирует с наружной стенкой кожуха, при этом площадь контакта

$$F_w = \frac{4M_{\text{ж}} D_2}{(D_2^2 - D_1^2)n\rho_{\text{ж}}}, \quad (6a)$$

где $M_{\text{ж}}$ – масса жидкости, поступившей к данному моменту в межстенное пространство, кг; D_1 , D_2 – диаметры внутреннего сосуда и кожуха соответственно, м; n – доля межзернового пространства в порошковой изоляции, можно принять $n = 0,5$.

В горизонтальном сосуде (см. рис. 2б) площадь контакта изоляции со стенкой кожуха

$$F_w = L_w h_w = \frac{M_{\text{ж}}}{(D_2 - D_1)n\rho_{\text{ж}}}. \quad (6b)$$

Решая уравнения (2)–(6) совместно с термодинамическими зависимостями для V , M , T определяем изменения давления с течением времени для внутреннего сосуда.

Когда давление в межстенном пространстве превысит давление в сосуде, то раскрывается перепускная мембрана и газ из межстенного пространства поступает в сосуд через перепускной трубопровод (второй период переходного процесса). Во втором периоде давления в сосуде и межстенном пространстве растут одновременно, но давление в сосуде остается несколько ниже из-за гидравлического сопротивления перепускного трубопровода.

Если исключить возможность обратного перетекания жидкости из межстенного пространства в сосуд, то изменения давления в сосуде и в межстенном пространстве на основе уравнения (1) можно представить в виде

$$\frac{dP_{12}(\tau)}{d\tau} = \frac{1}{V_{12}(\tau)} \left[\frac{kP_{12}V_{12}(\tau)}{M_{12}(\tau)} - (k-1)c_p(T_{12}(\tau) - Ts_{12}(\tau)) \right] G_n(\tau), \quad (7)$$

$$G_n = \mu_2 f_2 \sqrt{\frac{2(P_{22} - P_{12})}{v_{22}}}, \quad (8)$$

$$\mu_2 = \frac{1}{\sqrt{\lambda \frac{L_2}{d_2} + \zeta + 1}}, \quad (9)$$

$$\frac{dP_{22}(\tau)}{d\tau} = -\frac{G_n(\tau)}{V_{22}(\tau)} \left[\frac{kP_{22}V_{22}(\tau)}{M_{22}(\tau)} \right] + \frac{1}{V_{22}(\tau)} \left[\frac{kP_{22}V_{22}(\tau)}{M_{22}(\tau)} - (k-1)c_p(T_{22}(\tau) - Ts_{22}(\tau)) \right] G_{in}(\tau), \quad (10)$$

где P_{12} , P_{22} – давления в сосуде и в межстенном пространстве во 2-м периоде соответственно, Па; V_{11} , V_{21} – паровые объемы внутреннего сосуда и межстенного пространства соответственно, м³; M_{22} – масса пара в межстенном пространстве; кг; G_n – расход пара через перепускной трубопровод, кг/с; T_{22} – температура пара в межстенном пространстве, К; μ_2 – проводимость перепускного трубопровода; f_2 – проходное сечение перепускного трубопровода, м²; λ – коэффициент трения трубопровода; ζ – местное сопротивление трубопровода.

Во время 2-го периода давление в межстенном пространстве может превысить давление в сосуде свыше допустимого значения (более 0,1 МПа), и внутренний сосуд разрушится из-за потери устойчивости. Обеспечить необходимый перепад давлений можно за счет увеличения пропускной способности перепускного трубопровода.

Когда давление в сосуде достигнет предельно допустимого значения, раскрывается предохранительная мембрана и начинается сброс газа в окружающую среду одновременно из внутреннего сосуда и межстенного пространства (3-й период) (см. рис. 2). При этом за счет подбора пропускной способности перепускного и предохранительного трубопроводов необходимо исключить повышение давления в сосуде и в межстенном пространстве, а также перепад между ними выше допустимых значений.

Если допустить, что перетекание газа или жидкости из межстенного пространства во внутренний сосуд отсутствует, то изменение давлений в сосуде и в межстенном пространстве в третьем периоде можно представить следующим образом. Из внутреннего сосуда происходит истечение газа через трубу газосброса и предохранительное устройство. Из межстенного пространства также происходит истечение газа, но жидкость в межстенном пространстве продолжает испаряться, и давление частично восстанавливается. Суммарный расход газа через предохранительное устройство определяется истечением газа при сверхкритическом перепаде давлений. При этих условиях изменения давлений в сосуде и в межстенном пространстве описываются следующим образом:

$$\frac{V_{13}(\tau)dP_{13}(\tau)}{d\tau} = \frac{kP_{13}V_{13}(\tau)}{M_{13}(\tau)} G_{n13}(\tau); \quad (11)$$

$$G_{n13} = \mu_4 f_4 \sqrt{\frac{2M_{13}(P_{13} - P_m)}{V_{13}}}, \quad (12)$$

$$\frac{dP_{23}(\tau)}{d\tau} = -\left[\frac{kP_{23}V_{23}(\tau)}{M_{23}(\tau)} \right] \frac{G_{n23}(\tau)}{V_{23}(\tau)} + \left[\frac{kP_{23}V_{23}(\tau)}{M_{23}(\tau)} - (k-1)c_p(T_{23}(\tau) - Ts_{22}(\tau)) \right] \frac{G_{in}(\tau)}{V_{23}(\tau)}; \quad (13)$$

$$G_{n23} = \mu_5 f_5 \sqrt{\frac{2M_{23}(P_{23} - P_m)}{V_{23}}}, \quad (14)$$

$$G_{n13} + G_{n23} = f_m \varphi \sqrt{\frac{P_m M_{13}}{V_{13}}}; \quad (15)$$

$$\varphi = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{1}{k-1}} \sqrt{\frac{2k}{k+1}}, \quad (16)$$

где P_{13} , P_{23} , P_m – давления в сосуде, в межстенном пространстве и перед предохранительном клапаном в 3-м периоде соответственно, Па; V_{13} , V_{23} – паровые объемы внутреннего сосуда и межстенного пространства соответственно, м³; M_{13} , M_{23} – масса пара во внутреннем сосуде и в межстенном пространстве, кг; T_{23} – температура пара в межстенном пространстве, К; G_{n13} , G_{n23} – расход пара из внутреннего сосуда и из межстенного пространства соответственно, кг/с; μ_4 , f_4 – проводимость и проходное сечение трубопровода газосброса из внутреннего сосуда; μ_5 , f_5 – проводимость и проходное сечение трубопровода газосброса из межстенного пространства; f_m – площадь проходного сечения предохранительного устройства, м².

Возможности предложенной физико-математической модели проиллюстрируем на примере расчета аварийного режима в криогенном резервуаре (объем 56 м³, диаметр внутреннего сосуда 3 м, диаметр кожуха 3,5 м, изоляция вакуумно-порошковая), заполненном СПГ на 80 %, диаметр предохранительной мембраны и трубопроводов – 0,05 м. Начальное значение давления в сосуде 0,8 МПа (изб), температура жидкости 115 К, давление открытия предохранительной мембраны 0,9 МПа. Максимальный эквивалентный диаметр негерметичности принимается равным 0,1 м, что, например, соответствует раскрытию половины длины поперечного сварного шва внутреннего сосуда на 2 мм. Вероятность появления в сосуде отверстия диаметром 0,1 м оценивается² в $0,7 \cdot 10^{-8}$. Для оценки диапазона применимости предложенной модели рассматривалась также негерметичность внутреннего сосуда, равная 0,01 м. На рис. 3 приведены результаты моделирования аварийного режима.

Видно, что при негерметичности 0,1 м длительность переходного процесса составляет 264 с, максимальное давление в межстенном пространстве равно 0,9 МПа (9 баров), перепад давлений между межстенным пространством и сосудом не превышает 0,1 МПа, масса жидкости, поступившей в межстенное

пространство в первом периоде, равна 2500 кг и практически не меняется во время переходного процесса. Для негерметичности 0,01 м длительность переходного процесса составляет свыше 3000 с, давление в сосуде не превышает 0,9 МПа, перепад давлений между внутренним сосудом и межстенным пространством во 2-м и 3-м периодах практически отсутствует, масса жидкости в межстенном пространстве составляет 800 кг и также остается практически постоянной во время переходного процесса. Таким образом, диаметр коммуникаций сосуда, равный 0,05 м, обеспечивает безопасную работу двухоболочечного резервуара при изменении размеров негерметичности от 0,01 до 0,1 м, т.е. предложенная технологическая схема работоспособна.

Анализ решений показывает, что такие допущения, как отсутствие теплопритока к пару в межстенном пространстве и внутреннем сосуде, отсутствие парообразования при изменении давления над жидкостью, отсутствие обратного перетекания жидкости через негерметичность в сосуде можно оценить в рамках данной модели. Проведенные расчеты показали, что этими эффектами можно пренебречь. В то же время модель парообразования жидкости в пространстве с вакуумно-порошковой изоляцией с учетом переменной поверхности теплообмена (см. формулы (5), (6)) нуждается в экспериментальной проверке.

Представленная физико-математическая модель развития аварийного процесса в двухоболочечном криогенном резервуаре, основанная на использовании аппарата термодинамики открытых систем, позволяет определять основные параметры процесса: потоки пара и жидкости и изменения давления как во внутреннем сосуде, так и в межстенном пространстве. Результаты численного моделирования имеют понятный физический смысл. Модель может быть использована при проектировании двухоболочечных резервуаров и при разработке инженерной методики определения пропускной способности предохранительных устройств двухоболочечных резервуаров.

² См.: Правила проведения расчетов по оценке пожарного риска: утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 31.03.09 № 272.

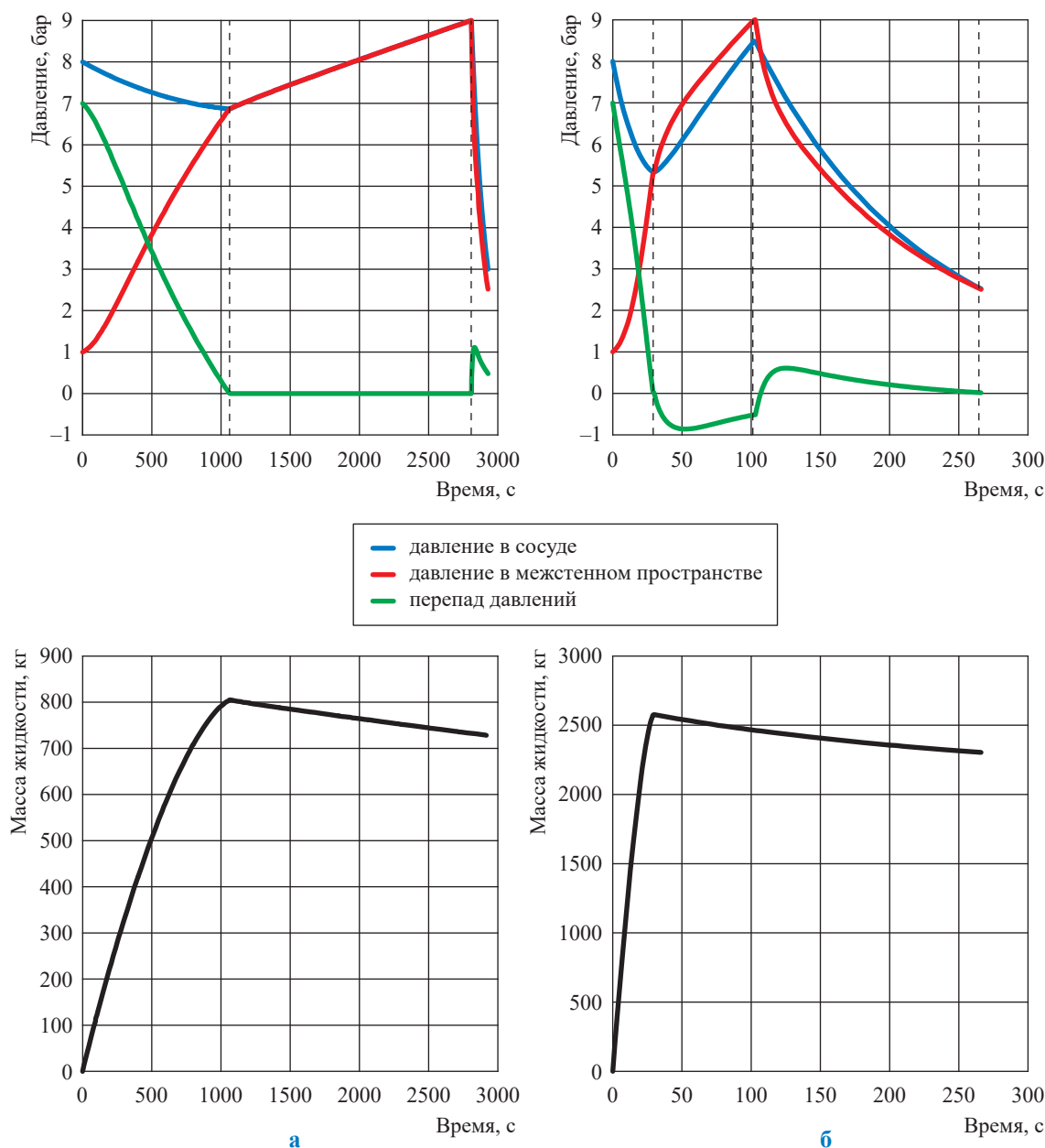


Рис. 3. Изменение давления и массы жидкости в межстенном пространстве при развитии аварийного режима в двухбололочном резервуаре при негерметичности длиной 0,01 м (а) и 0,1 м (б)

Список литературы

1. Горбачев С.П. Технологические схемы криогенных двухбололочных резервуаров для СПГ / С.П. Горбачев, Т.И. Клеблеев, В.Ю. Семенов // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2021. – № 7. – С. 16–20.
2. Патент на изобретение № 2653611 Российская Федерация F17C 3/00. Резервуар для хранения криогенной жидкости / С.П. Горбачев, В.Л. Карпов.
3. Филимонов В.Е. Анализ термодинамических процессов при переменной массе рабочего тела / В.Е. Филимонов // Криогенная техника: сб. – Балашиха: НПО «Криогенмаш», 1977. – С. 21–32.
4. Горбачев С.П. Теплофизические процессы в криогенных системах: учеб. пособие / С.П. Горбачев. – М.: МЭИ, 2017. – 108 с.

Physical-mathematical model of emergency mode development in a binary-shell cryogenic tank for liquefied natural gas

S.P. Gorbachev^{1*}, K.I. Kiriyyenko¹, T.I. Klebleyev²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² NPP Krioservis JSC, Off. 1, Bld. 23, Zavodskoy proyezd, Moscow, 105043, Russian Federation

* E-mail: S_Gorbachev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. One of the ways to increase fire safety of the low-tonnage facilities for storing liquefied natural gas (LNG) is application of the binary-shell cryogenic non-isothermal tanks. The distinct feature of these reservoirs is that when the inner vessel or the communications within the thermal-insulation space are depressurized, the liquid from the inner vessel is not being spilled over a territory, but discharges into an intermural space and partially evaporates with pressure increase. When the pressure reaches the rated value, the LNG vapor is expelled from the internal vessel and the intermural space into the atmosphere. The residual liquid remains in the internal vessel and the intermural space against the pressure close to the atmospheric value. Application of the cryogenic binary-shell tanks enables rejecting the protective fencing and the anti-fire moistening, as well as double reduction of the fire-protective distances from the process equipment, buildings and other constructions.

This paper contains the results of the numeric modelling of the emergency mode scenario in conditions of leakage. Depressurization can occur due to the opening of a cross joint in the internal vessel or the leakage in the pipeline going through the intermural space. Authors show the working efficiency of the technological scheme of a binary-shell tank with a by-pass pipeline.

Keywords: liquefied natural gas, fire safety, cryogenic tank, binary-shell tank, emergency mode, bursting disk.

References

1. GORBACHEV, S.P., T.I. KLEBLEYEV, V.Yu. SEMENOV. Process schemes of binary-shell cryogenic tanks for liquefied natural gas [Tekhnologicheskiye skhemy kriogennykh dvukhobolocheynykh rezervuarov dlya SPG]. *Khimicheskoye i Neftegazovoye Mashinostroyeniye*, 2021, no. 7, pp. 16–20, ISSN 1029-8770. (Russ.).
2. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Storage tank for cryogenic liquid* [Rezervuar dlya khraneniya kriogennoy zhidkosti]. Inventors: S.P. GORBACHEV, V.L. KARPOV. RU 2653611 C2.
3. FILIMONOV, V.Ye. Analysis of thermodynamic processes in case of variable mass of a working body [Analiz termodinamicheskikh protsessov pri peremennoy masse rabochego tela]. *Cryogenic machinery* [Kriogennaya tekhnika]: collected book. Balashikha, USSR: NPO “Kriogenmash”, 1977, pp. 21–32. (Russ.).
4. GORBACHEV, S.P. *Thermophysical processes in cryogenic systems* [Teplofizicheskiye protsessy v kriogennykh sistemakh]: learning guide. Moscow: MPEI, 2017. (Russ.).

УДК 004.413.4:621.6-5

О единых критериях допустимого риска на опасных производственных объектах

И.С. Жуков¹, М.В. Лисанов^{2*}

¹ АНО «Агентство исследований промышленных рисков», Российская Федерация, 105082, г. Москва, Переведеновский пер., д. 13, стр. 14

² ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», Российская Федерация, 105082, г. Москва, Переведеновский пер., д. 13, стр. 14

* E-mail: risk@safety.ru

Ключевые слова: риск аварий, критерий риска, индивидуальный риск, социальный риск, анализ риска, взрывоустойчивость, обоснование безопасности, опасный производственный объект, авария.

Тезисы. Установление критериев допустимого риска применяется при декларировании промышленной безопасности, расчетах пожарного риска, обосновании взрывоустойчивости зданий и сооружений, при обосновании минимальных допустимых расстояний от магистральных трубопроводов. В качестве основных критериев с этой целью, как правило, применяются показатели риска гибели людей без учета материального и экологического ущерба. В статье анализируются российские и зарубежные подходы, приводятся примеры установления критериев допустимого (приемлемого) риска при обосновании безопасности опасных производственных объектов в рамках новых нефтегазовых проектов. Предлагается единый подход к установлению критериев допустимого риска на опасных производственных объектах, включающий нормирование индивидуального, социального рисков для персонала и третьих лиц, предельной частоты разрушения зданий и сооружений.

Практика установления допустимого риска в Российской Федерации

В современной практике анализа риска эксплуатации опасных производственных объектов (ОПО) в нашей стране, в том числе при количественной оценке риска аварии и чрезвычайных ситуаций (ЧС), расчета пожарного риска в качестве показателей наиболее часто применяются потенциальный, индивидуальный, коллективный и социальный риски¹. Однако основными показателями являются индивидуальный и социальный риски² [1]. В некоторых случаях наряду индивидуальным и социальным рисками в качестве основного показателя применяется также частота разрушения зданий и сооружений [2].

Тем не менее в законодательстве в области промышленной безопасности отсутствуют установленные критерии, на основании которых можно было бы сделать вывод о соответствии вышеуказанных показателей риска требованиям. Существует критерий для оценки частоты разрушения зданий и сооружений на ОПО (а именно: неперевышение частотой падающей ударной волны значения 10^{-4} год⁻¹), однако

¹ Методы определения см. в Методических основах по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах: рук. по безопасности: утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 № 144.

² См.: Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа: федер. нормы и правила в обл. пром. безопасности: утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 09.12.2020 № 511.

Правила безопасности объектов сжиженного природного газа: федер. нормы и правила в обл. пром. безопасности: утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.12.2020 № 521.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Менеджмент риска чрезвычайных ситуаций: ГОСТ Р 22.10.02-2016.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Менеджмент риска чрезвычайных ситуаций. Термины и определения: ГОСТ Р 55059-2012.

Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 27 декабря 2018 г.): федер. закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ.

Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО «Газпром»: СТО Газпром 2-2.3-400-2009. – М.: Газпром экспо, 2010. – 369 с.

документ³, который вводит указанный критерий, носит рекомендательный характер. В связи с этим критерии допустимого риска аварий на ОПО устанавливаются в документе, имеющем обоснованием безопасности ОПО. При этом риск, отвечающий установленным подобным образом критериям, считается допустимым (приемлемым).

Чаще всего в российских и зарубежных стандартах по анализу риска термин «допустимый (или приемлемый) риск» трактуется как «риск, уровень которого допустим и обоснован исходя из социально-экономических условий»⁴. При этом под «критерием» можно понимать признак, основание, правило принятия решения по оценке чего-либо на соответствие предъявленным требованиям.

В документах Ростехнадзора изложены следующие положения, связанные с допустимым риском:

1) критерии допустимого (приемлемого) риска гибели людей для безопасных расстояний обосновываются в проектной документации или в обосновании безопасности ОПО сжиженного природного газа (СПГ) исходя из условия непревышения индивидуальным риском гибели персонала при авариях среднестатистических значений гибели людей в техногенных происшествиях (от неестественных причин) (см. Правила безопасности объектов сжиженного природного газа²);

2) критерии допустимого (приемлемого) риска гибели людей для безопасных расстояний обосновываются в проектной документации или в обосновании безопасности ОПО подземного хранилища газа (ПХГ) из условия непревышения индивидуальным риском гибели персонала при авариях среднестатистических значений гибели людей в техногенных происшествиях (от неестественных причин), а также при пожарах – нормативных значений пожарного риска¹;

3) критерии безопасности или допустимого (приемлемого) риска обосновываются в проектной документации⁵;

4) при планировании... определить значения фоновых рисков и (или)... критерии допустимого риска¹;

5) допустимый риск аварии – установленные либо полученные согласно формализованной установленной процедуре значения риска аварии на ОПО, превышение которых характеризует угрозу возникновения аварии¹;

6) сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска аварий, риска гибели людей по неестественным причинам (пожары, дорожно-транспортные происшествия), риска чрезвычайных ситуаций и (или) критериями приемлемого (допустимого) риска⁶.

Как отмечено выше, в области промышленной безопасности количественные критерии допустимого риска для людей не установлены, однако они установлены в области пожарной безопасности и безопасности при ЧС. Также критерии допустимого риска присутствуют в некоторых стандартах российских компаний, например ПАО «Газпром» (в соответствии с Декларацией Общества анализа риска). Сводная таблица критериев допустимого риска в пожарной безопасности и безопасности при ЧС приведена ниже (табл. 1). Данные в табл. 1 показывают, что допустимый индивидуальный риск для персонала ОПО устанавливается на уровне не более 10^{-4} год⁻¹, а для населения – 10^{-7} до 10^{-5} год⁻¹.

Следует отметить, что критерии ЧС согласно ГОСТ Р 22.10.02-2016 основаны на статистике всех ЧС природного и техногенного характера и 10-кратное превышение указанных в табл. 1 значений является недопустимым. При расчете пожарного риска учитываются не только опасности аварий, но и пожары, не связанные с аварийным выбросом горючих веществ. Вместе с тем при расчете пожарного риска не учитываются опасности физического

³ Методы обоснования взрывоустойчивости зданий и сооружений при взрывах топливно-воздушных смесей на опасных производственных объектах: рук. по безопасности: утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 03.06.2016 № 2017.

⁴ См.: Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 27 декабря 2018 г.): Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ.

⁵ См.: Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов: федер. нормы и правила в обл. пром. безопасности: утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.12.2020 № 517.

⁶ Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений: утв. приказом Ростехнадзора от 16.08.2020 № 414.

Таблица 1

**Критерии предельного допустимого пожарного риска, риска при ЧС и социального риска
в нормативно-технической документации РФ**

Показатель	ГОСТ Р 22.10.02-2016	Технический регламент о требованиях пожарной безопасности	СТО Газпром 2-2.3-400-2009*
Индивидуальный риск, год ⁻¹	В зависимости от региона 1,05·10 ⁻⁵ ...5,32·10 ⁻⁶	10 ⁻⁴ (персонал); 10 ⁻⁶ (население)	5·10 ⁻⁴ ...5·10 ⁻⁵ (персонал); 10 ⁻⁴ ...10 ⁻⁵ (население)
Социальный риск, год ⁻¹	10 ⁻⁵	10 ⁻⁷ ...10 ⁻⁵ (люди, находящиеся в жилой зоне)	$F = \frac{10^{-2}}{N^2}$ для действующих ОПО; $F = \frac{10^{-3}}{N^2}$ для проектируемых ОПО; $F = \frac{5 \cdot 10^{-2}}{N^2}$ для персонала действующих ОПО, $F = \frac{5 \cdot 10^{-3}}{N^2}$ для персонала проектируемых ОПО

Примечание: F – частота возникновения сценариев аварий, в которых пострадало на определенном уровне не менее N чел.

взрыва, токсического поражения и иных ситуаций, не связанных с воспламенением горючих веществ.

Зарубежная практика установления допустимого риска

За рубежом для при анализе рассчитанных показателей риска применяется принцип ALARP (*англ.* as low as reasonably practicable), согласно которому «риск должен быть снижен настолько, насколько это практически целесообразно» с учетом стоимости защитных мероприятий (рис. 1). Если расчетное значение показателя риска попадает в промежуточную область (см. оранжевый сектор на рис. 1), то необходимо провести специальные действия, исследования, в том числе согласования с надзорами органами и общественностью.

Отметим, что данный принцип упрощенно реализован в ГОСТ Р 22.10.02-2016, в положениях которого не только установлены предельные значения пожарного риска (аналогичные зарубежным), но и прописаны дополнительные требования (оповещение, социальная защищенность) в случае, если расчетное значение индивидуального или социального риска попадает в промежуточную (желтую или серую, см. рис. 1) зону между недопустимой зоной и зоной пренебрежимо низкого риска.

Также принцип ALARP отображают в виде матрицы рисков «вероятность – тяжесть последствий», которая применяется при

полуколичественной оценке риска в том числе при разработке ОБ ОПО (табл. 2).

В матрице рисков (см. табл. 2) применяются следующие градации опасности событий исходя из тяжести их последствий:

- *катастрофическое событие* приводит к нескольким смертельным исходам для персонала, полной потере объекта, невозможности ущерба окружающей среде;
- *критическое событие* угрожает жизни людей, приводит к существенному ущербу имуществу и окружающей природной среде;
- *некритическое событие* не угрожает жизни людей, возможны отдельные случаи травмирования людей, не приводит к существенному ущербу имуществу или окружающей среде;
- *событие с пренебрежимо малыми последствиями* – отказ технических устройств, не относящийся по своим последствиям ни к одной из первых трех категорий.

В данной матрице область Д – зона безусловно приемлемого риска, область А – зона неприемлемого риска, а области В и С – зоны ALARP. Очевидно, что при установлении допустимого риска с использованием данной матрицы риск должен быть не выше категории В, а дополнительные меры безопасности должны приводить к его снижению до категорий С или Д.

Применяемые за рубежом количественные критерии индивидуального риска, разработанные на основе принципа ALARP, приведены



Рис. 1. Графическое отображение принципа ALARP

Таблица 2

Матрица рисков.

Категории критичности: А – риск неприемлем, требуется разработка компенсирующих мер безопасности; В – риск может быть приемлем при условии принятия определенных мер безопасности; С – риск приемлем при условии осуществления контроля принятых мер безопасности; Д – риск пренебрежимо мал, анализ и принятие дополнительных (компенсирующих) мер безопасности не требуются

Частота возникновения события, год ⁻¹		Тяжесть последствий			
		Катастрофическое событие	Критическое событие	Некритическое событие	Событие с пренебрежимо малыми последствиями
Частое событие	> 1	А	А	А	С
Вероятное событие	1...10 ⁻²	А	А	В	С
Возможное событие	10 ⁻² ...10 ⁻⁴	А	В	В	С
Редкое событие	10 ⁻⁴ ...10 ⁻⁶	А	В	С	Д
Практически невероятное событие	< 10 ⁻⁶	В	С	С	Д

в табл. 3–5. При этом значения допустимого риска имеют двух- и однопороговую структуру. Двухпороговая структура характерна наличием двух предельных значений риска. Выше верхнего предельного значения риск является недопустимым, ниже нижнего предельного значения – безусловно допустимым. Однопороговая структура характерна наличием одного предельного значения риска, ниже которого риск допустим, а выше – недопустим.

Социальный риск (или риск поражения группы людей) – зависимость частоты возникновения сценариев аварий *F*, в которых пострадало на определенном уровне не менее *N* человек, от этого числа *N*. Социальный риск характеризует тяжесть последствий (катастрофичность) реализации совокупности сценариев аварии и представляется в виде соответствующей *F/N*-кривой. Критерии допустимого социального риска при этом представляют

Таблица 3

**Предельно допустимые значения индивидуального риска для населения
при двухпороговой структуре**

Риск, год ⁻¹	Субъект и объект применения	Примечание
10 ⁻⁵ ...10 ⁻⁴	Бразилия, штат Сан-Паулу – для трубопроводов	–
	Бразилия, штат Рио-Гранде – для трубопроводов	–
	Великобритания, Комитет по здоровью и безопасности (<i>англ.</i> Health and Safety Executive, HSE)	–
	Международная мореходная организация (International Maritime Organization, ИМО) – для существующих судов	Применяется для пассажиров и населения на берегу
10 ⁻⁷ ...10 ⁻⁵	Австралия, штат Виктория	Новые предприятия. Если на границе существующего предприятия риск превышает 10 ⁻⁵ год ⁻¹ , должны быть предложены меры по снижению риска
	Бразилия, штат Сан-Паулу – для предприятий	Для новых предприятий и существенной реконструкции старых
	Бразилия, штат Рио-Гранде	Для новых предприятий
	Венгрия	–
	ИМО – для новых судов	Применяется для пассажиров и населения на берегу
1,4·10 ⁻⁸ ...1,4·10 ⁻⁶	США, штат Нью-Джерси (программа качества воздуха)	Недопустимый риск заболевания населения раком (10 ⁻⁶ / 10 ⁻⁴ – частота гибели от рака в течение жизни человека продолжительностью 70 лет)

Таблица 4

**Предельно допустимые значения индивидуального риска для населения
при однопороговой структуре**

Риск, год ⁻¹	Субъект и объект применения	Примечание
5,0·10 ⁻⁵	Австралия, штат Квинсленд	Контур риска 5·10 ⁻⁵ год ⁻¹ не должен выходить за территорию нового предприятия. Для существующих предприятий требуются мероприятия по снижению риска, если контур риска 5·10 ⁻⁵ год ⁻¹ выходит за территорию предприятия
	Сингапур	Контур риска 5·10 ⁻⁵ год ⁻¹ может выходить за территорию предприятия только в промышленной зоне
1,0·10 ⁻⁵	Гонконг	Для новых предприятий. Для существующих предприятий, на которых превышен указанный уровень риска, должны быть разработаны мероприятия по его снижению
	Канада, Совет по основным опасностям	Данная величина применяется для районов с низкой плотностью населения. Для районов с высокой плотностью населения применяется значение 10 ⁻⁶ год ⁻¹
	Чехия	Для существующих предприятий
	Бразилия, штат Рио-де-Жанейро – для предприятий и трубопроводов	Для существующих предприятий
5,0·10 ⁻⁶	Сингапур	Контур риска 5·10 ⁻⁶ год ⁻¹ не должен выходить за пределы промышленной зоны
2,0·10 ⁻⁶	США, риск заболевания раком в результате инцидентов с выходом радиоактивных веществ	Вычислено для случая, когда данный вид риска не должен превышать 0,1 % от риска заболеваний раком от всех причин
1,0·10 ⁻⁶	Нидерланды	Применяется: 1) для новых предприятий; 2) новых земельных планов строительства; 3) транспортировки опасных грузов, в том числе и для трубопроводного транспорта

Риск, год ⁻¹	Субъект и объект применения	Примечание
1,0·10 ⁻⁶	Австралия, штат Западная Австралия	Применяется для новых предприятий. Для существующих предприятий должны быть разработаны мероприятия по снижению риска до указанного уровня
	Австралия, штаты Новый Южный Уэльс и Квинсленд	Более низкие значения (5·10 ⁻⁷ год ⁻¹) установлены для уязвимых групп населения
	Бразилия, штат Рио-де-Жанейро – предприятия и трубопроводы	Для новых предприятий
	Чехия	Для новых предприятий
	США – для предприятий, работающих с взрывчатыми веществами	–
	США, штат Калифорния, графство Санта Барбара	Если риск превышает указанную величину, требуется дополнительная оценка социального риска
	Сингапур	Контур риска 1,0·10 ⁻⁶ не должен выходить за пределы промышленной, складской и парковой зон
	Малайзия	–
4,0·10 ⁻⁷	США, риск гибели от ядерного инцидента	Вычислено исходя из критерия, что данный вид риска не должен превышать 0,1 % от риска гибели от всех других причин (4,0·10 ⁻⁴ год ⁻¹)
1,4·10 ⁻⁷	США	Верхний предел риска гибели от рака (частота гибели 10 ⁻⁵ за 70 лет жизни)

Таблица 5

Предельно допустимые значения риска для персонала опасных предприятий при двухпороговой структуре

Риск, год ⁻¹	Субъект и объект применения	Примечание
10 ⁻⁶ ...10 ⁻³	Великобритания, HSE	–
	ИМО – для существующих судов	Для команды судов
10 ⁻⁴ ...10 ⁻³	Австралия, штат Западная Австралия	Применяется для существующих предприятий. Если риск превышает 10 ⁻³ год ⁻¹ , должны быть разработаны мероприятия для снижения риска до заданного уровня
10 ⁻⁴ ...5·10 ⁻⁴	Австралия, штат Западная Австралия	Применяется для новых предприятий

собой прямую в координатах $F-N$. Критерии допустимого социального риска, применяемые в различных странах Европы, проанализированы ранее [1] и приведены на рис. 2.

Кроме того, в HSE (надзорный орган Великобритании в области промышленной, пожарной безопасности и охраны труда) наряду со стандартными показателями используется также интеграл риска. Согласно HSE [1, 3] интеграл риска (RI) – это суммарный показатель общего уровня социального риска, учитывающий весь набор пар F/N . При этом вклад количества погибших N в интеграл риска увеличивается с ростом самого количества погибших N :

$$RI = \sum (F(N)N^\alpha), \tag{1}$$

где α – масштабирующий индекс, или фактор, неприятия риска, находящийся обычно в диапазоне от 1 до 2.

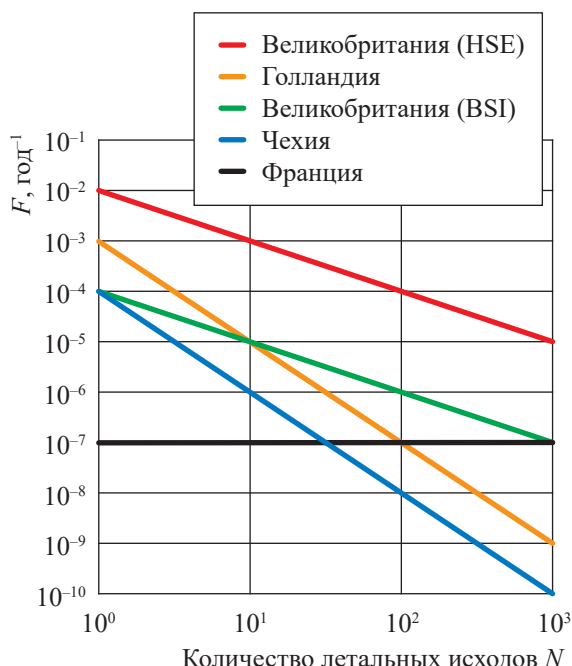


Рис. 2. Критерии допустимого социального риска в различных странах Европы

Таблица 6

**Среднестатистический риск гибели людей при техногенных происшествиях
в Российской Федерации за период 2009–2018 гг.***

Отрасль промышленности, бытовая причина гибели	Индивидуальный риск, год ⁻¹
Магистральный трубопроводный транспорт	$1,16 \cdot 10^{-5}$
Газодобывающая промышленность	$2,01 \cdot 10^{-5}$
Металлургическая промышленность	$3,42 \cdot 10^{-5}$
Нефтехимическая промышленность	$4,40 \cdot 10^{-5}$
Нефтеперерабатывающая промышленность	$8,59 \cdot 10^{-5}$
Нефтедобывающая промышленность	$1,30 \cdot 10^{-4}$
Горнодобывающие производства	$1,97 \cdot 10^{-4}$
Угольная промышленность	$4,72 \cdot 10^{-4}$
Производство, хранение и применение взрывчатых материалов промышленного назначения	$7,14 \cdot 10^{-4}$
Подземная угледобыча	$9,41 \cdot 10^{-4}$
Смерть от всех причин	$1,33 \cdot 10^{-2}$
Смерть для мужчин трудоспособного возраста	$9,41 \cdot 10^{-3}$
Смерть женщин трудоспособного возраста	$2,53 \cdot 10^{-3}$
Смерть от внешних причин (убийств и самоубийств, отравлений, травм и др.)	$1,27 \cdot 10^{-3}$
Гибель при ДТП и пожарах	$2,42 \cdot 10^{-4}$

* В соответствии с данными Росстата, Ростехнадзора (источник: О фоновых уровнях опасности происшествий на опасных промпредприятиях. – <http://riskprom.ru/publ/19-1-0-449>).

Выражение (1) показывает, что аварии с большим количеством погибших вносят более значительный вклад в суммарный уровень риска, что хорошо отражает уже упомянутый в данной статье факт, что общественный резонанс, вызванный аварией на ОПО, растет тем сильнее, чем большее количество погибших наблюдается в результате аварии.

В нормативной документации Великобритании Control of major accident hazards regulations⁷ (COMAH) установлено значение $\alpha = 1,4$, а в HSE – $\alpha = 2$. Фактически по своей сути интеграл риска идентичен коллективному риску с показателем $\alpha = 1$, на основе которого рекомендуется категорировать ОПО о степени опасности.

Основные принципы установления допустимого риска

Согласно результатам анализа, в качестве основных критериев, как правило, применяются показатели риска поражения людей, а именно индивидуальный и социальный риск гибели людей. В отдельных случаях в качестве критериев допустимого риска совместно с остальными критериями применяются также частота разрушения зданий и сооружений

и уровень полноты безопасности (SIL) – показатель надежности, как правило, автоматизированной системы, связанной с безопасностью⁸.

Можно выделить следующие основные принципы установления критериев допустимого риска, сформированные передовой зарубежной и отечественной практикой:

- допустимый риск гибели людей не должен превышать фонового риска гибели при различных видах бытовой деятельности, в том числе по естественным (старость, болезнь) и неестественным (дорожно-транспортные происшествия (ДТП), пожары, аварии) причинам;
- риск населения (или иных людей вне производственного объекта) должен быть существенно ниже риска персонала опасного объекта (в 10...100 раз).

Показатели фонового риска для различных видов деятельности приведены в табл. 6.

Сравнение фонового индивидуального риска гибели людей в ДТП и пожарах (смертность по неестественным причинам) в промышленно развитых странах показывает, что с точностью до порядка эта величины находятся на уровне 10^{-4} год⁻¹, что обычно принимается

⁷ Контроль основных опасных производственных факторов.

⁸ См.: Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью: ГОСТ Р МЭК 61508-2-2012.

в качестве предельного уровня допустимого риска для персонала опасных объектов (исключение составляет Великобритания, где принята величина 10^{-3}).

Иными словами, риск персонала на производстве не должен превышать бытового риска, уровень которого принят большинством людей, что отражено в ряде документов, в том числе в нормативах Ростехнадзора и МЧС России.

Предложение по установлению критериев допустимого риска аварий на ОПО

Согласно п. 16 Основ государственной политики Российской Федерации в области промышленной безопасности на период до 2025 года и дальнейшую перспективу, утвержденных указом президента РФ № 198 от 06.05.2018, одним из приоритетных направлений государственной политики в области промышленной безопасности является разработка и внедрение единых критериев оценки рисков аварий на промышленных объектах и категорирования таких объектов. В рамках реализации данного направления на основе анализа критериев риска, принятых как в российских, так и в зарубежных документах, а также на основе практики декларирования промышленной безопасности и разработки обоснований безопасности ОПО в качестве единых предлагается принять следующие критерии допустимого (приемлемого) риска:

- частота разрушения зданий с постоянным присутствием людей (операторные, административно-бытовые комплексы, контрольно-пропускные пункты и др.), а также аппаратных (для обеспечения бесперебойного функционирования автоматизированных систем контроля, управления, противоаварийной автоматической защиты для перевода технологических процессов в безопасное состояние и аварийного останова технологических объектов) с потерей несущей и ограждающей способности их конструкции или пригодности к дальнейшей эксплуатации не превышает 10^{-4} год⁻¹;
- индивидуальный риск гибели людей, находящихся на территории ОПО, территориях других объектов эксплуатирующей организации не превышает 10^{-4} год⁻¹;

- индивидуальный риск гибели людей, находящихся на территории соседних предприятий, населенных пунктов или транспортных коммуникаций (авто- и железные дороги) при авариях на ОПО не превышает 10^{-6} год⁻¹;

- $F(N)$ -кривая социального риска, рассчитанная для каждой составляющей ОПО, должна удовлетворять следующим соотношениям:

- $F(N) \leq 5 \cdot 10^{-3}/N^2$ год⁻¹ – для людей на территории ОПО, территории других объектов эксплуатирующей организации;

- $F(N) \leq 10^{-3}/N^2$ год⁻¹ – для людей, находящихся на территории соседних предприятий, населенных пунктов или транспортных коммуникаций (авто- и железные дороги);

- частота эскалации аварии между составляющими ОПО, между рассматриваемым ОПО и объектами эксплуатирующей организации не превышает 10^{-4} год⁻¹.

Проанализированы критерии приемлемого риска за рубежом и в Российской Федерации. По причине отсутствия единых критериев риска в России, а также в рамках реализации п. 16 Основ государственной политики Российской Федерации в области промышленной безопасности на период до 2025 года и дальнейшую перспективу предложены единые критерии приемлемого риска аварий на ОПО.

Список литературы

1. Жуков И.С. Критерии допустимого социального риска при авариях на опасных производственных объектах / И.С. Жуков, М.В. Лисанов, Е.А. Самусева // Безопасность труда в промышленности. – 2020. – № 5. – С. 79–86. – DOI: 10.24000/0409-2961-2020-5-79-86.
2. Лисанов М.В. Критерии взрывоустойчивости зданий и сооружений на опасных производственных объектах / М.В. Лисанов, И.С. Жуков, Р.В. Базалий // Безопасность труда в промышленности. – 2019. – № 5. – С. 40–46. – DOI: 10.24000/0409-2961-2019-5-40-46.
3. Societal risk: Initial briefing to the Societal Risk Technical Advisory Group (HSE RR703). – https://www.researchgate.net/publication/309135869_Societal_Risk_Initial_Briefing_to_the_Societal_Risk_Technical_Advisory_Group_HSE_RR703

About the unity of acceptable risk criteria at hazardous production facilities

I.S. Zhukov¹, M.V. Lisanov^{2*}

¹ ANO «Industrial Risk Research Agency», Block 14, Bld. 13, Perevedenovskiy pereulok, Moscow, 105082, Russian Federation

² CJSC «Scientific technical center of industrial safety problems research», Block 14, Bld. 13, Perevedenovskiy pereulok, Moscow, 105082, Russian Federation

* E-mail: risk@safety.ru

Abstract. Determination of the tolerable risk criteria is used when the industrial safety is declared, the fire risks are calculated, the explosion stability of buildings and structures is justified, and the minimal tolerable distances from the trunk pipelines are validated. In these cases, the risk indicators of fatal outcomes for people excluding material and ecological losses are considered the most important ones. Authors analyze the domestic and foreign practices, give examples of choosing criteria for tolerable risks while justifying safety of the industrial facilities within the frameworks of the new oil-and-gas projects. They suggest a unified approach to determination of the tolerable risk criteria at the dangerous industrial facilities, including the standardization of the individual and social risks for staff and the third parties, as well as standardization of the threshold frequency for destruction of buildings and structures.

Keywords: emergency risk, risk criterion, individual risk, social risk, explosion stability, safety justification, dangerous industrial facility, accident.

References

1. ZHUKOV, I.S., M.V. LISANOV, Ye.A. SAMUSEVA. Criteria of tolerable social risk during accidents at dangerous industrial facilities [Kriterii dopustimogo socialnogo riska pri avariyaх na opasnykh proizvodstvennykh ob'yektakh]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2020, no. 5, pp. 79–86, ISSN 0409-2961, DOI: 10.24000/0409-2961-2020-5-79-86. (Russ.).
2. LISANOV, M.V., I.S. ZHUKOV, R.V. Bazaliy. Explosion stability criteria for buildings and structures at dangerous industrial facilities [Kriterii vzryvoustoychivosti zdaniy i sooruzheniy na opasnykh proizvodstvennykh ob'yektakh]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2019, no. 5, pp. 40–46, ISSN 0409-2961, DOI: 10.24000/0409-2961-2019-5-40-46. (Russ.).
3. HSE RR703. *Societal risk: Initial briefing to the Societal Risk Technical Advisory Group* [online]. Available from: https://www.researchgate.net/publication/309135869_Societal_Risk_Initial_Briefing_to_the_Societal_Risk_Technical_Advisory_Group_HSE_RR703.

УДК 614.8:519.254:519.711.2

Метод синтеза рисков в условиях противоречивости и неполноты оценок влияющих факторов

А.Н. Ридли¹, А.В. Бочков^{2*}, Н.М. Кузьмина³, Н.Н. Жигирев⁴

¹ Московский авиационный институт (НИУ), Российская Федерация, 125080, г. Москва, Волоколамское ш., д. 4

² АО «НИИАС», Российская Федерация, 107078, г. Москва, Орликов пер., д. 5, стр. 1

³ Московский государственный технический университет гражданской авиации, Российская Федерация, 125212, г. Москва, Кронштадтский б-р, д. 20

⁴ ООО «Калаби», Российская Федерация, 107045, г. Москва, пл. Большая Сухаревская, д. 16/18, стр. 1

* E-mail: a.bochkov@gmail.com

Тезисы. Задача принятия решений, однажды возникнув перед лицами, принимающими решение (ЛПР), не теряет своей актуальности до настоящего времени. В эпоху цифровизации экономики и так называемых «больших данных» она приобрела еще большую остроту. Многочисленные попытки с помощью компьютера привести описание реальной экономики в некоторые формализмы теории игр (теории рисков) объективного глобального успеха не имели. Выбор правильного решения до сих пор остается во многом искусством, а не наукой. Основная проблема состоит в неверном определении рисков как суммы произведений вероятности на ущерб, которое справедливо только для редких (условно независимых) событий. В реальной жизни картина рисков изменчива во времени, характеризуется неполнотой и неопределенностью исходных данных, а нередко и отсутствием у корпоративных ЛПР четкого целеполагания. К решению задачи принятия решений привлекаются эксперты, однако экспертные оценки страдают высоким уровнем субъективности и выполняются в различных шкалах. Возникает нетривиальная задача сопряжения оценок рисков, выполненных в разных шкалах. В статье обсуждается метод сопряжения шкал рисков и ранжирования критериев на основе их неполных попарных сравнений. Метод обладает неоспоримым преимуществом: он позволяет работать с большим количеством альтернатив в условиях противоречивости или даже частичного отсутствия экспертных суждений, используя нечеткие значения коэффициентов сравнения.

Ключевые слова:

риск, синтез, ранжирование, метод векторного сжатия, метод анализа иерархий.

Успешность современного бизнеса в мире в значительной мере зависит от компетентности лиц, принимающих решения (ЛПР), от их способности комплексно оценивать риски негативных последствий принимаемых ими решений. Для того чтобы обеспечить адекватный результат, лица, формирующие решения (ЛФР), используют аналитические инструменты, основанные на условно математических методах. Задачи принятия решения (ЗПР) для квазилинейных случаев достаточно хорошо проработаны, начиная с симплекс-метода Канторовича (1930-е гг.) и заканчивая современными методами – обучаемыми нейронными системами и методами опорных векторов. Большинство ЗПР на практике – ЗПР в условиях неопределенности. Для их решения приходится использовать методы обработки мнений экспертов, которым предлагается выбрать один или несколько наилучших вариантов из допустимого множества. Эти методы достаточно часто используются в самых различных областях для оценки, отбора и определения приоритетности целей и т.п. Очевидно, что сравнение различных альтернатив в соответствии с их предпочтительностью в задачах принятия решений во многих случаях не может быть выполнено с помощью одного критерия или одного эксперта. Как следствие, в большинстве ЗПР существуют процедуры, позволяющие объединять мнения разных экспертов по поводу предлагаемых им альтернатив [1, 2]. Поскольку каждый эксперт имеет отличный от других опыт решения подобных задач, мнения различных экспертов могут существенно отличаться (действительно, существует множество факторов, которые влияют на предпочтения эксперта). Такое разнообразие экспертных оценок способно привести к ситуациям, когда некоторые из экспертов не смогут эффективно выразить любые степени предпочтения, сравнивая две

или более доступные альтернативы. Это может быть следствием недостаточного уровня компетентности эксперта в какой-то области знаний, касающейся решаемой проблемы, или того, что эксперт не в состоянии однозначно определить степень превосходства некоторых из предложенных ему для сравнения вариантов над другими. В подобной ситуации эксперт вынужден обеспечить неполное нечеткое отношение предпочтения [3] или отказаться от оценивания предложенной пары альтернатив. Довольно часто в эмпирических исследованиях приходится отвергать результаты экспертных опросов, когда отсутствуют некоторые данные [4]. Пропуски в исходных данных, их неполнота и неопределенность – естественное качество экспертных закономерностей.

На практике встречается несколько подходов к работе с массивами данных, содержащих пропущенные значения. Первый подход, наиболее простой в реализации, – это удаление экземпляров, содержащих пропущенные значения, из массива и работа только с полными данными [5]. Подход сносно работает, если пропуски данных носят единичный характер. Вторым подходом является использование специальных модификаций методов обработки данных, допускающих наличие пропусков в массиве. Например, ряд авторов [6] используют модификации методов классификации и кластеризации для работы с данными, содержащими пропущенные значения. И, наконец, третьим подходом, наиболее распространенным, является использование методов восстановления пропущенных данных.

Ранее исследовано влияние приведенных наборов парных сравнений [7]. Сравнивались результаты, полученные для полной матрицы попарного сравнения, и неполной, полученной путем исключения известных элементов полной. Показано, что случайное удаление до 50 % от сравнений дает хорошие результаты без потери точности. Тем не менее, поскольку этот процесс опирается на априорное знание полной матрицы попарного сравнения, что неприменимо в реальной практике. Предложено при наличии неполной матрицы попарных сравнений использовать методы, позволяющие «достроить» матрицу до полной. Сильный аргумент в пользу этого подхода: сценарий с пропущенными значениями, как правило, нарушает рейтинг более сильно, чем тот же сценарий

со значением при условии [8]. Система, которая помогает построить нечеткие отношения предпочтений в решении предложена С. Алонсо и др. [9]. При групповом принятии решений иногда используют процедуры, исправляющие отсутствие знаний конкретного эксперта с помощью информации, предоставленной остальными экспертами путем применения некоторых процедур агрегации [10, 11], однако эти подходы имеют ряд недостатков [12]. Отечественные авторы также искали ответы на обозначенные проблемы [13], однако используемые ими подходы не дают однозначного решения. Несмотря на то что такое решение может и не существовать, ЛПР должен выбрать одно из двух решений, «каждое из которых хуже другого».

Постановка задачи

Определим риск объекта (процесса) как величину, пропорциональную отклонению его текущего состояния от эталона качества объекта (процесса) [14]. Качество объектов и риск можно измерять в сопоставимых шкалах. Мера риска – «угроза изменения состава или свойств объекта или окружающей его среды, либо появление изменений, связанных с возникновением нежелательных процессов, обусловленных антропогенным или природным воздействием». При этом предложенное определение имеет вероятностный смысл.

На семантическом уровне моделирования введем понятия иерархии целей, ресурса, трудности достижения цели, компенсации, функции эквивалентности ценности и др. На их основе, как правило, осуществляется аксиоматическое построение интегральных показателей, описывающих свойства системы и среды ее функционирования. Принятие решений при этом в общем виде определяется как процесс выбора наилучшей альтернативы из всех возможных вариантов, но на практике достижение оптимального результата может быть проблематичным, поскольку ЛПР и эксперты часто испытывают затруднения при принятии решений. Одним из наиболее важных разделов теории принятия решений, использующихся для определения наилучшего решения из всех возможных доступных вариантов, является многокритериальное принятие решений (МКПР). Существует несколько методов, позволяющих улучшить МКПР, в том числе:

- метод анализа иерархий Т. Саати [15] (англ. analytic hierarchy process, АНР);

- метод ранжирования превосходства и неполноценности; метод ранжирования Simos;

- теория полезности с несколькими атрибутами (MAUT, *англ.* multi-attribute utility theory) [16];

- метод исключения неизвестного и выбор, соответствующий реальности [17] (ELECTRE);

- метод организации ранжирования предпочтений и выбор по преимуществам (*англ.* cost-benefits analysis, CBA) [18].

Эти методы часто используются для облегчения решения проблем принятия решений в практической деятельности.

Метод АНР Саати за последние два десятилетия обрел заслуженную популярность в качестве МКПР. АНР обеспечивает ЛПП мощным средством принятия стратегических и обоснованных решений, что позволяет ЛПП использовать несколько количественных критериев для оценки потенциальных альтернатив и последующего выбора оптимального варианта. Такое широкое использование, безусловно, связано с простотой применения и структурой АНР, которая соответствует интуитивному способу, которым ЛПП решают проблемы. Иерархическое моделирование проблемы, возможность принятия устных суждений и проверка согласованности являются основными достоинствами метода. Наряду с его традиционными приложениями, развиваются и новые направления, например, заключающиеся в использовании АНР в сочетании с методами математического программирования, такими как линейное программирование, анализ свертки данных (DEA), нечеткие множества, генетические алгоритмы, нейронные сети, SWOT-анализ и т.д.

Метод предоставляет процедуры оценки и сравнения альтернатив по неизмеримым (выражающим качественные понятия) субъективным критериям, что добавляет ему преимущества перед другими известными методами качественно-количественной экспертной оценки. Эти же процедуры могут использоваться для формализации предпочтений на множестве критериальных оценок, измеренных в произвольной (в том числе номинальной или порядковой) шкале, а также для выявления степеней относительной важности критериев. Последнее делает АНР перспективным в задачах оценки анализа и синтеза рисков функционирования сложных систем различного назначения.

Подобные задачи особенно остро стоят перед добывающими и экспортирующими энергоресурсы компаниями при оценке тенденций развития рынков и влияния различных факторов (технологических, инновационных, экологических, политических и т.п.) на формирование и объем спроса в странах-импортерах. Возникают, например, задачи оценки влияния экономических и регуляторных факторов на темпы и возможность внедрения «зеленых» технологий, которые в перспективе могут определить спрос на традиционные энергоресурсы – нефть и газ. Как правило, количество подлежащих учету факторов исчисляется сотнями, их оценка и сравнение осуществляются разными экспертами в разных шкалах и в условиях острой нехватки фактической информации об оцениваемых процессах и тенденциях. В результате ЛПП получают набор нередко противоречивых «матриц» влияния, на основании которых невозможно принять решение о дальнейших действиях. Метод Саати активно используется экспертами, однако с ростом сравниваемых пар факторов влияния становится существенным один из недостатков метода, а именно усложнение вычисления собственных значений с увеличением размерности матрицы МКПР. Как уже говорилось ранее, разными исследователями с помощью моделей, использующих метод Монте-Карло, где сравнения удаляются из больших матриц (ранги 10, 15 и 20), было обнаружено, что можно случайным образом удалить до 50 % сравнений без существенного искажения результатов. Минимальное число необходимых сравнений определено равным $n - 1$, по одному для каждой строки или столбца таблицы матрицы парных сравнений. Утверждается, что другие сравнения излишни и необходимы только для проверки согласованности и, возможно, повышения точности и могут быть вычислены по правилу транзитивности.

Обсуждаемый ниже оригинальный адаптивный алгоритм обработки неполных матриц парных сравнений суждений экспертов о сравниваемых альтернативах нивелирует этот недостаток. Предложено модифицировать АНР, изменив формат представления оценок в виде нагруженного ориентированного графа: каждая альтернатива является при этом вершиной графа, каждое ребро из одной вершины в другую обозначает степень превосходства первой альтернативы над второй. Показано, что если

данный граф связный, можно убирать те ребра, которые вносят наибольшее противоречие до тех пор, пока не останется остовное дерево, из которого очевидны относительные веса каждой из альтернатив. Данная модификация позволяет получать веса альтернатив, обладающих большей противоречивостью, нежели допустима классическим АНР, позволяет работать с неполными, сильно разреженными матрицами парных сравнений, снизить алгоритмическую сложность вычисления весов альтернатив, что, несомненно, дает возможность использовать методику парных сравнений альтернатив при решении более широкого класса задач принятия решений.

Несомненным положительным вкладом в «копилку» методов работы с неполными матрицами являются разработка авторами настоящей статьи алгоритма, позволяющего не восстанавливать матрицу до полной, а также обоснование методического подхода, разрешающего экспертам самостоятельно определять диапазоны сравнения парных оценок и более явно определять пригодность матрицы парных сравнений к дальнейшему использованию, не применяя искусственные меры оценки согласованности матрицы.

Замечания об анализе и синтезе риска

Следует заметить, что анализ риска характерен для систем, события реализации риска в которых происходят достаточно часто для того, чтобы применить хорошо разработанный аппарат теории вероятностей и математической статистики. Этот подход работает в страховании, например, в теории надежности, когда мы имеем дело с потоками аварийных ситуаций или отказов. Но когда речь заходит об обеспечении безопасности в эпоху, главной характеристикой которой является постоянная изменчивость, вариативность, в которой все стремительно меняется, сделать это возможно только через синтез рисков, разрабатывая усложняющиеся по мере развития советующие автоматизированные системы-подсказчики для профессионалов или замещая профессионалов робототехническими системами. Риск из понятия аналитического в данном случае становится понятием «синтетическим». Простой пример – вкус. Мы можем «измерять» его, определяя понятия «солёный», «кислый», «горький», «приторно сладкий» и пр. Но когда различные по вкусу ингредиенты смешаны в салат, вкус

блюда мы уже можем в целом определить только качественно – «приятный» (нравится) или «неприятный» (не нравится). Здесь возникают субъективные оценки, и они тем больше разнятся, чем больше ингредиентов смешано в салате. Есть во вкусе еще одна шкала – опасный (вредный) или безопасный (безвредный). Дело не только в том, что пропорции ингредиентов в «салате» имеют нелинейный отклик, на вкус влияют и гигиенический вид повара, и санитарные условия приготовления, и, в конце концов, погода в день приготовления «салата». Мы сталкиваемся с ситуацией, схожей с так называемой таблицей «совместимости лекарств»: есть лекарства, которые при условии приема по отдельности являются «полезными», однако их одновременный прием может вызывать коматозные состояния организма человека. И тут синтез играет ключевую роль: только по мере накопления статистики о погибших пациентах «проявляются» разнообразные «аналитические таблицы и зависимости» для управления по прецеденту.

Для построения таких таблиц на нижнем уровне иерархической структуры сравниваемые объекты описываются определенным набором показателей – частных показателей риска (ЧПР). Как показал анализ используемых в системных исследованиях интегральных оценок состояния сложных объектов и систем широко используются обобщенные критерии (индексы) рисков: аддитивная (средневзвешенная арифметическая) и мультипликативная (средневзвешенная геометрическая) формы.

Средневзвешенный арифметический риск сглаживает отдельные «выбросы» ЧПР:

$$R_{ar} = \sum_{i=1}^M (\alpha_i \times r_i).$$

Средневзвешенный геометрический риск усиливает отдельные негативные «выбросы» ЧПР:

$$R_{ge} = \prod_{i=1}^M r_i^{\alpha_i}.$$

Геометрический антириск:

$$1 - R_{\emptyset} = U_{\emptyset} = \prod_{i=1}^M (u_i)^{\alpha_i} = \prod_{i=1}^M (1 - r_i)^{\alpha_i}.$$

Весовые коэффициенты α_i частных оценок r_i удовлетворяют условию

$$\sum_{i=1}^N \alpha_i = 1; \alpha_i > 0 \quad (i = 1, \dots, M).$$

Действительные числа r_i принимают значения из интервала $[0, 1]$.

Геометрический антириск [19] удовлетворяет основным априорным требованиям, лежащим в основе рискованного подхода к построению нелинейной интегральной оценки R_\emptyset :

1) гладкость – непрерывная зависимость интегральной оценки R_\emptyset и ее производных от частных оценок: $R(r_1, \dots, r_M)$;

2) ограниченность – границы интервала изменения частных r_i и интегральной R_\emptyset оценок: $0 < R_\emptyset(r_1, \dots, r_M) < 1$ при $0 < r_1, r_2, \dots, r_M < 1$;

3) равноценность – одинаковая важность частных оценок r_i и r_j ;

4) иерархическая одноуровневость – агрегируют лишь частные оценки r_i , которые принадлежат одному уровню иерархической структуры;

5) нейтральность – интегральная оценка совпадает с частной оценкой, когда другая принимает минимальное значение:

$$R_\emptyset(r_1, 0) = r_1; R_\emptyset(0, r_2) = r_2;$$

$$R_\emptyset(0, 0) = 0; R_\emptyset(1, 1) = 1;$$

6) однородность $R_\emptyset(r_1 = r, \dots, r_M = r) = r$.

Геометрический антириск, вытекающий из понятия «трудности достижения цели» И. Руссмана [20], при этом является «оценкой сверху» для средневзвешенного арифметического и средневзвешенного геометрического риска.

Риск как мера «трудности достижения цели» оценивает сложность получения заявленного результата (d_k) при существующих оценках качества ресурса (μ_k) и требованиях к этому качеству (ε_k). Концепция трудности в достижении цели с заданными качеством и требованиями к качеству ресурса и результата вытекает из соображений, что тем труднее получить результат определенного качества, чем ниже качество ресурса или чем выше требования к его качеству.

По общим причинам сложность получения результата d_k должна иметь следующие основные свойства:

- d_k максимальна, т.е. равна единице, когда $\mu_k = \varepsilon_k$ (действительно, сложность получения результата максимальна при наименьшем допустимом значении качества);

- d_k минимальна, т.е. равна нулю, если $\mu_k = 1$ и $\mu_k \gg \varepsilon_k$ (для максимально возможного

значения качества независимо от требований (для $\varepsilon_k < 1$) сложность должна быть минимальной);

- d_k минимальна, т.е. равна нулю, если $\mu_k > 0$ и $\varepsilon_k = 0$ (очевидно, если нет требований к качеству компонентов ресурса и μ_k больше нуля, то сложность получения результата для этой составляющей должна быть минимальной).

Для этих трех условий для $\varepsilon_k < \mu_k$, допустима функция вида:

$$d_k = \frac{\varepsilon_k(1 - \mu_k)}{\mu_k(1 - \varepsilon_k)}.$$

Также предполагается, что $d_k = 0$ для $\mu_k = \varepsilon_k = 0$ и $d_k = 1$ для $\mu_k = \varepsilon_k = 1$.

Функционирование надежной системы характеризуется сохранением ее основных характеристик в установленных пределах. Действия такой системы направлены на минимизацию отклонений ее текущего состояния от какой-то заданной идеальной цели. По отношению к системе цель можно рассматривать как желаемое состояние ее выходов, т.е. не только как значение ее целевой функции.

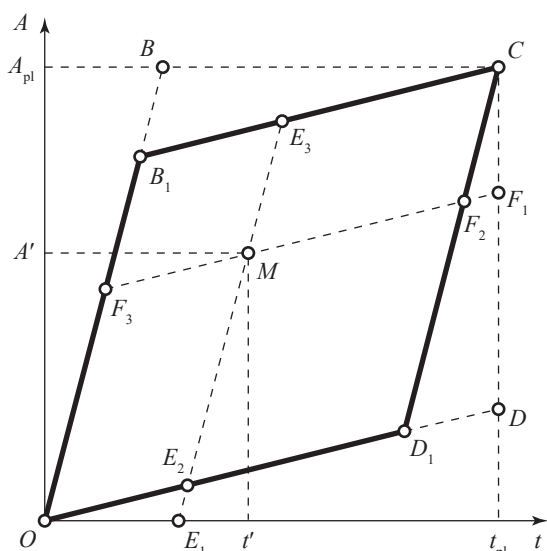
Рассмотрим систему в процессе достижения цели, переходя от ее текущего состояния к некоторому будущему результату, количественное выражение которого обозначим через A_{pl} . Предположим, что цель достижима за время t_{pl} . Также предполагаем, что существуют минимальная v_{min} и максимальная v_{max} скорости движения к цели во времени t . Удобнее всего измерять количественное выражение результата и время, необходимое для его достижения, в безразмерных величинах; для этого A_{pl} и t_{pl} приравниваем к 1 % или к 100 %. На рисунке траектории v_{min} и v_{max} системы отвечают линиям OD и OB соответственно.

Полилиния OD_1C является границей запретной зоны, и для любой точки M с координатами (t', A') , описывающей положение системы на произвольной траектории движения к цели в пределах параллелограмма OB_1CD_1 , расстояние $r(M)$ принимается за риск недостижения цели:

$$r(M) = \max \left\{ \ln \frac{1}{1 - d_1}, \ln \frac{1}{1 - d_2} \right\},$$

где

$$d_1 = \frac{\varepsilon_1(1 - \mu_1)}{\mu_1(1 - \varepsilon_1)}, d_2 = \frac{\varepsilon_2(1 - \mu_2)}{\mu_2(1 - \varepsilon_2)}, \varepsilon_1 = \frac{|E_1 E_2|}{|E_1 E_3|},$$



Геометрическая интерпретация движения системы к цели

$$\mu_1 = \frac{|E_1 M|}{|E_1 E_3|}, \quad \varepsilon_2 = \frac{|F_1 F_2|}{|F_1 F_3|}, \quad \mu_2 = \frac{|F_1 M|}{|F_1 F_3|}.$$

Подчеркнем, что геометрический антириск удовлетворяет так называемой теореме «о хрупкости хорошего» в теории катастроф, согласно которой «...для системы, принадлежащей особой части границы устойчивости, при малом изменении параметров более вероятно попадание в область неустойчивости, чем в область устойчивости. Это проявление общего принципа, согласно которому все хорошее (например, устойчивость) более хрупко, чем плохое» [21]. В анализе рисков используется аналогичный принцип лимитирующего фактора риска.

Таким образом, любая система может считаться «хорошей», если она удовлетворяет определенному набору требований, но должна быть признана «плохой», если не выполняется хотя бы одно из них. При этом все «хорошее», например экологическая безопасность территорий, более хрупко – утратить ее легко, а восстановить трудно.

В ряде работ для содержательной интерпретации такой оценки предлагается использовать вербально-числовую шкалу Харрингтона [22, 23], имеющую достаточно универсальный характер.

На последующих уровнях мы имеем дело с объектами (факторами влияния), измеренными в некоторых синтетических

шкалах, взаимное влияния которых также должно быть изучено, поскольку они в общем случае являются нелинейными и кусочно-непрерывными.

Описание метода и алгоритма объединения шкал противоречивых и неполных экспертных суждений

Итак, пусть имеется $\langle 1 \rangle X$ – некоторая положительно определенная шкала, в которой оцениваются некоторые факторы влияния. Переходя к логарифмической шкале и упорядочивая всю совокупность факторов их невозрастания, получаем оценки

$$\begin{aligned} \langle 1 \rangle x = \log_{C_{\langle 1 \rangle}} (\langle 1 \rangle X) &\geq \langle 2 \rangle x \geq \dots \geq \langle n-1 \rangle x \geq \langle n \rangle x \geq \\ &\geq \langle n+1 \rangle x \geq \dots \geq \langle N \rangle x, \end{aligned}$$

где $\langle 1 \rangle N$ – общее количество сравниваемых объектов; $C_{\langle 1 \rangle}$ – основание логарифмирования.

Вектор-столбец предпочтений $\langle n \rangle a$ ($\langle n \rangle = 1, \dots, \langle N-1 \rangle$) вычисляется по формуле $\langle n \rangle a = \langle n \rangle x - \langle n+1 \rangle x$. Для определенности положим $\langle N \rangle a = 0$. Вектор-столбец отражает неотрицательную по определению верхнюю правую диагональ матрицы связей $\langle 1 \rangle A$ размерности $[\langle 1 \rangle N, \langle 1 \rangle N]$. Значения максимума и минимума по строке, участвующих в методе векторного сжатия (МВС) [24, 25], в зависимости от $\langle 1 \rangle N$ строятся автоматически.

При $\langle 1 \rangle N = 1$ величины $E_{\max}^{i*} = -\infty$ и $E_{\min}^{i*} = +\infty$ окончательно принимают значения только через междушкальные связи. Индекс i^* – индекс 1-го элемента шкалы в некотором списке.

При $\langle 1 \rangle N = 2$ $E_{\max, \min}^{i*} = \langle 1 \rangle \alpha - v^{i*} + v^{(i+1)*}$ и $E_{\max, \min}^{(i+1)*} = -E_{\max}^{i*}$ также окончательно принимают значения только через междушкальные связи. Здесь v^{i*} – искомые логарифмические веса.

При $\langle 1 \rangle N \geq 3$ шкалы имеют не только граничные элементы, но и внутренние элементы. Для них ($s = 2, \dots, \langle 1 \rangle N - 1$) значения $E_{\max}^{(i+s-1)*} = \max(E_1, E_2)$ и $E_{\min}^{(i+s-1)*} = \min(E_1, E_2)$, где $E_1 = \langle 1 \rangle a - v^{(i+s-1)*} + v^{(i+s)*}$ и $E_2 = -\langle 1 \rangle a + v^{(i+s-1)*} - v^{(i+s-2)*}$.

Следуя рассмотренным ниже примерам, для граничных элементов могут быть реализованы два варианта.

1. Для двухпроходной модели: $E_{\max, \min}^{i*} = E_1$ и $E_{\max, \min}^{(i+\langle 1 \rangle N-1)*} = E_2$, где

$$E_2 = - \langle \cdot \rangle_{N-1} a + v^{(i+N-1)*} - v^{(i+N-2)*};$$

$$E_1 = \langle \cdot \rangle_1 a - v^{i*} + v^{(i+1)*}.$$

2. Для однопроходной модели:

$$E_{\max}^{j*} = \max(E_1, E_3);$$

$$E_{\min}^{j*} = \min(E_1, E_3);$$

$$E_{\max}^{(i+\langle \cdot \rangle_{N-1})^*} = \max(E_2, -E_3);$$

$$E_{\min}^{(i+\langle \cdot \rangle_{N-1})^*} = \min(E_2, -E_3),$$

где $E_1 = \langle \cdot \rangle_1 a - v^{i*} + v^{(i+1)*};$

$$E_2 = - \langle \cdot \rangle_{N-1} a + v^{(i+\langle \cdot \rangle_{N-1})^*} - v^{(i+\langle \cdot \rangle_{N-2})^*};$$

$$E_3 = \sum_{n=1}^{\langle \cdot \rangle_N} \langle \cdot \rangle_n a - v^{j*} + v^{(i+\langle \cdot \rangle_{N-1})^*}.$$

Свои окончательные значения минимумы и максимумы принимают только по окончании учета всех междушкальных связей. Так, если междушкальная связь затрагивает элементы из двух шкал с индексами j^* и k^* , то

$$E_{\max}^{j*} = (E_{\max}^{j*}, -v^{j*} + v^{k*});$$

$$E_{\min}^{j*} = (E_{\min}^{j*}, -v^{j*} + v^{k*});$$

$$E_{\max}^{k*} = (E_{\max}^{k*}, v^{j*} - v^{k*});$$

$$E_{\min}^{k*} = (E_{\min}^{k*}, v^{j*} - v^{k*}).$$

Порядок перебора множества междушкальных связей не влияет на итог.

Те участки вектор-столбца предпочтений, в которых наблюдается «нуль», назовем областями равенства объектов. Таким образом, в оценках вектор-столбца предпочтений чередуются области равенства и строгого положительного неравенства упорядоченных факторов. Факторы, принадлежащие одной области равенства, могут быть переставлены друг относительно друга. Факторы строгого положительного неравенства перестановке не подлежат, иначе разрушится порядок построения вектор-столбца предпочтений.

Рассмотрим теперь другую шкалу факторов $\langle \cdot \rangle_X$. Здесь $\langle \cdot \rangle_N$ – общее количество сравниваемых факторов, $C_{\langle \cdot \rangle}$ – основания логарифмирования. Вектор-столбец предпочтений $\langle \cdot \rangle_n a$ ($\langle \cdot \rangle_n = 1, \dots, \langle \cdot \rangle_N - 1$) вычисляется по аналогичным формулам. Если $\langle \cdot \rangle_1 x = \langle \cdot \rangle_1 x; \langle \cdot \rangle_2 x = \langle \cdot \rangle_2 x; \dots; \langle \cdot \rangle_N x = \langle \cdot \rangle_N x$ ($\langle \cdot \rangle_N = \langle \cdot \rangle_N$) не для всех n , то, как

в дальнейшем, потребуются соответствующие растяжения (сжатия) «работ» в шкалах предпочтений в зонах строгого неравенства.

Считаем, что логарифмирование шкал происходит по одному и тому же основанию. Пусть по каким-то предположениям мы определим равенства между факторами из двух групп. Это может быть физическое равенство, например оценок факторов двух различных групп влияния, в которых некоторые факторы присутствуют в обеих группах. Или это может быть логическое равенство: например, факторы $\langle \cdot \rangle_n x$ и $\langle \cdot \rangle_m x$ считаются равными, если они имеют одинаковый риск реализации (приводят к одинаковым потерям доли рынка).

Наличие двух разных шкал может приводить к противоречиям. Так, высказывание

$$(\langle \cdot \rangle_{m1} x > \langle \cdot \rangle_{m2} x) \& (\langle \cdot \rangle_{n1} x > \langle \cdot \rangle_{n2} x) \&$$

$$\& (\langle \cdot \rangle_{m1} x = \langle \cdot \rangle_{n2} x) \& (\langle \cdot \rangle_{m2} x = \langle \cdot \rangle_{n1} x)$$

приводит к тому, что должны быть признаны равенства $(\langle \cdot \rangle_{m1} x = \langle \cdot \rangle_{m2} x) \& (\langle \cdot \rangle_{n1} x = \langle \cdot \rangle_{n2} x)$. Происходит сжимание обеих шкал.

Такая же ситуация складывается в следующих случаях:

а) $(\langle \cdot \rangle_{m1} x > \langle \cdot \rangle_{m2} x) \& (\langle \cdot \rangle_{n1} x = \langle \cdot \rangle_{n2} x) \&$

$$\& (\langle \cdot \rangle_{m1} x = \langle \cdot \rangle_{n2} x) \& (\langle \cdot \rangle_{m2} x = \langle \cdot \rangle_{n1} x),$$

б) $(\langle \cdot \rangle_{m1} x = \langle \cdot \rangle_{m2} x) \& (\langle \cdot \rangle_{n1} x > \langle \cdot \rangle_{n2} x) \&$

$$\& (\langle \cdot \rangle_{m1} x = \langle \cdot \rangle_{n2} x) \& (\langle \cdot \rangle_{m2} x = \langle \cdot \rangle_{n1} x),$$

но со сжиманием одной из двух шкал.

Итак, можно сформулировать общее правило для парного сравнения двух шкал: противоречий в двух шкалах не происходит тогда и только тогда, когда множества попарных равенств в двух шкалах представляют сами упорядоченное множество.

Обсуждение результатов

Пример 1. Рассмотрим состояние взаимодействия шкал $\langle \cdot \rangle_X$ и $\langle \cdot \rangle_X$ в форме следующей матрицы с междушкальными связями в виде соответствующих равенств (табл. 1):

$$(\langle \cdot \rangle_1 x = \langle \cdot \rangle_1 x) \& (\langle \cdot \rangle_2 x = \langle \cdot \rangle_3 x) \& (\langle \cdot \rangle_3 x = \langle \cdot \rangle_4 x) \&$$

$$\& (\langle \cdot \rangle_4 x = \langle \cdot \rangle_5 x) \& (\langle \cdot \rangle_5 x = \langle \cdot \rangle_6 x).$$

Видно, что непротиворечивые шкалы не содержат пересечений в полученных двухдольных графах. Граф похож на совместный сетевой график двух исполнителей, в которых имеются ограничения в виде информационных связей.

Так, «работы» ($\langle^1_4x, \langle^1_3x$) и ($\langle^2_5x, \langle^2_4x$) могут быть выполнены тогда, когда выполнены одновременно «работы» ($\langle^1_5x, \langle^1_4x$) и ($\langle^2_6x, \langle^2_5x$). Это позволяет рассчитать позднее окончание «работ» в каждом узле и соответствующие резервы «работ» (табл. 2). Видно, что растяжения по времени могут затронуть обе шкалы. Мы получаем обобщенную шкалу,

которая при частном рассмотрении является кусочно-непрерывной. Это вполне естественно, поскольку ЧПР измеряется часто в штуках (ну не бывает 1,5 лесоруба или 0,5 действующего ядерного реактора и т.д.). Конечно, когда оптимальное время $T_{\text{opt}} = 1,3$ (табл. 3) по каким-то причинам не устраивает – например, долго ждать окончания всех работ $\langle^{\text{III}}_j a$ – мы можем ставить задачу сжатия всех или некоторых «некритических работ» в частных шкалах. Это сходно с привлечением дополнительных ресурсов (людских и материальных), направленных на снижение рисков всего проекта (затяжки по времени). На некритических местах

Таблица 1

Матрица коэффициентов: н.д. – нет данных

н.д.	0,1	н.д.	н.д.	н.д.	0,0	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
-0,1	н.д.	0,3	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,0	н.д.	н.д.	н.д.
н.д.	-0,3	н.д.	0,2	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,0	н.д.	н.д.
н.д.	н.д.	-0,2	н.д.	0,1	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,0	н.д.
н.д.	н.д.	н.д.	-0,1	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,0
0,0	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,2	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	-0,2	н.д.	0,3	н.д.	н.д.	н.д.
н.д.	0,0	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	-0,3	н.д.	0,1	н.д.	н.д.
н.д.	н.д.	0,0	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	-0,1	н.д.	0,1	н.д.
н.д.	н.д.	н.д.	0,0	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	-0,1	н.д.	0,3
н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,0	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	-0,3	н.д.

Таблица 2

Индекс	\langle^1X	\langle^1a	\langle^1r	$\langle^1\text{Opt}X$		\langle^2X	\langle^2a	\langle^2r	$\langle^2\text{Opt}X$
1	7	1	4	13		10	2	0	13
2	6	3	0	8		8	3	0	11
3	3	2	0	5		5	1	2	8
4	1	1	2	3		4	1	1	5
5	0	0	0	0		3	3	0	3
6						0	0	0	0

Таблица 3

НУ – начальные условия

	НУ	T_{opt}			$*T_{\text{opt}}$						
\langle^1_1X	0,7	1,30	1,200	1,000	0,9(3)	0,9000	0,80	0,7000	0,40	0,100	0,0
\langle^2_1X	1,0	1,30	1,200	1,000	0,9(3)	0,9000	0,80	0,7000	0,40	0,100	0,0
\langle^2_2X	0,8	1,10	1,100	0,925	0,8(6)	0,8375	0,75	0,6625	0,40	0,100	0,0
\langle^1_2X	0,6	0,80	0,900	0,750	0,7(0)	0,6750	0,60	0,5250	0,30	0,075	0,0
\langle^2_3X	0,5	0,80	0,900	0,750	0,7(0)	0,6750	0,60	0,5250	0,30	0,075	0,0
\langle^1_3X	0,3	0,50	0,600	0,500	0,4(6)	0,4500	0,40	0,3500	0,20	0,050	0,0
\langle^2_4X	0,4	0,50	0,600	0,500	0,4(6)	0,4500	0,40	0,3500	0,20	0,050	0,0
\langle^1_4X	0,1	0,30	0,300	0,250	0,2(3)	0,2250	0,20	0,1750	0,10	0,025	0,0
\langle^2_5X	0,3	0,30	0,300	0,250	0,2(3)	0,2250	0,20	0,1750	0,10	0,025	0,0
\langle^1_5X	0,0	0,00	0,000	0,000	0,0(0)	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,000	0,0
\langle^2_6X	0,0	0,00	0,000	0,000	0,0(0)	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,000	0,0

сжатие будет осуществляться путем уменьшения резервов по времени на выполнение не критической работы до тех пор, пока резерв такой работы не иссякнет и работа не превратится в критическую. Желтым цветом в табл. 3 отмечены факты, когда работа перестает иметь резерв и по мере уменьшения $T_{план}$ становится критической.

При $*T_{опт} = 0,9(3)$ будет достигнуто второе оптимальное решение, при котором максимальный резерв по времени равен максимальному сжатию.

Решение $*T_{опт}$ интересно тем, что оно достигается без схлопывания работ в общей шкале. Под схлопыванием понимается та ситуация, когда частные прилагающиеся к этой работе узлы шкалы перестают быть различимыми. В нашем примере первое и единственное схлопывание происходит при $T_{план} = 4$ с работой $\langle 1 \rangle a$. Время $T_{план} = 4$ меньше $*T_{опт}$, но часто бывают случаи, когда работы (узлы шкалы, объекты) расположены близко уже в частной шкале и схлопывание может опережать балансовое время.

Наконец, при $T_{план} = 0$ обобщенная шкала схлопывается окончательно, что говорит о том, что в обобщенной шкале объекты сравнения неразличимы. И действительно, если у нас много ресурсов, то они могут быть потрачены на устранение всех недостатков ($T_{план} \rightarrow 0$), и исходное состояние объектов в частных шкалах становится несущественным.

Таким образом, на общий риск влияют и отдаленность цели, и выделяемый ресурс.

Пример 2. Пусть теперь заданы три «правильно» попарно составленные шкалы, отраженные в матрице (табл. 4). Равенства заданы аналогично:

$$(\langle 1 \rangle_1 x = \langle 2 \rangle_1 x) \& (\langle 1 \rangle_2 x = \langle 2 \rangle_3 x) \& (\langle 1 \rangle_4 x = \langle 3 \rangle_2 x) \& (\langle 2 \rangle_1 x = \langle 3 \rangle_1 x) \& (\langle 2 \rangle_3 x = \langle 3 \rangle_3 x).$$

В табл. 5 представлены НУ и первое субоптимальное решение с $T_{с,опт} = 0,7$. На первом этапе выяснилось, что с помощью растяжения шкал (увеличение резервов) не удастся удовлетворить всю совокупность междушкальных

Таблица 4

Матрица коэффициентов

н.д.	0,1	н.д.	н.д.	н.д.	0	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
-0,1	н.д.	0,3	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0	н.д.	н.д.	н.д.
н.д.	-0,3	н.д.	0,2	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
0	н.д.	-0,2	н.д.	0,1	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0	н.д.
0	0	н.д.	-0,1	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
0	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,2	н.д.	0	н.д.	н.д.
н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	-0,2	н.д.	0,3	н.д.	н.д.	н.д.
н.д.	0	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	-0,3	н.д.	н.д.	н.д.	0
н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0	н.д.	н.д.	н.д.	0,1	н.д.
н.д.	н.д.	н.д.	0	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	-0,1	н.д.	0,3
н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0	н.д.	-0,3	н.д.

Таблица 5

	НУ	$T_{с,опт}$	Δ_1	Δ_1	Δ_2	Δ_2	Δ_9	Δ_9	Δ_{10}	Fin
Δ_{step}		0,1(3)	0,06(6)	0,0(6)	0,03(3)	0,03(3)	0,0029	0,0029	0,00195	0
$\langle 1 \rangle_1 X$	0,7	0,700	0,58(3)	0,6(3)	0,575	0,600	0,5989	0,600	0,5993	0,6
$\langle 1 \rangle_2 X$	0,6	0,3(3)	0,200	0,200	0,13(3)	0,13(3)	0,1029	0,1029	0,1019	0,1
$\langle 1 \rangle_3 X$	0,3	0,1(6)	0,100	0,100	0,06(6)	0,06(6)	0,0971	0,0971	0,0980	0,1
$\langle 1 \rangle_4 X$	0,1	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,1
$\langle 1 \rangle_5 X$	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,1
$\langle 2 \rangle_1 X$	0,5	0,700	0,600	0,6(3)	0,58(3)	0,600	0,5993	0,600	0,5995	0,6
$\langle 2 \rangle_2 X$	0,3	0,500	0,41(6)	0,4(3)	0,391(6)	0,400	0,3996	0,400	0,3998	0,4
$\langle 2 \rangle_3 X$	0,0	0,200	0,13(3)	0,1(3)	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,1
$\langle 3 \rangle_1 X$	0,4	0,700	0,61(6)	0,6(3)	0,591(6)	0,600	0,5989	0,6000	0,5993	0,6
$\langle 3 \rangle_2 X$	0,3	0,23(3)	0,16(6)	0,1(6)	0,13(3)	0,13(3)	0,1029	0,1029	0,1019	0,1
$\langle 3 \rangle_3 X$	0,0	0,06(6)	0,06(6)	0,1(6)	0,06(6)	0,06(6)	0,0971	0,0971	0,0980	0,1

Таблица 6

НУ. Два варианта исходной матрицы

\langle^1_1x	н.д.	0,1	н.д./0,3	0	н.д.	н.д.	0	н.д.	н.д.
\langle^1_2x	-0,1	н.д.	0,2	н.д.	0	н.д.	н.д.	0	н.д.
\langle^1_3x	н.д./-0,3	-0,2	н.д.	н.д.	н.д.	0	н.д.	н.д.	0
\langle^2_1x	0	н.д.	н.д.	н.д.	0,2	н.д./0,4	0	н.д.	н.д.
\langle^2_2x	н.д.	0	н.д.	-0,2	н.д.	0,2	н.д.	0	н.д.
\langle^2_3x	н.д.	н.д.	0	н.д./-0,4	-0,2	н.д.	н.д.	н.д.	0
\langle^3_1x	0	н.д.	н.д.	0	н.д.	н.д.	н.д.	0,1	н.д./0,2
\langle^3_2x	н.д.	0	н.д.	н.д.	0	н.д.	-0,1	н.д.	0,1
\langle^3_3x	н.д.	н.д.	0	н.д.	н.д.	0	н.д./-0,2	-0,1	н.д.

равенств. Какие-то узлы частных шкал должны быть обязательно схлопнуты. В итоге процедура решения задачи, начиная с субоптимального решения, представляет последовательность шагов, каждый из которых состоит из применения метода векторного сжатия для двух фаз меняющихся условий.

Первая фаза – это условия, в которых возможное расширение отсутствует. Для снижения рассогласованности Δ_1 остается использовать сжатие работ: $\Delta_1 < \Delta_0$.

Вторая фаза: когда возможности сжатия исчерпаны, а рассогласованность $\Delta_1 \neq 0$ не достигнута, необходимо вернуться к «неиспользованным» работам. Критерий рассогласованности может быть уменьшен уже за счет растяжения. Но при растяжении он остается прежним: $\Delta_1 = \Delta_1!$ Но в матрице создаются условия для следующего успешного сжатия. Достаточно быстро приходим к финальному решению (см. последний столбец табл. 5).

Схлопывание как явление заставляет задуматься о том, что объекты, представляемые в естественных шкалах, склонны к кластеризации. Причем здесь нарушается привычная для обывателя логика, гласящая: чем ближе в какой-то частной шкале объекты, тем они скорее станут неотличимыми. А это не всегда так: мир нелинеен.

В последние годы наблюдается тенденция появления ряда отраслевых «методик», которые в угоду ЛПП пытаются задачу принятия решений «упростить» (см., например, Методические рекомендации по ранжированию рисков методом парных сравнений¹). Что из этого получается, видно на примере 3.

Пример 3. Рассмотрим три шкалы X, Y, Z с естественными условиями равенств:

$$(\langle^1_1x = \langle^2_1x = \langle^3_1x) \& (\langle^1_2x = \langle^2_2x = \langle^3_2x) \&$$

$$\& (\langle^1_3x = \langle^2_3x = \langle^3_3x).$$

Рассмотрим два варианта матриц НУ (табл. 6). В первом варианте отсутствует связь между первым и последним элементами в каждой шкале. Во втором варианте такая связь присутствует, что гарантирует «сбалансированность» шкал, значения на концах шкал влияют не столько на результат, сколько на «среднее значение по шкале». На самом деле, это рассматриваются полные матрицы сравнения.

Опираясь на значения данных в матрице строим НУ для МВС (табл. 7, см. 2-й столбец) и получаем в 2-этапном (2-проходном режиме) первое оптимальное решение (см. столбец 3), из которого путем уменьшения величины максимального резерва по времени T_{plus} (см. столбцы 4...9) получаем сбалансированное решение. Однако сбалансированные решения при двух вариантах определения исходных матриц будут отличаться.

При первом варианте в 1-проходном режиме (см. столбец 10 в табл. 7) получается решение, отличное от однопроходного решения во 2-м варианте (см. столбец 11 в табл. 7) и от 2-проходных решений (см. столбец 7 в табл. 3) для обоих вариантов.

В колонках 11 и 12 приведены результаты агрегированных решений:

• $*T_{opt_АНР}$ соответствует методике взятия среднего геометрического (среднего арифметического от логарифмов исходных матриц).

• $*T_{opt_медианы}$ – взятие медианы из значений ячеек (i, j) но для разных экспертов.

¹ Утв. распоряжением ПАО «Газпром» № 163 от 08.05.2020.

Таблица 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	НУ	T_{opt} МВС (2)		$*T_{opt}$ МВС (2)					$*T_{opt}$ МВС (1)	$*T_{opt_АНР}$	$*T_{opt_медианы}$
T_{plus}		1	0,8	0,5	0,0	-0,5	-0,8	-1			
$\langle \rangle_1 X$	0,3	0,4	0,36	0,300	0,2	0,10	0,04	0,0	0,300	0,300	0,300
$\langle \rangle_2 X$	0,2	0,2	0,18	0,150	0,1	0,05	0,02	0,0	0,155(5)	0,166(6)	0,200
$\langle \rangle_3 X$	0,0	0,0	0,00	0,000	0,0	0,00	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000
$\langle \rangle_1 X$	0,4	0,4	0,36	0,300	0,2	0,10	0,04	0,0	0,300	0,300	0,300
$\langle \rangle_2 X$	0,2	0,2	0,18	0,150	0,1	0,05	0,02	0,0	0,155(5)	0,166(6)	0,200
$\langle \rangle_3 X$	0,0	0,0	0,00	0,000	0,0	0,00	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000
$\langle \rangle_1 X$	0,2	0,4	0,36	0,300	0,2	0,10	0,04	0,0	0,030	0,300	0,300
$\langle \rangle_2 X$	0,1	0,2	0,18	0,150	0,1	0,05	0,02	0,0	0,155(5)	0,166(6)	0,200
$\langle \rangle_3 X$	0,0	0,0	0,00	0,000	0,0	0,00	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000

Видно, что медианная (робастная) стратегия наиболее удалена от оптимального решения. Стратегии метода анализа иерархий оказываются даже хуже, чем первый вариант исходных матриц шкал. Не исправляет ситуацию даже введение понятия «осторожности в оценках» [26]. Это связано с тем, что в 1-проходном режиме при 1-м варианте решение скатывается в локальный оптимум раньше, не достигнув глобального оптимума (см. розовые ячейки в табл. 7).

При 2-м варианте, когда задействованы все шкалы (в среднем), процесс сходимости «ускоряется» и проскакивает локальный оптимум за счет большего перепада между «крайним верхним» и «крайнем нижним» значениями в каждой шкале (см. ячейки, закрашенные в табл. 7 желтым).

Некоторые соображения о перспективах применения метода

Безусловно перспективным является применение разрабатываемого алгоритма к задаче анализа и синтеза риска в задачах его оценки. Оценка риска является, по сути, единственной возможностью исследовать те вопросы обеспечения безопасности, на которые не может быть получен ответ из статистики, как, например, аварии с малой вероятностью реализации, но с большими потенциальными последствиями, испытания дорогостоящих модификаций военной и космической техники и т.п. Незаменимость подхода, основанного на оценке риска существующих вариантов развития системы, обусловлена высокой скоростью изменения процессов, а значит, и соответствующих данных, описывающих состояния системы

и окружающей ее среды, приводящей к тому, что построенные на объемной статистике модели быстро устаревают.

Для целей применения риск-ориентированного подхода, набирающего в последнее время популярность в управлении пожарной и промышленной безопасностью взрывопожароопасных объектов различных (включая авиационно-космическую, энергетическую и нефтегазовую) отраслей, введена в рассмотрение комплексная целевая метрика риска в форме модифицированного функционала трудности достижения целей И. Руссмана, позволяющая сравнивать между собой различные варианты проектных решений обеспечения безопасности функционирования исследуемых систем и объектов и/или обоснованно выбирать оптимальное решение. Обозначены также подходы к нормированию этой метрики, что имеет существенное практическое значение и может быть востребовано в задачах управления на всех стадиях жизненного цикла изделий различного назначения.

Наиболее целесообразным и важным представляется использование разработанных алгоритмов и программных решений в критических отраслях – сложных системах управления технологическими процессами, авиационной, космической и военной сферах, банковских и финансовых структурах, а также центральных и отраслевых органах управления для методологической и технической поддержки принятия соответствующих решений. Особенно ценным может оказаться применение метода для контроля выполнения требований к таким высоконадежным элементам, как элементы ядерных реакторов, авиационной

и ракетно-космической техники, систем газоснабжения и т.п., где требуется оценивать малые (менее 0,01) вероятности отказа на заданную наработку. В условиях, когда статистика отказов таких элементов в эксплуатации практически отсутствует, для оценки показателей надежности с приемлемой точностью необходим закон распределения наработки на отказ, что позволяет, в частности, воспользоваться в дальнейшем методами объединения информации, например байесовскими методами объединения априорной информации и данных наблюдений. Определение распределения наработки на отказ относится к сложно формализуемым задачам (достаточно точные математические модели для решения этой задачи в большинстве случаев отсутствуют). Для высоконадежных элементов отсутствует также и достаточно представительная статистика по их отказам. Поэтому для получения априорного распределения наработки на отказ элемента в заданных условиях эксплуатации целесообразно использовать экспертное оценивание, обработка результатов которого существенно упрощается при применении разработанного подхода. Необходимость использования неформального опыта, учета физической природы отказов вызывается и тем, что, как показывает имитационное моделирование различных законов распределения, малые выборки с одними и теми же средними могут привести к значительным различиям в описании хвостов распределений, что существенно влияет на точность определения показателей надежности высоконадежных элементов.

Полученные результаты работы могут быть широко востребованы научными и производственными предприятиями авиационно-космического, энергетического и нефтегазового комплексов, а также учреждениями высшего профессионального образования, в частности:

- предприятиями, эксплуатирующими территориально-распределенные структурно-сложные системы, при разработке нормативно-методического обеспечения комплексного решения вопросов управления безопасностью при формировании среднесрочных инвестиционных целевых программ совершенствования системы безопасности, при прогнозировании нештатных и чрезвычайных ситуаций и т.п.;
- экспертными организациями, диагностическими, экспертными и ситуационными

центрами при анализе промышленной безопасности и рисков функционирования обслуживаемых ими систем, оценке возможности возникновения на них нештатных и чрезвычайных ситуаций;

- контрольными и надзорными органами при использовании риск-ориентированного подхода к планированию инспекционных контрольных и надзорных мероприятий при выборе и оценке контролируемых объектов;
- научными организациями при разработке нормативно-технической документации в области обеспечения безопасности и анализа риска функционирования протяженных и площадных объектов различного назначения.

Перспективным представляется развитие предлагаемого метода анализа и управления нештатными ситуациями, что может стать основой разработки интегрального показателя состояния производственной безопасности на опасных производственных объектах и значимым элементом системы мониторинга и раннего предупреждения аварийных и нештатных ситуаций в рамках широко внедряемого в настоящее время так называемого риск-ориентированного подхода.

Нельзя обойти вниманием и актуальность полученных результатов для создания советующих автоматизированных систем [27, 28], предназначенных для поддержки принятия решений на основе синтеза рисков. Эти системы не заменяют человека, принимающего решение, поэтому советующие системы, как правило, не включаются в контур управления (это не информационно-управляющие системы, распространенные в крупных вертикально интегрированных корпорациях), а лишь предлагают несколько альтернативных вариантов решения ЛПР.

Научная новизна предлагаемого подхода заключается в модификации метода АНР путем введения нового типа оценивания, позволяющего задать «несравнимость» элементов по заданному критерию (в том числе в интервальной постановке). По сути, предложен универсальный подход к анализу признаков, характеризующих текущее и ожидаемое состояние больших совокупностей разнотипных объектов с возможностью их мониторинга и долгосрочного прогнозирования с привлечением экспертов, обладающих специализированными знаниями только в узких областях оцениваемых альтернатив и ситуаций.

Теоретическая и практическая значимость исследования заключается в расширении класса задач, которые можно решать с применением методики парных сравнений, за счет снижения ограничений на применения метода. Благодаря модификации, применение метода распространяется на матрицы парных сравнений большой размерности и на случаи

неоднозначности в оценивании сравниваемых объектов. Полученные результаты отличаются от существующих подходов высокой степенью адаптивности, позволяющей применять предлагаемые алгоритмы в решении широкого спектра прикладных задач выбора и классификации состояний, на первый взгляд далеких от заявленной области применения.

Список литературы

1. Evangelos T. Multi-criteria decision-making methods: a comparative study / T. Evangelos. – Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 2000.
2. Fodor J. Fuzzy preference modelling and multicriteria decision support / J. Fodor, M. Roubens. – Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1994.
3. Xu Z.S. Goal programming models for obtaining the priority vector of incomplete fuzzy preference relation / Z.S. Xu // *International Journal of Approximate Reasoning*. – 2004. – Т. 36. – № 3. – С. 261–270.
4. Millet I. The effectiveness of alternative preference elicitation methods in the analytic hierarchy process / I. Millet // *J. Multi-Criteria Decis. Anal.* – 1997. – Т. 6. – № 1. – С. 41–51.
5. Литтл Р.Дж.А. Статистический анализ данных с пропусками / Р.Дж.А. Литтл, Д.Б. Рубин. – М.: Финансы и статистика, 1991. – 336 с.
6. Garcia-Laencina P.J. Pattern classification with missing data: a review / P.J. Garcia-Laencina, J.-L. Sanco-Gomez, A.R. Figueiras-Vidal. – London: Springer-Verlag Limited, 2009.
7. Carmone F.J. A Monte Carlo investigation of incomplete pairwise comparison matrices in AHP / F.J. Carmone, A. Kara Jr., S.H. Zanakos // *Eur. J. Oper. Res.* – 1997. – Т. 102. – № 3. – С. 533–553.
8. Ebenbach D.H. Incomplete information, inferences, and individual differences: The case of environmental judgements / D.H. Ebenbach, C.F. Moore // *Org. Behav. Human Decis. Process.* – 2000. – Т. 81. – № 1. – С. 1–27.
9. Alonso S. An interactive decision support system based on consistency criteria / S. Alonso, F.J. Cabrerizo, F. Chiclana, et al. // *J. Mult.-Valued Log. Soft Comput.* – 2008. – Т. 14. – № 3–5. – С. 371–386.
10. Kim J.K. Choi A utility range-based interactive group support system for multiattribute decision making / J.K. Kim, S.H. Choi // *Comput. Oper. Res.* – 2001. – Т. 28. – № 5. – С. 485–503.
11. Kim J.K. An interactive procedure for multiple criteria group decision making with incomplete information / J.K. Kim, S.H. Choi, C.H. Han, et al. // *Comput. Ind. Eng.* – 1998. – Т. 35. – № 1/2. – С. 295–298.
12. Chiclana F. A note on two methods for estimating missing pairwise preference values / F. Chiclana, E. Herrera-Viedma, S. Alonso // *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics. Part B: Cybernetics*. – 2009. – Т. 39. – № 6. – С. 1628–1633.
13. Карлов И.А. Восстановление пропущенных данных при численном моделировании сложных динамических систем / И.А. Карлов // *Научно-технические ведомости СПбГПУ. Информатика. Телекоммуникации. Управление*. – 2013. – № 6(186). – С. 137–144.
14. Карлин Л.Н. Рискологические исследования в РГГМУ / Л.Н. Карлин, А.А. Музалевский // *Безопасность жизнедеятельности*. – 2011. – № 2 (122). – С. 5–19.
15. Саати Т.Л. Принятие решений при зависимостях и обратных связях: Аналитические сети / Т.Л. Саати; пер. с англ. – Изд. стереотип. – М.: URSS, 2021. – 360 с.
16. Шакиров В.А. Многокритериальная оценка альтернатив на основе теории полезности в условиях неопределенности предпочтений лица, принимающего решения / В.А. Шакиров // *Нечеткие системы и мягкие вычисления*. – 2018. – Т. 13. – Вып. 1. – С. 17–35. – DOI: <https://doi.org/10.26456/fssc37>
17. Анич И. Метод ЭЛЕКТРА и проблема ацикличности отношений альтернатив / И. Анич, О.И. Ларичев // *Автомат. и телемех.* – 1996. – Вып. 8. – С. 108–118.
18. Levin H.M. Cost-effectiveness analysis. Methods and applications / H.M. Levin, P.J. McEwan. – 2nd ed. – Newbury Park, CA: SAGE Publications, Inc., 2000. – 328 p.
19. Кузьмина Н.М. Решение задачи синтеза рисков в управлении инфраструктурными объектами / Н.М. Кузьмина, А.Н. Ридли // *Надежность*. – 2020. – Т. 20. – № 4. – С. 42–49. – <https://doi.org/10.21683/1729-2646-2020-20-4-42-49>

20. Руссман И.Б. Моделирование и алгоритмизация слабоформализованных задач выбора наилучших вариантов системы / И.Б. Руссман, А.И. Каплинский, В.М. Умывакин. – Воронеж: ВГУ, 1991. – 168 с.
21. Арнольд В.И. Теория катастроф / В.И. Арнольд. – 3-е изд., дополнен. – М.: Наука, 1990. – 128 с.
22. Дементьева Т.А. Методы оценки уровня инновационного потенциала персонала на промышленных предприятиях / Т.А. Дементьева // Экономика промышленности. – 2009. – № 3. – С. 125–129.
23. Азгальдов Г.Г. О квалиметрии / Г.Г. Азгальдов, Э.П. Райхман. – М.: Изд-во стандартов, 1972. – 172 с.
24. Bochkov A. Vector compression method to convert the incomplete matrix of pairwise comparisons in the analytic hierarchy process / A. Bochkov, A. Ridley, N. Kuzmina, et al. // Computer Science. – December 2020. – DOI: 10.13033/isahp.y2020.070.
25. Бочков А.В. Метод восстановления вектора приоритетов альтернатив в условиях неопределенности или неполноты экспертных оценок / А.В. Бочков, Н.Н. Жигирев, А.Н. Ридли // Надежность. – 2017. – Т. 17. – № 3. – С. 41–48. – <https://doi.org/10.21683/1729-2646-2017-17-3-41-48>.
26. Ридли А.Н. Метод анализа иерархий при неполных попарных сравнениях с нечетко заданной информацией: докл. по дис. ... канд. тех. наук / А.Н. Ридли. – М.: МАИ, 2020. – 29 с.
27. Мелихов А.Н. Ситуационные советующие системы с нечеткой логикой / А.Н. Мелихов, Л.С. Бернштейн, С.Я. Коровин. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1990. – 272 с.
28. Переверзев-Орлов В.С. Советчик специалиста. Опыт разработки партнерской системы / В.С. Переверзев-Орлов. – М.: Наука, 1990. – 133 с.

Method of risk synthesis against contradictoriness and incompleteness of estimates of affecting factors

A.N. Ridli¹, A.V. Bochkov^{2*}, N.M. Kuzmina³, N.N. Zhigirev⁴

¹ Moscow Aviation Institute (national research university), Bld. 4, Volokolamskoye shosse, Moscow, 125080, Russian Federation

² Research and Design Institute for Information Technology, Signalling and Telecommunications in Railway Transportation, Block 1, Bld. 5, Orlikov pereulok, Moscow, 107078, Russian Federation

³ Moscow State Technical University of Civil Aviation, Bld. 20, Kronshtadtskiy bulvar, Moscow, 125212, Russian Federation

⁴ Kalabi LLC, Block 1, Bld. 16/18, Bolshaya Sukharevskaya ploshchad, Moscow, 107045, Russian Federation

* E-mail: a.bochkov@gmail.com

Abstract. A task of decision making once faced a policymakers is still topical nowadays. In the epoch of economy digitalization and the so-called big data, it becomes even more actual. The multiply attempts to describe the real economy using some games theory formalisms (risks theory) failed. Choosing a right solution is still an art, but not a science. The main problem consists in the wrong determination of the risks as a sum of the probability-harm multiplications, which is valid only for rare (quasi-independent) events. In real life, a picture of risks is volatile in time, it is characterized with data incompleteness and uncertainty, and absence of distinct targeting. The experts used to be involved in decision-making, but the expert estimations are highly subjective and are done by means of different ranks. So there is an exotic task to match the heterogeneous risk estimations. The article discusses a method for combining the risk scales and ranking criteria using the incomplete pairwise comparisons. This method has an obvious advantage: using the fuzzy values of the comparison factors, it enables processing the lots of alternatives in situation of contrariety or partial absence of the expert judgements.

Keywords: risk, synthesis, ranking, vector compression method, method of hierarchy analysis.

References

1. EVANGELOS, T. *Multi-criteria decision-making methods: a comparative study*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 2000.
2. FODOR, J., M. ROUBENS. *Fuzzy preference modelling and multicriteria decision support*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1994.
3. XU, Z.S. Goal programming models for obtaining the priority vector of incomplete fuzzy preference relation. *International Journal of Approximate Reasoning*, 2004, vol. 36, no. 3, pp. 261–270, ISSN 0888-613X.

4. MILLET, I. The effectiveness of alternative preference elicitation methods in the analytic hierarchy process. *J. Multi-Criteria Decis. Anal.*, 1997, vol. 6, no. 1, pp. 41–51, ISSN 1057-9214.
5. LITTLE, R.J.A., D.B. RUBIN. *Statistical analysis with missing data* [Statisticheskiy ansliz dannykh s propuskami]. Translated from Engl. Moscow: Finansy i statistika, 1991. (Russ.).
6. GARCIA-LAENCINA, P.J., J.-L. SANCO-GOMEZ, A.R. FIGUEIRAS-VIDAL. *Pattern classification with missing data: a review*. London: Springer-Verlag Limited, 2009.
7. CARMONE, F.J., A. KARA Jr., S.H. ZANAKIS. A Monte Carlo investigation of incomplete pairwise comparison matrices in AHP. *Eur. J. Oper. Res.*, 1997, vol. 102, no. 3, pp. 533–553, ISSN 0377-2217.
8. EBENBACH, D.H., C.F. MOORE. Incomplete information, inferences, and individual differences: The case of environmental judgements. *Org. Behav. Human Decis. Process*, 2000, vol. 81, no. 1, pp. 1–27, ISSN 0749-5979.
9. ALONSO, S., F.J. CABRERIZO, F. CHICLANA, et al. An interactive decision support system based on consistency criteria. *J. Mult.-Valued Log. Soft Comput.*, 2008, vol. 14, no. 3–5. – C. 371–386, ISSN 1542-3980.
10. KIM, J.K., S.H. CHOI. Choi A utility range-based interactive group support system for multiattribute decision making. *Comput. Oper. Res.*, 2001, vol. 28, no. 5, pp. 485–503, ISSN 0305-0548.
11. KIM, J.K., S.H. CHOI, C.H. HAN, et al. An interactive procedure for multiple criteria group decision making with incomplete information. *Comput. Ind. Eng.*, 1998, vol. 35, no. ½, pp. 295–298, ISSN 0360-8352.
12. CHICLANA, F., E. HERRERA-VIDEVA, S. ALONSO. A note on two methods for estimating missing pairwise preference values. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics. Part B: Cybernetics*, 2009, vol. 39, no. 6, pp. 1628–1633, ISSN 1083-4419.
13. KARLOV, I.A. The missing value estimation in numerical modeling of complex dynamic systems [Vosstanovleniye propushchennykh dannykh pri chislennom modelirovaniy slozhnykh dinamicheskikh sistem]. *Nauchno-Tekhnicheskiye Vedomosti SPbGPU. Informatika. Telekomunikatsii. Upravleniye*, 2013, no. 6(186), pp. 137–144, ISSN 2304-9766. (Russ.).
14. KARLIN, L.N., A.A. MUZALEVSKIY. Riskological researches in Russian State Hydrometeorological University [Riskologicheskiye issledovaniya v RGGMU]. *Bezopasnost Zhisnedeyatelnosti*, 2011, no. 2 (122), pp. 5–19, ISSN 1684-6435. (Russ.).
15. SAATY, Th.L. *Decision making with dependence and feedback: Analytical networks* [Prinyatiye resheniy pri zavisimostyakh i obratnykh svyazyakh: Analiticheskiye seti]. Translated from Engl. Moscow: URSS, 2021. (Russ.).
16. SHAKIROV, V.A. Multi-criteria evaluation of alternatives under conditions of uncertainty in the decision maker's preferences based on utility theory [Mnogokriterialnaya otsenka alternativ na osnove teorii poleznosti v usloviyakh neopredelennosti litsa, prinyimayushchego resheniya]. *Nechetkiye Sistemy i Myagkiye Vychisleniya*, 2018, vol. 13, is. 1, pp. 17–35, ISSN 1819-4362. (Russ.). DOI: <https://doi.org/10.26456/fssc37>
17. ANICH, I., O.I. LARICHEV. ELEKTRA method and a problem of acyclicity of relations between alternatives [Metod ELEKTRA i problema atsiklichnosti otnosheniy alternativ]. *Avtomatika i Telemekhanika*, 1996, is. 8, pp. 108–118, ISSN 0005-2310. (Russ.).
18. LEVIN, H.M., P.J. MCEWAN. *Cost-effectiveness analysis. Methods and applications*. 2nd ed. Newbury Park, CA: SAGE Publications, Inc., 2000.
19. KUZMINA, N.M., A.N. RIDLI. Solving a problem of risk synthesis in management of infrastructural facilities [Resheniye zadachi sinteza riskov v upravlenii infrastruktturnymi obyektami]. *Nadezhnost*, 2020, vol. 20, № 4, pp. 42–49, ISSN 1729-2646. (Russ.). <https://doi.org/10.21683/1729-2646-2020-20-4-42-49>
20. RUSSMAN, I.B., A.I. KAPLINSKIY, V.M. UMYVAKIN. *Simulation and algorithmization of ill-defined problems of choosing the best variants of a system* [Modelirovaniye i algoritimizatsiya slaboformalizovannykh zadach vybora nailuchshikh variantov sistemy]. Voronezh: Voronezh State University, 1991. (Russ.).
21. ARNOLD, V.I. *Theory of catastrophes* [Teoriya katastrof]. 3rd ed., revised. Moscow: Nauka, 1990. (Russ.).
22. DEMENTYEVA, T.A. Methods to assess level of innovative potential at industrial enterprises [Metody otsenki urovnya innovatsionnogo potentsiala personala na promyshlennykh predpriyatiyakh]. *Ekonomika Promyshlennosti*, 2009, no. 3, pp. 125–129, ISSN 2072-1633. (Russ.).
23. AZGALDOV, G.G., E.P. REYKHMANN. *On qualimetry* [O kvalimetrii]. Moscow: Izdatelstvo standartov, 1972. (Russ.).
24. BOCHKOV, A., A. RIDLEY, N. KUZMINA, et al. Vector compression method to convert the incomplete matrix of pairwise comparisons in the analytic hierarchy process. *Computer Science*. December 2020, ISSN 1508-2806. DOI: [10.13033/isahp.y2020.070](https://doi.org/10.13033/isahp.y2020.070).
25. BOCHKOV, A.V., N.N. ZHIGIREV, A.N. RIDLI. Method to restore a vector of priorities of alternatives in situation of uncertain or incomplete expert estimations [Metod vosstanovleniya vektora prioritsetov alternativ v usloviyakh neopredelennosti ili nepolnoty ekspertnykh otsenok]. *Nadezhnost*, 2017, vol. 17, no. 3, pp. 41–48, ISSN 1729-2646. (Russ.). <https://doi.org/10.21683/1729-2646-2017-17-3-41-48>.
26. RIDLI, A.N. *Method of hierarchy analysis at incomplete pairwise comparisons with fuzzy information* [Metod analiza iyerarkhiy pri nepolnykh poparnykh sravneniyakh s nechetko zadannoy informatsiyey]: report on candidate thesis (engineering). Moscow: Moscow Aviation Institute, 2020. (Russ.).
27. MELIKHOV, A.N., L.S. BERNSHTEYN, S.Ya. KOROVIN. *Situated advisory systems with fuzzy logics* [Situatsionnyye sovetuyushchiye sistemy s nechetkoy logikoy]. Moscow: Nauka, 1990. (Russ.).
28. PEREVERZEV-ORLOV, V.S. *Adviser of a specialist. Practice of designing a partner system* [Sovetchik specialista. Opyt razrabotki partnerskoy sistemy]. Moscow: Nauka, 1990. (Russ.).

УДК 004.413.4:621.6-5

Статистические функции последствий аварий для исследования распределения ущербов и количественной оценки рисков на объектах газовой промышленности

А.В. Шевченко

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
E-mail: A_Shevchenko@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

газ, газовый конденсат, объект газовой промышленности, последствия аварии, функция распределения.

Тезисы. На основе статистического анализа данных об авариях на объектах ПАО «Газпром» представлены функции распределения последствий аварий для исследования распределения ущербов и количественной оценки рисков на объектах газовой промышленности. Предложен подход к корректировке функций распределения последствий аварий для использования применительно к конкретным объектам с учетом особенностей объектов и объемов обращающихся в их технологических процессах газа и газового конденсата.

Объекты газовой промышленности являются энергонасыщенными опасными производственными объектами. Газ и газовый конденсат, обращающиеся в их технологических процессах, являются основными источниками опасностей при авариях. Количественная оценка рисков таких объектов является одним из эффективных методов управления безопасностью. Наиболее часто количественная оценка рисков объектов газовой промышленности, например, при составлении деклараций промышленной безопасности, выполняется методами инженерного подхода к оценке риска аварий. Данные методы в настоящее время достаточно хорошо развиты и автоматизированы. Они базируются на построении и расчете деревьев отказов, деревьев событий и деревьев последствий, в основу которых положена теория надежности систем. Задавая необходимые исходные данные, возможно рассчитать последствия практически любой аварии. Однако не факт, что авария именно с такими последствиями произойдет на опасном производственном объекте, так как последствия возможных аварий носят случайный характер. Именно случайность аварийных процессов обуславливает при количественной оценке риска необходимость использования различных статистических функций, получаемых на основе обработки статистических данных об авариях (последствиях аварий), для последующего нахождения, например, имитационным моделированием функций распределения ущерба. Именно функции распределения ущерба являются той основой, на которой базируются количественная оценка рисков и принятие решений по управлению рисками.

Функции распределения последствий аварий (ущерба) могут быть выражены эмпирически и аналитически. Эмпирически функция распределения выражается, как правило, в виде гистограммы диапазонов распределения ущерба с соответствующими этим диапазонам частотами возникновения характерных для них ущербов (вероятностями). Чтобы получить эмпирическую функцию, или плотность распределения, обычно выбирают некоторый класс интервалов разбиения имеющейся выборки случайных величин и подсчитывают число наблюдений, содержащихся в соответствующих интервалах. При этом имеют место два произвольных шага: выбор длины интервала и выбор начальной точки деления. Оба шага приводят к неоднозначности эмпирического распределения, что является серьезным недостатком при общепринятой проверке непрерывных распределений при помощи критерия согласия Пирсона χ^2 . Другими серьезными ограничениями эмпирических распределений

являются их дискретный характер и ограниченность применения на «хвостах» распределений из-за недостатка статистических данных. Так, согласно ГОСТ 34100.3.1-2017¹ для того, чтобы обеспечить приемлемое дискретное представление случайной величины вблизи границы интервала охвата² в общем случае число наблюдений должно превышать значение, получаемое делением числа 10^4 на величину «единица минус заданная вероятность». Например, для 95%-ного интервала охвата число наблюдений должно превышать $10^4/(1 - 0,95) = 20000$. В практике статистических исследований последствий аварий это условие практически невыполнимо. Примерами эмпирических распределений могут быть распределения последствий при авариях на магистральных газопроводах [1, 2].

Аналитически функция распределения выражается формульной зависимостью и в большинстве случаев имеет свое название, например: нормальный закон распределения, функция распределения Вейбулла. Инновационный подход к нахождению аналитического вида функций распределения описан в работах А.А. Быкова и др. [3, 4]. Основной идеей авторов является замена интервалов равной длины интервалами равной вероятности. Из этого вытекают методы сравнения, основанные на сопоставлении каждого индивидуального наблюдения с соответствующей теоретической величиной и построении графиков квантилей. При этом используется тот факт, что для основных классов распределений эмпирические квантили линейно связаны с соответствующими стандартными теоретическими квантилями из этого класса распределений. Поскольку линейность на графике может быть определена визуально и/или количественно посредством построения линии регрессии, такой подход идеален для того, чтобы определить класс (закон) функции распределения. Получаемые функции распределения позволяют проводить исследования аварийных ущербов, в том числе на «хвостах» распределений, с приемлемой точностью.

Определение аналитического вида функции распределения

Для определения класса и аналитического вида функции распределения случайной величины X и нахождения параметров δ и β функции распределения соответствующие ей значения x_i ($i = 1, \dots, n$) следует расположить в ряд в порядке неубывания. Каждый ряд должен включать не менее 15 значений. В результате получают ряд значений $x_1 \leq x_2 \leq \dots \leq x_n$. Расположенные в ряд значения случайной величины X наносят на графики с использованием теоретических функций распределения и формул для нахождения параметров функций распределения (табл. 1). По графикам методом наименьших квадратов вычисляют параметры a и b линейных уравнений регрессии вида $y = a + bx$, где x – переменная величина по оси абсцисс, и коэффициент детерминации (R^2).

В качестве предпочтительного для описания случайной величины выбирается теоретическое распределение с наибольшим значением R^2 . По коэффициенту корреляции ($R_k = \sqrt{R^2}$) с использованием шкалы Чеддока устанавливается характеристика силы корреляционной связи по показателю тесноты связи:

- не менее 0,1, но не более 0,3 – слабая корреляционная связь;
- более 0,3, но не более 0,5 – умеренная корреляционная связь;
- более 0,5, но не более 0,7 – заметная корреляционная связь;
- более 0,7, но не более 0,9 – сильная корреляционная связь;
- более 0,9 – очень сильная корреляционная связь.

Полученная регрессионная модель признается пригодной для практического использования при $R_k > 0,7$.

По формулам для расчета параметров функции распределения (см. табл. 1) определяют параметры δ , β функции распределения. По найденной функции распределения с использованием формул, приведенных в табл. 2, можно определить математическое ожидание, дисперсию и квантиль уровня p .

На рисунке и ниже в качестве примера показан выбор посредством квантиль-квантиль диаграмм теоретического распределения Вейбулла в качестве функции распределения, описывающей случайную величину «потери

¹ См.: Неопределенность измерения. Ч. 3: Руководство по выражению неопределенности измерения. Дополнение 1. Трансформирование распределений с использованием метода Монте-Карло: ГОСТ 34100.3.1-2017.

² Интервал охвата (*англ.* coverage interval) – интервал, построенный на основе имеющейся информации и содержащий значение случайной переменной с заданной вероятностью (см. ГОСТ 34100.3.1-2017).

Таблица 1

Формулы для построения графиков квантилей и расчета параметров функций распределения

Теоретическая функция распределения	Вид функции распределения	Формула для построения графиков квантилей		Формула для расчета параметров функции распределения	
		ось абсцисс	ось ординат	δ	β
Вейбулла	$F_X(x_i) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{x_i}{\beta}\right)^\delta\right]$	$\ln\left[-\ln\left(1 - \frac{i}{n+1}\right)\right]$	$\ln x_i$	$\frac{1}{b}$	$\exp(a)$
Гумбеля	$F_X(x_i) = \exp\left[-\exp\left(-\frac{x_i - \beta}{\delta}\right)\right]$	$-\ln\left(-\ln\frac{i}{n+1}\right)$	x_i	$\frac{1}{b}$	a
Парето	$F_X(x_i) = 1 - \left(\frac{x_i}{\beta}\right)^{-\delta}$	$-\ln\left(1 - \frac{i}{n+1}\right)$	$\ln x_i$	$\frac{1}{b}$	$\exp(a)$
Нормальная	$F_X(x_i) = \Phi\left[\frac{x_i - \beta}{\delta}\right]$	$\Phi^{-1}\left(\frac{i}{n+1}\right)$	x_i	b	a
Логнормальная	$F_X(x_i) = \Phi\left[\frac{\ln\left(\frac{x_i}{\beta}\right)}{\delta}\right]$	$\Phi^{-1}\left(\frac{i}{n+1}\right)$	$\ln x_i$	b	$\exp(a)$
Экспоненциальная	$F_X(x_i) = 1 - \exp(-\beta x_i)$	$-\ln\left(1 - \frac{i}{n+1}\right)$	x_i	–	$\frac{1}{b}$
Фреше	$F_X(x_i) = \exp\left[-\left(\frac{x_i}{\beta}\right)^{-\delta}\right]$	$-\ln\left(-\ln\left(\frac{i}{n+1}\right)\right)$	$\ln x_i$	$\frac{1}{b}$	$\exp(a)$

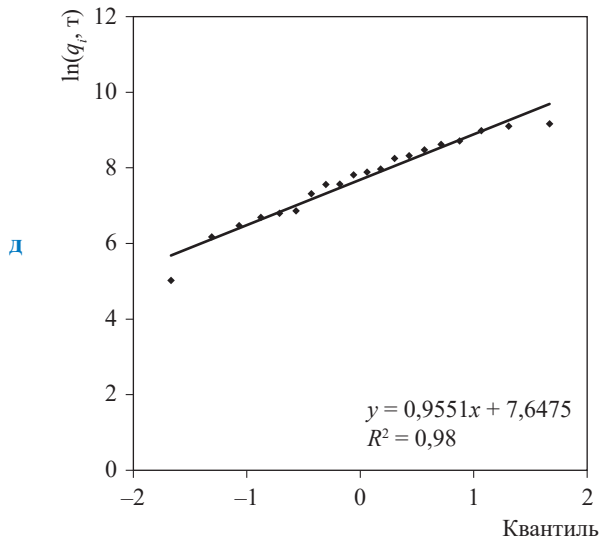
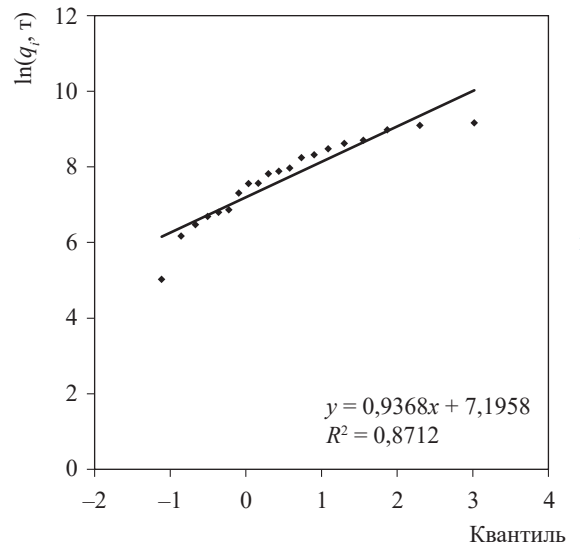
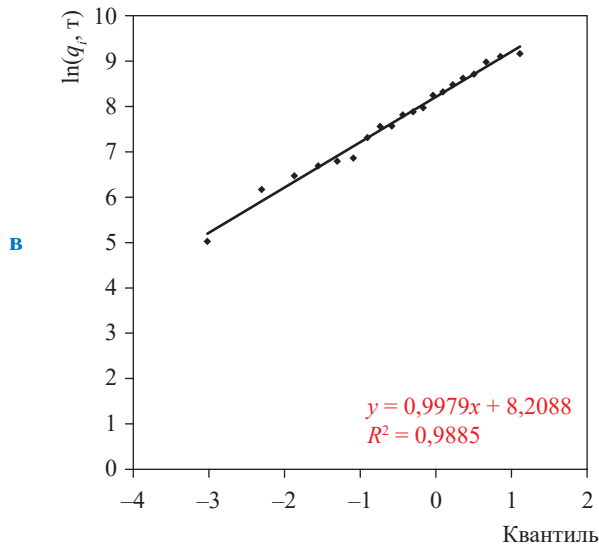
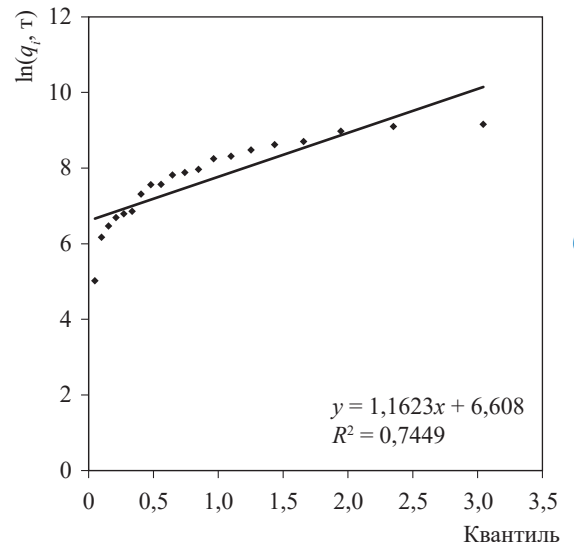
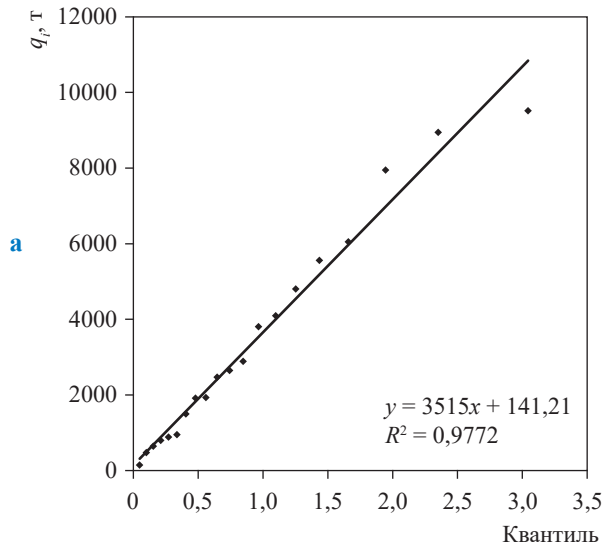
Примечание: линейное уравнение регрессии вида $y = bx + a$ получают по точкам графика квантилей.

Таблица 2

Формулы для нахождения математического ожидания, дисперсии и квантиля уровня p

Функция распределения	Математическое ожидание	Дисперсия	Квантиль уровня p
Вейбулла	$\beta \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{\delta}\right)$	$\beta^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{\delta}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{\delta}\right) \right]$	$\beta [-\ln(1-p)]^{\frac{1}{\delta}}$
Гумбеля	$\beta + 0,5776\delta$	$1,645\delta^2$	$\beta - \delta \ln(-\ln p)$
Парето	$\frac{\delta\beta}{\delta-1}$	$\left(\frac{\beta}{\delta-1}\right)^2 \frac{\delta}{\delta-2}$	$\frac{\beta}{(1-p)^{\frac{1}{\delta}}}$
Нормальная	β	δ^2	u_p
Логнормальная	$\beta \exp\left(\frac{\delta^2}{2}\right)$	$\beta^2 \exp(\delta^2) [\exp(\delta^2) - 1]$	$\beta \exp(\delta u_p)$
Экспоненциальная	$\frac{1}{b}$	$\frac{1}{\beta^2}$	$-\frac{1}{\beta} \ln(1-p)$
Фреше	$\beta \cdot \Gamma\left(1 - \frac{1}{\delta}\right)$	$\beta^2 \left[\Gamma\left(1 - \frac{2}{\delta}\right) - \Gamma^2\left(1 - \frac{1}{\delta}\right) \right]$	$\beta [-\ln(p)]^{\frac{1}{\delta}}$

Примечание: u_p – квантиль уровня p стандартного нормального распределения; $\Gamma(z)$ – гамма-функция: $\Gamma(z) = \int_0^\infty t^{z-1} \exp(-t) dt$, где z принимает значения $1 + 1/\delta$, или $1 + 2/\delta$, или $1 - 1/\delta$, или $1 - 2/\delta$. Гамма-функцию возможно рассчитать с использованием системы компьютерной алгебры Mathcad (оператор $\Gamma(\blacksquare)$) или онлайн калькулятора <https://planetcalc.ru/4520>.



**Пример выбора распределения Вейбулла для описания случайной величины «потери газа при авариях, τ» (Q) по уравнению линейной регрессии.
Квантили: а – экспоненциальный; б – Парето; в – Вейбулла; г – Фреше; д – логнормальный**

газа при авариях, т». Построение графиков осуществлялось с использованием программы для работы с электронными таблицами Microsoft Excel.

Поскольку наибольшее значение коэффициента детерминации ($R^2 = 0,9885$) имеет функция распределения Вейбулла (см. рисунок в), то ее принимаем в качестве распределения, описывающего случайную величину «потери газа при авариях, т». Значение коэффициента корреляции

$R_k = \sqrt{R^2} = \sqrt{0,9885} = 0,994$ в соответствии со шкалой Чеддока свидетельствует, что полученная регрессионная модель в виде $y = bx + a = 0,9979x + 8,2088$ пригодна для определения параметров функции распределения.

По формулам в табл. 1 (см. столбцы 5, 6) определяются параметры выбранной функции распределения Вейбулла:

$$\delta = \frac{1}{b} = \frac{1}{0,9979} = 1,002;$$

$$\beta = \exp(a) = \exp(8,2088) = 3673,13.$$

Тогда случайная величина Q (потери газа при авариях, т) может быть описана следующей функцией распределения:

$$\bar{f}_Q(q_i) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{q_i}{3673,13}\right)^{1,002}\right].$$

Далее по формулам (см. табл. 2) определяются:

- математическое ожидание

$$\mu_Q = \beta \Gamma\left(1 + \frac{1}{\delta}\right) = 3673,13 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{1,002}\right) = 3673,13 \cdot \Gamma(1,9979) = 3673,13 \cdot 0,9991 \approx 3670 \text{ т};$$

- дисперсия

$$\begin{aligned} \sigma_Q^2 &= \beta^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{\delta}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{\delta}\right) \right] = 3673,13^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{1,002}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{1,002}\right) \right] = \\ &= 13491883,997 [\Gamma(2,9960) - \Gamma^2(1,9979)] \approx 13410000 \text{ т}^2; \end{aligned}$$

- квантиль уровня, например, 0,95 (95 %)

$$Q_{0,95} = \beta [-\ln(1-p)]^{\frac{1}{\delta}} = 3673,13 [-\ln(1-0,95)]^{\frac{1}{1,002}} \approx 10980 \text{ т}.$$

Функции распределения последствий аварий

В табл. 3–12 по типовым объектами имущества ПАО «Газпром» приведены определенные с использованием описанного подхода функции распределения случайных величин по последствиям аварий. Основными источниками статистических данных являлись сведения из актов технического расследования причин аварий на производственных объектах ПАО «Газпром» с 1993-го по 2019 г., а также сведения о договорах страхования ответственности за причинение вреда окружающей природной среде (экологические риски), жизни, здоровью и имуществу третьих лиц ПАО «Газпром».

Таблица 3

Характеристики функций распределения случайных величин, определяющих последствия аварий на сухопутных магистральных газопроводах (МГ) всех диаметров: N – объем статистической выборки, ед.; min и max – наименьшее и наибольшее наблюдаемые значения в выборке σ – среднеквадратическое отклонение; μ_X – математическое ожидание случайной величины; $X_{0,95}$ – значение квантиля уровн 0,95; β , δ , a , b , R^2 , R_k – безразмерные величины

Случайная величина	Характеристики выборки				Функция (закон) распределения							R^2	R_k
	N	min	max	наименование	μ_X	σ	$X_{0,95}$	β	δ	a	b		
Объем выброшенного газа, м ³	1134	169	109957000	Вейбулла	$4,01 \cdot 10^6$	$6,443 \cdot 10^3$	$1,593 \cdot 10^7$	$2,9139 \cdot 10^6$	0,6458	14,885	1,5483	0,994	0,997
Масса выброшенного газа*, т	1134	0,1129	73451,28	Вейбулла	$2,677 \cdot 10^3$	$4,302 \cdot 10^3$	$1,064 \cdot 10^4$	$1,9457 \cdot 10^3$	0,6458	7,5734	1,5483	0,994	0,997
Давление на момент аварии, кгс/см ²	1173	2	89	Нормальный	45,208	16,176	71,81	45,208	16,176	45,208	16,176	0,978	0,989
Площадь зоны термического воздействия, м ²	437	20	1469813	Вейбулла	$9,924 \cdot 10^4$	$1,335 \cdot 10^5$	$3,588 \cdot 10^5$	$8,3701 \cdot 10^4$	0,7538	11,335	1,3266	0,981	0,99
Объем котлована**, м ³	737	0,3	49500	Вейбулла	$1,845 \cdot 10^3$	$2,624 \cdot 10^3$	$6,884 \cdot 10^3$	$1,491 \cdot 10^3$	0,7172	7,3072	1,3942	0,995	0,997
Длина котлована, м	797	0,8	213	Вейбулла	27,13	17,73	61	30,2	1,5642	3,4078	0,6393	0,9817	0,99
Ширина котлована, м	790	0,2	60	Вейбулла	10,54	6,14	22	11,84	1,7727	2,4716	0,5641	0,973	0,986
Масса взвешенных веществ в водном объеме***, т	737	0,13	21450	Вейбулла	799,576	$1,137 \cdot 10^3$	$2,983 \cdot 10^3$	646,1295	0,7172	6,471	1,3942	0,995	0,997
Длина разрыва трубы, м	271	0,067	217	Вейбулла	26,585	23,034	72,21	27,9859	1,1574	3,3317	0,864	0,97	0,985
Длина очага разрушения трубы, мм	210	5	6000	Вейбулла	747,39	705,94	2154	764,48	1,059	6,6392	0,9441	0,981	0,99
Глубина заложения МГ, м	568	0,1	7,2	Логнормальный	1,08	0,44	1,94	1,00	0,394	0,0013	0,394	0,871	0,933

* Получено преобразованием случайной величины «объем выброшенного газа» с учетом плотности природного газа 0,668 кг/м³;

** Для котлована в форме параллелепипеда;

*** Получено преобразованием случайной величины «объем котлована» путем деления на размерный коэффициент 3.

Таблица 4

Характеристики функций распределения случайных величин, определяющих последствия аварий на сухопутных МГ условным диаметром больше 1000 мм: здесь и далее в табл. 5–12 см. обозначения к табл. 3

Случайная величина	Характеристики выборки				Функция (закон) распределения							R^2	R_k
	N	min	max	наименование	μ_X	σ	$X_{0,95}$	β	δ	a	b		
Объем выброшенного газа, м ³	633	2196	109957000	Вейбулла	$5,815 \cdot 10^6$	$7,922 \cdot 10^6$	$16,52 \cdot 10^6$	$5,992 \cdot 10^6$	1,0817	15,606	0,9245	0,964	0,981
Масса выброшенного газа*, т	633	1,467	73451	Вейбулла	$3,883 \cdot 10^3$	$5,29 \cdot 10^3$	$11,03 \cdot 10^3$	$4,001 \cdot 10^3$	1,0817	8,2944	0,9245	0,964	0,981
Давление на момент аварии, кгс/см ²	632	2,65	89	Нормальный	53,441	12,747	74,4	53,441	12,747	53,441	12,747	0,9409	0,97
Площадь зоны термического воздействия, м ²	338	20	1469816	Вейбулла	$1,051 \cdot 10^5$	$1,633 \cdot 10^5$	$3,527 \cdot 10^5$	$9,618 \cdot 10^4$	0,8444	11,474	1,1843	0,976	0,988
Объем котлована**, м ³	516	0,3	49500	Вейбулла	$2,539 \cdot 10^3$	$3,703 \cdot 10^3$	$7,917 \cdot 10^3$	$2,472 \cdot 10^3$	0,9425	7,8127	1,061	0,978	0,989
Длина котлована, м	519	1	213	Вейбулла	34,77	18,76	69	39,2	1,9301	3,6686	0,5181	0,9518	0,975
Ширина котлована, м	515	0,2	60	Вейбулла	13,04	6,71	25	14,72	2,035	2,6892	0,4913	0,966	0,982
Масса взвешенных веществ в водном объеме***, т	516	0,13	21450	Вейбулла	$1,1 \cdot 10^3$	$1,605 \cdot 10^3$	$3,431 \cdot 10^3$	$1,071 \cdot 10^3$	0,9425	6,9765	1,061	0,966	0,989
Длина разрыва трубы, м	194	1,2	217	Логнормальный	31,99	29,42	85,35	23,547	0,7829	3,159	0,7829	0,976	0,988
Длина очага разрушения трубы, мм	163	20	5450	Вейбулла	771,64	637,55	2028	823,12	1,216	6,7131	0,8222	0,9678	0,983

Таблица 5

Характеристики функций распределения случайных величин, определяющих последствия аварий на сухопутных МГ условным диаметром больше 500, но не более 1000 мм

Случайная величина	Характеристика выборки		Функция (закон) распределения							R^2	R_k		
	N	min	max	наименование	μ_{χ}	σ	$\chi_{0,95}$	β	δ				
												наименование	μ_{χ}
Объем выброшенного газа, м ³	339	410	50190000	Вейбулла	1,201·10 ⁶	1,439·10 ⁶	4,05·10 ⁶	1,0947·10 ⁶	0,8387	13,906	1,1923	0,987	0,993
Масса выброшенного газа*, т	339	0,27	33527	Вейбулла	801,972	961,023	2,704·10 ³	730,9171	0,8387	6,5943	1,1923	0,987	0,993
Давление на момент аварии, кг/см ²	357	2,7	73	Нормальный	35,803	13,897	58,66	35,803	13,897	35,803	13,897	0,9918	0,996
Площадь зоны термического воздействия, м ²	83	24	785398	Вейбулла	6,844·10 ⁴	8,702·10 ⁴	2,393·10 ⁵	6,005·10 ⁴	0,7936	11,003	1,2601	0,958	0,979
Объем котлована**, м ³	223	0,45	12600	Вейбулла	406,257	446,047	1,296·10 ³	389,592	0,9131	5,9651	1,0952	0,982	0,991
Длина котлована, м	223	1,5	62	Вейбулла	15,5	7,87	29,7	17,5	2,0644	2,8621	0,4844	0,9872	0,993
Ширина котлована, м	221	0,6	55	Вейбулла	6,9	3,35	13	7,79	2,1678	2,053	0,4613	0,931	0,964
Масса взвешенных веществ в водном объекте***, т	223	0,2	5460	Вейбулла	176,27	193,296	561,46	168,8313	0,9131	5,1289	1,0952	0,982	0,991
Длина разрыва трубы, м	59	0,067	170	Вейбулла	12,992	13,309	39,157	12,8572	0,9763	2,5539	1,0243	0,932	0,965
Длина очага разрушения трубы, мм	32	50	6000	Вейбулла	686,09	619,75	1916	713,11	1,1094	6,5695	0,9014	0,94	0,97

Таблица 6

Характеристики функций распределения случайных величин, определяющих последствия аварий на сухопутных МГ, межпромысловых трубопроводных системах комплексов сооружений газовых и газоконденсатных промыслов месторождений на суше условным диаметром больше 300, но не более 500 мм

Случайная величина	Характеристика выборки		Функция (закон) распределения							R^2	R_k		
	N	min	max	наименование	μ_{χ}	σ	$\chi_{0,95}$	β	δ				
												наименование	μ_{χ}
Объем выброшенного газа, м ³	69	800	18000000	Вейбулла	3,785·10 ⁵	4,731·10 ⁵	1,309·10 ⁶	3,3537·10 ⁵	0,8055	12,723	1,2414	0,908	0,953
Масса выброшенного газа*, т	69	0,53	12024	Вейбулла	252,464	315,872	874,236	223,9225	0,8055	5,4113	1,2414	0,908	0,953
Давление на момент аварии, кг/см ²	79	4	73	Нормальный	34,587	14,88	59,06	34,587	14,88	34,587	14,88	0,9874	0,993
Объем котлована**, м ³	34	0,48	416	Вейбулла	63,635	60,953	185,15	64,7478	1,0443	4,1705	0,9576	0,892	0,991
Длина котлована, м	34	0,8	16	Вейбулла	7,16	3,7	14	8,08	2,027	2,089	0,4933	0,9431	0,971
Ширина котлована, м	34	0,5	10	Вейбулла	3,8	1,66	6,7	4,28	2,436	1,454	0,41	0,8694	0,932
Масса взвешенных веществ в водном объекте***, т	34	0,208	180,267	Вейбулла	27,576	26,414	80,236	28,0587	1,0443	3,3343	0,9576	0,892	0,991

Таблица 7

Характеристики функций распределения случайных величин, определяющих последствия аварий на сухопутных МГ, межпромысловых трубопроводных системах комплексов сооружений газовых и газоконденсатных промыслов месторождений на суше условным диаметром не более 300 мм

Случайная величина	Характеристика выборки		Функция (закон) распределения							R^2	R_k		
	N	min	max	наименование	μ_{χ}	σ	$\chi_{0,95}$	β	δ				
												наименование	μ_{χ}
Объем выброшенного газа, м ³	87	169	9803000	Вейбулла	2,267·10 ⁵	4,421·10 ⁵	9,763·10 ⁵	1,3432·10 ⁵	0,5532	11,808	1,8078	0,927	0,962
Масса выброшенного газа*, т	87	0,11	6548	Вейбулла	151,37	295,232	651,969	89,7026	0,5532	4,4965	1,8078	0,927	0,962
Давление на момент аварии, кг/см ²	93	2	71,5	Нормальный	35,118	16,262	61,87	35,118	16,262	35,118	16,262	0,978	0,989

Таблица 8

Характеристики функций распределения случайных величин, определяющих последствия аварий на суходутных комплексах бурения на газ, скважинах (кустах скважин) комплексов сооружений газовых и газоконденсатных промыслов на месторождений на суше, станциях подземного хранения газа

Случайная величина	Характеристика выборки		Функция (закон) распределения						R^2	R_k			
	N	min	max	наименование	μ_{χ}	σ	$X_{0,95}$	β			δ		
Объем выброшенного газа, м ³	35	31	17000000	Вейбулла	$2,986 \cdot 10^6$	$1,035 \cdot 10^7$	$1,389 \cdot 10^7$	$7,5918 \cdot 10^5$	0,3774	13,54	2,6494	0,978	0,989
Масса выброшенного газа*, т	35	0,02	11356	Вейбулла	$1,995 \cdot 10^3$	$6,915 \cdot 10^3$	$9,281 \cdot 10^3$	507,1465	0,3774	6,2288	2,6494	0,978	0,989

Таблица 9

Характеристики функций распределения случайных величин, определяющих последствия аварий на компрессорных станциях

Случайная величина	Характеристика выборки		Функция (закон) распределения						R^2	R_k			
	N	min	max	наименование	μ_{χ}	σ	$X_{0,95}$	β			δ		
Объем выброшенного газа, м ³	35	350	11300000	Вейбулла	$8,162 \cdot 10^5$	$2,062 \cdot 10^6$	$3,694 \cdot 10^6$	$3,885 \cdot 10^6$	0,4871	12,87	2,0528	0,973	0,986
Масса выброшенного газа*, т	35	0,2338	7548	Вейбулла	545,29	$1,378 \cdot 10^3$	$2,468 \cdot 10^3$	259,5372	0,4871	5,5589	2,0528	0,973	0,986

Таблица 10

Характеристики функций распределения случайных величин, определяющих последствия аварий в системах газораспределения

Случайная величина	Характеристика выборки		Функция (закон) распределения						R^2	R_k			
	N	min	max	наименование	μ_{χ}	σ	$X_{0,95}$	β			δ		
Объем выброшенного газа, м ³	11	1000	245000	Вейбулла	$8,06 \cdot 10^4$	$1,711 \cdot 10^5$	$3,567 \cdot 10^5$	$4,3088 \cdot 10^4$	0,51913	10,671	1,9263	0,897	0,947
Масса выброшенного газа*, т	11	0,668	163,66	Вейбулла	53,829	114,28	238,201	28,7777	0,5191	3,3596	1,9263	0,897	0,947

Таблица 11

Характеристики функций распределения случайной величины, определяющей последствия аварий с выбросом газового конденсата

Случайная величина	Характеристика выборки			Функция (закон) распределения						R^2	R_k		
	N	min	max	наименование	μ_{χ}	σ	$X_{0,95}$	β	δ				
Масса выброшенного газового конденсата, т	32	3	9000	Вейбулла	316,888	618,389	$1,365 \cdot 10^3$	187,654	0,5529	5,2346	1,8086	0,877	0,936

Таблица 12
Характеристики функций распределения случайных величин, определяющих экологический ущерб, приведенный к 2018 г., начиная с 2010 г.

Случайная величина	Характеристика выборки			Функция (закон) распределения				a	b	R ²	R _k	
	N	min	max	наименование	μ _x	σ	X _{0,95}					β
Экологический ущерб на опасных производственных объектах ПАО «Газпром», руб.	67	9163	11655322	Вейбулла	1,382 · 10 ⁶	2,366 · 10 ⁶	9,4411 · 10 ⁵	0,61308	13,758	1,6311	0,941	0,97
Экологический ущерб на линейной части МГ диаметром более 1000 мм, руб.	32	9163	9411836	Вейбулла	6,81 · 10 ⁵	1,136 · 10 ⁶	4,7734 · 10 ⁵	0,62606	13,076	1,5973	0,888	0,94
Экологический ущерб по площадным объектам ^{****} , руб.	10	10027	5456071	Вейбулла	1,698 · 10 ⁶	4,427 · 10 ⁷	6,8419 · 10 ⁵	0,4498	13,436	2,2232	0,892	0,94

^{****} Компрессорные станции, кусты скважин комплексов сооружений газопроводов, газоконденсатных промыслов на месторождениях (на суше), станции подземного хранения газа, технологическое оборудование комплексов по переработке газа и жидких углеводородов.

Корректирующий подход

Область применения названных функций распределения последствий аварий может быть расширена для проведения исследований по распределению аварийных ущербов на конкретных объектах газовой промышленности с учетом их особенностей и объемов газа и газового конденсата, обращающихся в их технологических процессах (линиях, емкостях), с использованием предложенного ниже корректирующего подхода. Корректирующий подход основывается на принципе подбора развития аварийных процессов и поражающих воздействий на объектах газовой промышленности.

Для корректировки функции распределения используется полученное линейное уравнение регрессии, в котором параметры a и b умножаются на коэффициент K . В результате получается новое уравнение регрессии с параметрами $a_1 = K \cdot a$ и $b_1 = K \cdot b$. Значение коэффициента K для нормальной функции распределения и экспоненциальной функций распределения находится по формуле

$$K = \frac{D}{x_{\max}}$$

где D – результат инженерного расчета последствий аварии по наихудшему сценарию развития негативного события; x_{\max} – наибольшее значение в выборке, по которой определялась корректируемая (исходная) функция распределения.

Значения коэффициента K для логарифмически-нормальной функции распределения и функций распределения Вейбулла, Парето, Фреше находятся по формуле

$$K = \frac{\ln D}{\ln(x_{\max})}$$

С использованием полученного нового уравнения регрессии определяются параметры откорректированной (новой) функции распределения в порядке, описанном выше.

Приведенные функций распределения последствий аварий и предложенный корректирующий подход практически реализованы в рекомендациях³ ПАО «Газпром», а также использовались при оценке рисков в рамках предынвестиционного исследования по сбору и транспортировке этансодержащего газа Надым-Пур-Тазовского региона.

³ См.: Страховая защита имущественных интересов ПАО «Газпром». Разработка требований к ключевым страховым параметрам программ страхования экологических рисков производственных объектов ПАО «Газпром»: Р Газпром 177-2020. Страховая защита имущественных интересов ПАО «Газпром». Статистический анализ данных по программам имущественного страхования ПАО «Газпром» и его дочерних обществ: Р Газпром 181-2020.

Список литературы

1. Стативко В.Л. Прогнозирование экологических последствий при разрывах газового оборудования на базе анализа статистических данных аварий магистральных газопроводов / В.Л. Стативко, Е.Т. Клименко, А.Ф. Максименко // Ремонт трубопроводов: науч.-техн. сб. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – № 1–2. – С. 38–48.
2. Стативко В.Л. Роль статистического анализа в оценке риска экологических последствий разрывов газопроводов / В.Л. Стативко, Е.Т. Клименко, А.Ф. Максименко // Материалы 10-й Международной деловой встречи «Диагностика-2000», Кипр. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – Т. 2: Диагностика линейной части магистральных трубопроводов.
3. Быков А.А. Статистический анализ урегулирования убытков по программам имущественного страхования: рекомендации для страхователей и риск-менеджеров крупных компаний / А.А. Быков. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – 242 с.
4. Акимов В.А. Введение в статистику экстремальных значений и ее приложения / В.А. Акимов, А.А. Быков, Е.Ю. Щетинин. – М.: ФГУ ВНИИ ГОЧС (ФЦ), 2019. – 524 с.

Statistical functions of emergency aftereffects for studying distribution of losses and quantitative risk assessment at gas facilities

A.V. Shevchenko

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: A_Shevchenko@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. On the grounds of the statistical analysis of emergencies at the Gazprom's facilities, author presents the functions of emergency aftereffects distribution to study the distribution of losses and quantitatively assess the risks at the facilities of the gas industry. He suggests a way to adjust the named distribution functions for applying to the particular installations considering their specifics and the amounts of gas and gas condensate used to be processed.

Keywords: gas, gas condensate, gas industrial facility, aftereffects of an accident, distribution function.

References

1. STATIVKO, V.L., Ye.T. KLIMENKO, A.F. MAKSIMENKO. Prediction of environmental aftereffects of gas equipment rupture using statistical analysis of accidents at trunk gas pipelines [Prognozirovaniye ekologicheskikh posledstviy pri razryvakh gazovogo oborudovaniya na baze analiza statisticheskikh dannykh avari magistralnykh gazoprovodov]. In: *Repairing pipelines* [Remont truboprovodov]: collected bk. Moscow: IRTs Gazprom, 2000, no. 1–2, pp. 38–48. (Russ.).
2. STATIVKO, V.L., Ye.T. KLIMENKO, A.F. MAKSIMENKO. Role of statistical analysis in assessment of environmental risks of gas pipeline rupture [Rol statisticheskogo analiza v otsenke riska ekologicheskikh posledstviy razryvov gazoprovodov]. In: *Proc. of the 10th International business meeting "Diagnostics-2000"*, Cyprus, vol. 2: Diagnostics of linear part of trunk pipelines [Diagnostika lineynoy chasti magistralnykh truboprovodov]. Moscow; IRTs Gazprom, 2000. (Russ.).
3. BYKOV, A.A. *Statistical analysis of claims settlement according to programs of property insurance: recommendations for insurers and risk-managers of big companies* [Statisticheskii analiz uregulirovaniya ubytkov po programmam imushchestvennogo strakhovaniya: rekomendatsii dlya strakhovateley i risk-menegerov krupnykh kompaniy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. (Russ.).
4. AKIMOV, V.A., A.A. BYKOV, Ye.Yu. SHCHETININ. *Introduction to statistics of extreme values and its applications* [Vvedeniye v statistiku ekstremalnykh znacheniy i yeye prilozheniya]. Moscow: Institution All-Russian Institute for Research of Civil Defense of the Emergencies Ministry of Russia (the Federal Science and High Technology Center), 2019. (Russ.).

УДК 665.725::[624.953:620.181.5]

Импортозамещение в изотермическом резервуаростроении для хранения сжиженного природного газа. Проблемы и перспективы развития

Х.М. Ханухов^{1*}, Н.В. Четвертухин¹, А.В. Алипов¹, А.И. Смородин²

¹ ООО «НПК Изотермик», Российская Федерация, 117587, г. Москва, Варшавское ш., д. 125, стр. 1, секция 11

² МГТУ им. Н.Э. Баумана, Российская Федерация, 105005, Лефортовская наб., д. 1

* E-mail: isotermik@yandex.ru

Ключевые слова: мало-, средне- и крупнотоннажное резервуаростроение, сжиженный природный газ (СПГ), изотермическое хранение СПГ, отечественные инновации при хранении СПГ, нормативно-техническое и организационное обеспечение изотермического хранения СПГ.

Тезисы. В статье проанализированы постановления Правительства РФ, касающиеся развития производства сжиженного природного газа (СПГ), современное состояние и перспективы развития отечественного изотермического резервуаростроения. Показано, что для удовлетворения внутренних потребностей РФ в газификации (в том числе отдельных районов и транспортных магистралей) необходимо срочно развить малотоннажное производство СПГ и, соответственно, малотоннажное резервуаростроение как наиболее подготовленное к импортозамещению и быстро окупаемое. Показано, что одним из путей преодоления имеющегося отставания является освоение отечественных инновационных предложений в области конструкционных решений, способов изготовления и сооружения, систем хранения, а также освоение инновационного технологического оборудования, приборов и арматуры, повышающих эксплуатационную надежность на основе оценки риска. Освещены вопросы нормативно-технического обеспечения хранения СПГ, и даны рекомендации по организации инжиниринговых услуг в этой области.

Проблемы импортозамещения в одной из важнейших отраслей народного хозяйства – энергетике – становятся особенно актуальными в свете санкций Запада в отношении России. Энергетическая безопасность страны является одной из приоритетных задач государства в настоящее время и будет таковой в течение ближайших лет или даже десятилетий. В газовой отрасли России все большее внимание уделяется вопросам перехода на производство, хранение и транспортировку сжиженного природного газа (СПГ) взамен транспортировки газа по трубам от месторождений до потребителя.

Анализ Энергетической стратегии¹ Российской Федерации на период до 2035 г. и Долгосрочной программы развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации² (далее – Программа производства СПГ) показывает текущее состояние и перспективы развития производства СПГ от добычи до потребления. Отмечается, что обеспечение достаточности и надежности энергоснабжения и решение климатической проблемы перехода к углеродно-нейтральной экономике способно выполнить «переходное топливо», которым является природный газ – экологически чистое ископаемое топливо.

Высокий и низкий сценарии мирового энергопотребления показывают рост потребления до 2040 г. только для природного газа по сравнению с другими ископаемыми топливами – углем и нефтью. При этом мировой рынок СПГ растет опережающими темпами по сравнению с рынком трубопроводного газа.

Суммарная себестоимость российского СПГ на целевых рынках составляет 3,7...7 долл. США за 1 млн британских тепловых единиц (BTU). Для Катара, Австралии и США – главных конкурентов РФ на рынке Азиатско-Тихоокеанского региона – приведенная стоимость составит 2,8...11 и 7...10 долл. США за 1 млн BTU соответственно.

¹ Утверждена распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р.

² Утверждена распоряжением Правительства РФ от 16.03.2021 № 640-р.

Определенные меры поддержки газовой отрасли позволили:

- повысить конкурентоспособность российского СПГ на мировом рынке и долю российского СПГ с 5 до 8 %;
- развить технологический потенциал, а именно разработана собственная технология сжижения «Арктический каскад»;
- развить транспортную инфраструктуру Обской губы и Северного морского пути;
- создать предпосылки для развития сегмента малотоннажного производства СПГ для целей автономной газификации, мобильной энергетики и в качестве газомоторного топлива.

Вся технология и логическая цепочка от добычи природного газа до использования его конечным потребителем обязательно включают процесс хранения, который осуществляется в емкостном оборудовании – резервуарах цилиндрических (вертикальных и горизонтальных) и шаровых. Хранение осуществляется при низкой температуре и давлении, близком к атмосферному.

Резервуары различной емкости могут эксплуатироваться в разных технологических и логистических цепочках: «якорные потребители» (котельные, небольшие промышленные объекты, автономные источники электроснабжения, удаленные от трубопроводной инфраструктуры); вдоль основных транспортных железнодорожных, автомобильных и водных магистралей; в портах Арктики при буксировке судов вдоль Северного морского пути; в структуре заводов мало-, средне- и крупнотоннажного производства СПГ.

По способу хранения резервуары делятся на изотермические (ИР), под давлением и смешанного хранения. В ИР – как правило, цилиндрических вертикальных наземных или подземных – СПГ хранится при температуре кипения и давлении, близком к атмосферному. Под давлением сжиженный газ хранится обычно в шаровых и горизонтальных цилиндрических резервуарах при нормальной температуре. При смешанном способе используются в основном шаровые резервуары под давлением и при температуре, соответствующей этому давлению.

Тип емкости и способ хранения определяется, как отмечено выше, технологией производства и транспортирования сжиженного газа. Строительная наука и практика во всем мире пришли к тому, что наиболее

предпочтительный способ хранения сжиженных газов – это хранение их в ИР. ИР для хранения СПГ принято конструировать в виде вертикального цилиндрического двухоболочечного резервуара закрытого типа (в англоязычной литературе – full containment, т.е. полного сдерживания) с двумя силовыми оболочками, concentrically расположенными друг в друге, между которыми находится теплоизоляция^{3,4,5} [1]. «Закрытость» резервуара означает, что даже при аварийной ситуации, вызванной нарушением герметичности внутреннего резервуара, землетрясением, определенным видом внешним ударным воздействием и т.п., конструкция ИР должна сдерживать пролив криогенной жидкости во внешнюю среду.

По объему хранимого продукта резервуары подразделяются на малые (до 1000 м³), малотоннажные (1000...5000 м³), среднетоннажные (5000...60000 м³) и крупнотоннажные (от 60000 м³ и выше). Конструкционные и технологические принципы проектирования и сооружения ИР различной емкости имеют много общего.

Согласно Программе производства СПГ общий объем ожидаемых инвестиций во все сегменты малотоннажного производства СПГ (основного потребителя малотоннажных ИР) оценивается в размере до 3 трлн рублей (в пропорции: 1 трлн руб. приходится на сегмент газомоторного топлива и 2 трлн руб. – на автономную газификацию). Кроме того, вложения в малотоннажное производство СПГ значительно меньше, чем в крупнотоннажный завод. Так, стоимость удельных капитальных затрат за тонну мощности в год малотоннажного производства СПГ составляет 500 долл. США по сравнению с 1500 долл. США при крупнотоннажном производстве. Срок строительства малотоннажного завода составляет от 1 до 3 лет, а крупнотоннажного – 5 лет. Срок окупаемости малотоннажных проектов меньше,

³ См. API STD 620. Design and construction of large, welded, low-pressure storage tanks. – 12th ed. – October 2013; см. также: BS EN 14620-1:2006. Design and manufacture of site built, vertical, cylindrical, flat-bottomed steel tanks for the storage of refrigerated, liquefied gases with operating temperatures between 0 °C and –165 °C. General.

⁴ Резервуары изотермические для хранения сжиженных газов. Правила проектирования: СП 495.1325880.2020.

⁵ Изотермические резервуары для хранения сжиженных газов. Правила обследования и мониторинга технического состояния: свод правил: Приказ Минстроя России № 171/пр. от 18 марта 2022 г.

чем крупнотоннажных. Таким образом, востребованность малых и малотоннажных ИР будет только возрастать. Так, прогноз спроса СПГ на внутреннем рынке России до 2035 г. составит на газомоторное топливо 5,2...7,6 млрд м³, а на газификацию 7,4...9,8 млрд м³.

В связи с вышесказанным остановимся на текущем состоянии и перспективах развития изотермического резервуаростроения. Как следует из Приложения № 5 к Программе производства СПГ, потребность до 2035 г. в малых и малотоннажных ИР для производства СПГ малотоннажными заводами составит не менее 229 ед., а для криогенных автозаправочных станций – не менее 2606 ед. Потребность в крупнотоннажных ИР ориентировочно можно определить исходя из данных о реализованных и строящихся проектах крупнотоннажных заводов СПГ. Это: Сахалин-2 (9,6 млн т), Ямал СПГ (16,5 млн т), Криогаз Высоцк (0,66 млн т), Ямал СПГ – 4-я линия (0,9 млн т), Арктик СПГ-2 (19,8 млн т), Портовая СПГ (1,5 млн т). В структуру этих заводов входят ИР объемами 42 тыс., 100 тыс., 160 тыс. м³. Таким образом производство 49 млн т СПГ сопровождается хранением продукта в 10 ИР объемом 1244 тыс. м³. Значит, чтобы к 2035 г. обеспечить ИР вероятные проекты заводов СПГ объемом 62...63 млн т (где: Обский СПГ – 5...6 млн т, Арктик СПГ-1 – 19,8 млн т, Якутский СПГ – 17,7 млн т, Дальневосточный СПГ – 6,2 млн т, Усть-Луга – 13,3 млн т) потребуется примерно 50 ИР объемом 100...160 тыс. м³. Реализация возможных проектов мощностью 25,2 млн т (где: Арктик СПГ-3 – 19,8 млн т и Сахалин-2 – 5,4 млн т) предполагает сооружение примерно 20 ИР аналогичной емкости.

Реализация высокого сценария мирового энергопотребления потребует до 2040 г. увеличения мощности потенциальных проектов крупнотоннажного производства СПГ до 131,3...147,3 млн т (см. Приложение № 2 к Программе производства СПГ), что связано с сооружением крупнотоннажных ИР СПГ в количестве 105...118 ИР.

Воплощение таких планов в условиях нарастания международной политической напряженности, санкционного давления и экономической конкуренции делает безальтернативным развитие производства СПГ на основе отечественных компетенций. В связи с этим рассмотрим отечественные возможности импортозамещения при строительстве ИР (табл. 1).

Таким образом, анализ Программы производства СПГ показывает, что для удовлетворения внутренних потребностей РФ в газификации (в том числе отдельных районов и транспортных магистралей) необходимо срочно развивать малотоннажное производство СПГ и, соответственно, малотоннажное резервуаростроение как наиболее подготовленное к импортозамещению и быстро окупаемое. Расчеты свидетельствуют, что до 2035 г. ежегодная потребность в малотоннажных ИР составит не менее 215 шт.

Данные табл. 1 демонстрируют значительное отставание отечественных компетенций, особенно в сооружении и оснащении приборами, оборудованием и арматурой среднетоннажных и крупнотоннажных ИР от зарубежных производителей. Одним из путей скорейшего преодоления этого отставания наряду с разработкой собственных технологий сжижения газа (например, «Арктический каскад» «Новатэка») является освоение инновационных предложений в области конструкционных решений, способов изготовления и сооружения резервуаров, а также технологии хранения СПГ.

Инновационные конструкции ИР [2–6]

Как отмечено ранее, в настоящее время в мировой и отечественной практике изотермического резервуаростроения наиболее надежной и безопасной конструкцией ИР объемом до 60 тыс. м³ считается конструкция наземного теплоизолированного изотермического резервуара полного сдерживания с двумя цельнометаллическими оболочками и подвесной газопроницаемой внутренней крышей (рис. 1).

Технические решения хранилищ СПГ в составе заводов по его сжижению и переработке, а также отдельных терминалов хранения могут предусматривать в составе хранилищ наличие резервных ИР. Резервные резервуары эксплуатируются без продукта в захлаженном состоянии, готовые в любой момент принять продукты хранения. Это требует немалых экономических затрат и дополнительной площади на складе. Авторами предлагается использовать полость межстенного пространства в качестве резервного ИР, а теплоизоляционные конструкции смонтировать на внешней стороне резервуара. (Предложение запатентовано НПК «Изотермик» [6].)

Суть предложения заключается в том, что стенки 5 и 6 резервного резервуара 2

Таблица 1

Современное состояние отечественного изотермического резервуаростроения для хранения СПГ

№ п/п	Тип изотермических вертикальных цилиндрических резервуаров	Стадия сооружения и состав хранилищ СПГ	Исполнители / стандарты	Уровень готовности*	Потребность до 2035 г., ед.	Проблемы выполнения Программы производства СПГ
1	Малый ИР; автозаправочная криогенная станция	Проектирование	ПАО «Уралхиммаш», ПАО «Криогенмаш», ООО «НПК Изотермик»	10	2606	Выпуск полного комплекта оборудования для малых ИР может быть обеспечен отечественными промышленными предприятиями, у которых имеются документация, технология и большой опыт создания такого оборудования
		Изготовление	АО «НПП Криосервис», ПАО «Криогенмаш», ООО «Криогазтех»	10		
		Монтаж	ООО «Научно-производственная компания «НТЛ», ПАО «Криогенмаш»	10		
		Приборы, оборудование, арматура	АО «ЛГМ», ООО «НПФ «Контех-Крио», АО «Курганхиммаш», ПАО «Криогенмаш», ООО «Криомаш БЗКМ», АО НПО «Гелиймаш», АО «РЭП Холдинг»	3...8		
		Материалы ОН9, 12Х/8Н9-08Х/8Н12Т, 09Г2С	ПАО ЧМК, ПАО «ММК», ПАО «Северсталь»	8...10		
Теплоизоляционные конструкции (ТИК)	ООО «Объединенная промышленная инициатива», ООО «Альфа тех», АО «Компания «СТЭС-Владимир»	8...10				
2	Малотоннажный резервуар	Проектирование	ООО «НПК Изотермик»	10	> 229	Изготавливают несколько компаний. Требуется расширение линейки и оптимизация решений с целью обеспечения конкурентоспособности продукции. Производители оборудования, приборов и арматуры либо отсутствуют, либо недостаток финансирования не позволяет выпускать конкурентоспособную продукцию
		Изготовление	АО «СЗ РМК», АО «НЗРМК им. Н.Е. Крюкова», ПАО «Уралхиммаш», АО «НПП Криосервис»	8...10		
		Монтаж	Отечественные монтажные организации	8...10		
		Материалы ОН9, 12Х/8Н9-08Х/8Н12Т, 09Г2С	ПАО «Северсталь», ПАО «ММК»	8...10		
		ТИК	ООО «Объединенная промышленная инициатива», ООО «Альфа тех», АО «Компания «СТЭС-Владимир»	8...10		
3	Среднетоннажный резервуар	Проектирование	ООО «НПК Изотермик»	10	> 70	Сооружение (проектирование, изготовление, монтаж) ИР возможно отечественными компаниями. Листовой прокат ОН9 из-за его неостребованности дороже импортного. Необходимо восстановить прокат ОН9. Необходимы разработки и освоение отечественного насосного оборудования и криогенной запорно-регулирующей арматуры, развитие отечественных технологий проектирования и сооружения мембранных ИР, совершенствование отечественной нормативно-технической базы
		Изготовление	АО «СЗ РМК», АО «НЗРМК им. Н.Е. Крюкова», ПАО «Уралхиммаш»	5...10		
		Монтаж	Отечественные монтажные организации	5...10		
		Материалы ОН9, 09Г2С	ПАО «Северсталь», ПАО «ММК»	5...10		
		ТИК	ООО «Объединенная промышленная инициатива», ООО «Альфа тех», АО «Компания «СТЭС-Владимир»	8...10		
4	Крупнотоннажный резервуар	Проектирование	ООО «НПК Изотермик», АО «Институт Гипростроймост – Санкт-Петербург»	10		
		Изготовление	АО «СЗ РМК», АО «НЗРМК им. Н.Е. Крюкова»	5...10		
		Монтаж	Отечественные монтажные организации	5...10		
		Материалы ОН9, 12Х/8Н9-08Х/8Н12Т, 09Г2С	ПАО «Северсталь», ПАО «ММК»	5...10		
		ТИК	ООО «Объединенная промышленная инициатива», ООО «Альфа тех», АО «Компания «СТЭС-Владимир»	8...10		
		ЖБК (железобетонные конструкции)	Отечественные заводы	10		

№ п/п	Тип изотермических вертикальных цилиндрических резервуаров	Стадия сооружения и состав хранилищ СПГ	Исполнители / стандарты	Уровень готовности*	Потребность до 2035 г., ед.	Проблемы выполнения Программы производства СПГ
4	Крупнотоннажный резервуар	Приборы, оборудование, арматура	Необходимость зарубежных поставок: Apci, Linde, Shell, Air Liquide, Air Products, Siemens, GE, Atlas Copco. Кировский завод «Газовые технологии», ПАО «Криогенмаш», АО «ЛГМ», ООО «НПФ «Контех-Крио», АО «РЭП Холдинг», ОАО «НПО «Гелиймаш»	4..9		
		Нормативно-техническое обеспечение	СП 495.1325800.2020; СТО Газпром 2-3,4-1215-2020; ГОСТ Р 55892-2013; ГОСТ Р 56352-2015; СП 240.1311500.2015; ФНП «Правила безопасности объектов сжиженного природного газа» 2020; ГОСТ 892-2013. Требующие глубокой переработки: ГОСТ Р 58027 2017/EN 14620-1 2006; ГОСТ Р 58032 2017/EN 14620-2 2006; ГОСТ Р 58028 2017/EN 14620-3 2006; ГОСТ Р 58029 2017/EN 14620-4 2006; ГОСТ Р 58030 2017/EN 14620-5 2006	7..10		

* Уровень готовности: 1 – фундаментальные исследования; 2 – прикладные исследования; 3 – наличие экспериментального подтверждения работоспособности концепции; 4 – апробация макетов и прототипов компонентов/процессов; 5 – апробация основных компонентов в реальных условиях; 6 – тестирование модели или прототипа в реальных условиях; 7 – демонстрация опытного образца или прототипа в условиях эксплуатации; 8 – окончательные разработки, испытание полнофункциональной системы в условиях эксплуатации; 9 – функционирование подтверждено, технология готова для коммерческого внедрения; 10 – имеются реализованные образцы.

выполнены равнопрочными, в резервуаре 2 (в межстенном пространстве) отсутствует теплоизоляция, для основного (1) и резервного (2) резервуаров используется единое днище 9 (см. рис. 1). Единая паропроницаемая теплоизолированная подвесная крыша 7 служит для сокращения свободного пространства над зеркалом продукта, уменьшая при этом его испарение. Таким образом, предложенная конструкция может выполнять две функции: удерживать содержимое основного резервуара в случае аварийной утечки продукта, исключив тем самым затраты, связанные с разработкой и организацией мероприятий по оперативному освобождению ИР от продукта; в части межстенного пространства 2 служить резервной емкостью, которая способна принять продукт из соседних резервуаров в случае их аварии или при превышении объема поступления продукта при его отгрузке из терминала. Кроме того, повышается безопасность эксплуатации ИР, так как увеличиваются объем газового

пространства и время нарастания опасного избыточного давления в случае отказа предохранительных клапанов.

Конструкция (см. рис. 1) позволяет также, благодаря свободному доступу к внешней поверхности резервуара, контролировать в режиме реального времени фактическое техническое состояние наружной тепловой изоляции 10, а также датчики и систему акустоэмиссионного мониторинга (при оснащении ею ИР), смонтированную в наиболее опасных с точки зрения повышения давления точках конструкции ИР (места соединения стенки с крышей и днищем, анкерные крепления, а также места врезки технологических патрубков).

Инновационные способы сооружения ИР [2, 4, 7–9]

В настоящее время в отечественное резервуаростроение приходит новый метод изготовления и сооружения металлических резервуаров – *спирально-навитой сварной способ*,

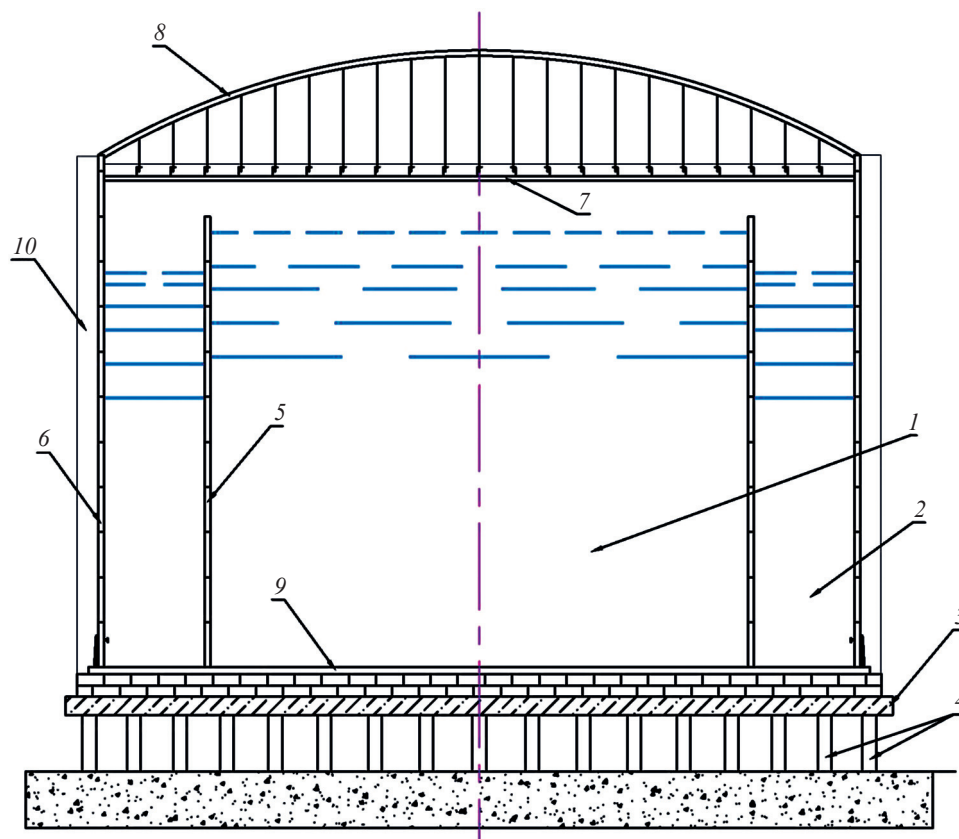


Рис. 1. Эскиз наземного теплоизолированного ИП полного сдерживания с двумя цельнометаллическими оболочками и подвесной газопроницаемой внутренней крышей: 1 – продукт (СПГ); 2 – СПГ в межстенном (резервном) пространстве; 3 – железобетонный ростверк; 4 – сваи; 5 – внутренняя стенка резервуара; 6 – наружная стенка резервуара; 7 – подвесная крыша внутреннего резервуара; 8 – купольная самонесущая крыша наружного резервуара; 9 – общее днище резервуара; 10 – наружная теплоизоляция

который с середины 1990-х гг. применяется в странах ЕС в отдельных отраслях промышленности для возведения промышленных емкостей [2, 4, 7–9]. Принципиальное отличие: возведение емкостей осуществляется автоматически с применением специализированного оборудования из стальной полосы путем навивания и приращивания поясов непосредственно на строительной площадке. На основе европейского опыта российской компанией совместно с немецкой компанией LIPP GmbH разработана и запатентована инновационная технология возведения вертикальных стальных резервуаров (РВС) спирально-навитым сварным способом специально для отечественных нефтегазохимических отраслей промышленности [9] (рис. 2–5). Данный способ возведения резервуаров используется в Германии для строительства сварных резервуаров для хранения воды и технических жидкостей. По этой

технологии разрабатываются резервуары из нержавеющей стали для пищевой и химической промышленности.

Преимущества спирально-навитого сварного способа:

- автоматизация процесса изготовления стенки РВС;
- высокое качество и бездефектность сварных швов за счет доступности полного контроля качества;
- повышенная прочность и жесткость конструкции за счет частого расположения колец жесткости, обусловленного технологией изготовления (см. рис. 4);
- значительное повышение надежности и снижение риска аварии. Так, при строительстве РВС-1000 длина вертикальных сварных швов (наиболее напряженных элементов конструкции) при стандартном (рулонном или полистовом) способе монтажа составляет

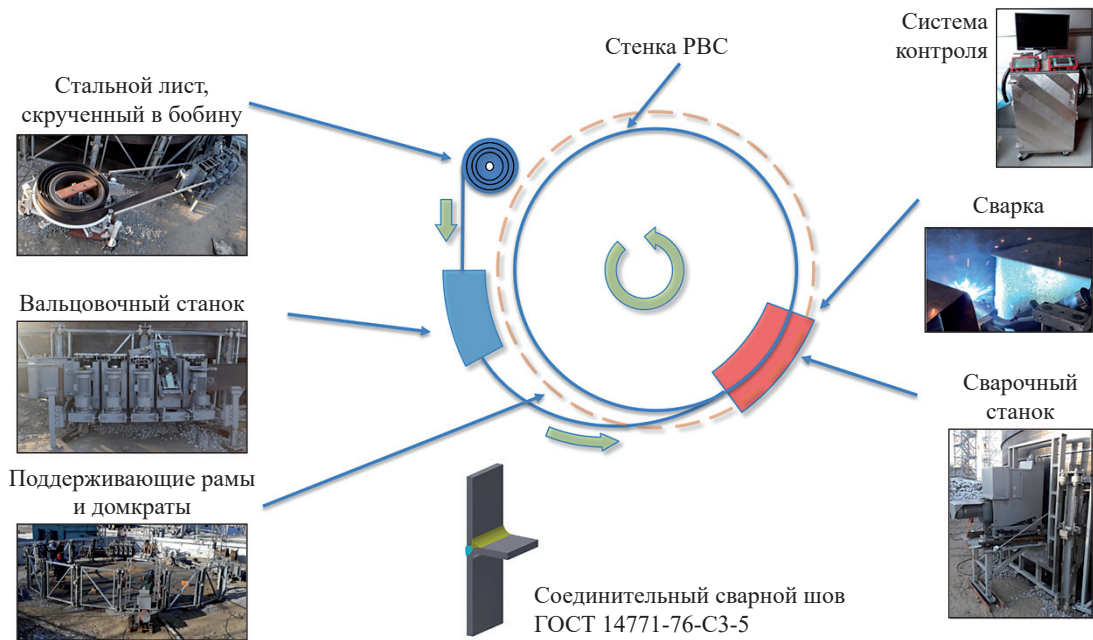
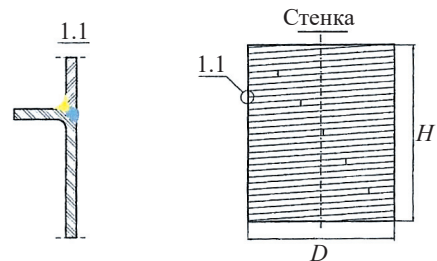


Рис. 2. Схема сооружения РВС спирально-навитым сварным способом



Рис. 3. 8-й день монтажа РВС



Сварной шов по ГОСТ 14771-76-С3-5

Схема стенки ТехноТанк®

Рис. 4. Спирально-навитой сварной способ соединения листов РВС

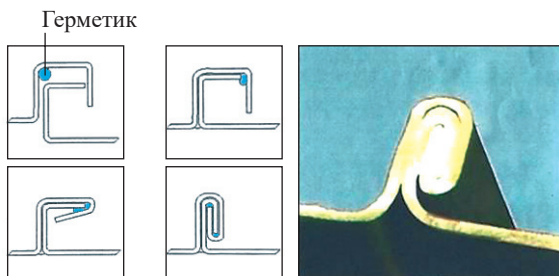


Рис. 5. Спирально-навитой способ соединения листов РВС двойным фальцем

40 м, а при спирально-навитом — 3 м. При строительстве РВС-10000 длины вертикальных сварных швов составляют соответственно 136 и 8 м (см. рис. 4);

- скорость строительства — сроки сокращаются в 3 раза;

- монтаж крыши на безопасной высоте 2...3 м (см. рис. 3);
- сварочные автоматы позволяют проводить сварочные работы при температурах до минус 40 °С;
- высокая точность геометрии конструкции;
- эргономичность — компактность оборудования и исходных материалов позволяют работать в стесненных условиях (см. рис. 2, 3);
- разработана технология сварки экономичной стенки резервуаров с переменной по высоте толщиной.

Технические характеристики РВС:

- диаметр, м, — от 3,0 до 34,2;
- объем, м³, — от 200 до 10000;
- высота, м, — от 2 до 20;

- размеры полосы, мм, – толщина стенки от 4 до 12, ширина 500 или 750. В настоящее время ведутся работы по увеличению ширины листа до 1500 мм.

Данная технология может быть реализована при сооружении двустенных цельно-металлических ИР, а также внутренних оболочек комбинированных (с наружной железобетонной стенкой) ИР. При увеличении прочности металла, толщины листа и диаметра конструкции (такие работы ведутся в ООО «Резервуарные системы РТ» совместно с ЦНИИПСК им. Мельникова) объем ИР может быть увеличен до 30000 м³.

В 2018 г. на Хабаровском нефтеперерабатывающем заводе впервые в мире по вышеописанной технологии собран РВС-1000, что говорит о высоком отечественном инновационном потенциале.

При расположении тепловой изоляции с внешней стороны наружной стенки ее защита может быть осуществлена листовым покрытием толщиной 0,8...1,5 мм спирально-навитым способом с применением технологии соединения листов двойным фальцем, которая прошла многолетнюю эксплуатационную проверку за рубежом (см. рис. 5).

В настоящее время данный метод носит название механизированного полистового способа монтажа стенки резервуара методом подрачивания. Технология перспективна для сооружения малых и малотоннажных ИР в отдаленных и труднодоступных местах для «якорных потребителей», вдоль основных транспортных магистралей, в арктических условиях, а также на заводах СПГ.

Другим перспективным направлением в изотермическом резервуаростроении, по мнению авторов, является применение запатентованных инновационных технологий «Экобетон» – бетонирование под сверхвысоким давлением в водно-аэрозольной среде с использованием надувной опалубки, разработанной ЗАО «НППСО «Грантстрой» и конструкторских решений ООО «СпецСтрой-Проект» [2, 4, 7, 10, 11]. Технология бетонирования под сверхвысоким давлением в 2007 г. признана мировым открытием научной идеи, выданы отечественное авторское свидетельство [10] и патент США «О силовом инерционном уплотнении частиц сплошных сред» [11]. Основные принципы этой технологии направлены на достижение бетонной конструкцией

высокой плотности с повышенными физико-механическими свойствами и повышенной изотропией свойств.

При создании технологии «Экобетон» в 1992 г. ЗАО «НППСО «Грантстрой» был изобретен принципиально новый механизированный комплекс для приготовления бетонной смеси в герметичном камерном скоростном бетоносмесителе (рис. 6), обеспечивающем транспортировку смеси под высоким давлением 1,4 МПа со скоростью 120...200 м/с и бетонирование в водно-аэрозольной среде в герметично замкнутой системе (рис. 7), абсолютно исключая пылевыведение и отскоки



Рис. 6. Механизированный комплекс в системе «Экобетон»: а – вид спереди; б – вид сзади

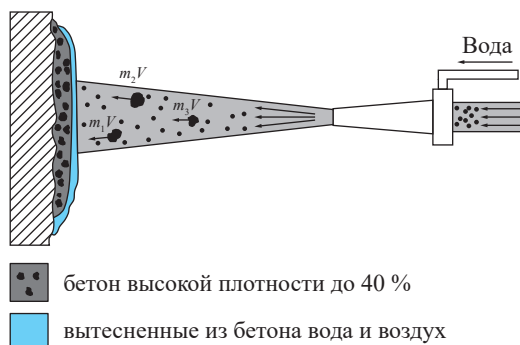


Рис. 7. Технология бетонирования конструкций экобетоном

в целях достижения экологической чистоты окружающей среды. Сверхвысокая плотность бетона и железобетонных конструкций достигается за счет уплотнения и вытеснения воды и воздуха из бетонной смеси на периферийную поверхность бетонирования. Она обеспечивает прочность однородной однослойной бетонной смеси на ранней стадии бетонирования до 40 %.



Рис. 8. Гражданское сооружение

Использование фибробетона с композитным армированием в технологии «Экобетон» из-за лучших по сравнению с традиционным железобетоном физико-механических свойств имеет перед ним преимущества, а именно:

- существенное снижение стоимости и сроков строительства;
- увеличение производительности бетонных работ и бетонирования в 10 раз;
- прочность на растяжение и срез в 4 раза выше обычного железобетона;
- прочность на изгиб и сжатие на 20 % выше;
- высокое сопротивление образованию трещин;
- ударная и усталостная прочность в 3...5 раз выше;
- прочность при разрушении от гидроудара в 3...5 раз выше;
- модуль упругости на 20 % выше;
- повышенная огнестойкость;
- морозостойкость до минус 120 °С;
- работа разрушения в 3...5 раз выше;
- равенство показаний температурного расширения композитной арматуры и фибробетона;
- исключение усадки бетонной смеси;

Таблица 2

Сравнительная характеристика различных фибр

Показатель	Базальтовая фибра	Полипропиленовая фибра	Стекловолоконная фибра	Стальная (металлическая) фибра
Материал	Базальтовое волокно	Полипропилен	Стекловолокно	Проволока из углеродистой стали
Структура				
Прочность на растяжение, МПа	3500	150...600	1500...3500	600...1500
Диаметр волокна, мкм	13...17	10...25	13...15	0,5...1,2
Длина волокна, мм	3,2...15,7	6...18	4,5...18	30...50
Модуль упругости, ГПа	Не менее 75	35	75	190
Коэффициент удлинения, %	3,2	20...150	4,5	3...4
Температура плавления, °С	1450	160	860	1550
Стойкость к щелочам и коррозии	Высокая	Высокая	Только у щелочестойкого волокна	Низкая
Плотность, г/см ³	2,60	0,91	2,60	7,80

- повышенное сопротивление поверхности к истираемости и ее более высокая устойчивость к выветриванию и атмосферному воздействию;

- возможность строительства в труднодоступных местах и стесненных условиях;

- 25-летний опыт эксплуатации в экстремальных условиях показывает высокую степень водонепроницаемости и сопротивления кавитации и истиранию.

Перечисленные качества экобетона при варьировании фибр, обладающими различными свойствами (жаростойкостью, стойкостью к щелочам и коррозии) (табл. 2), могут расширить область применения этого фактически нового материала «экофибробетона» за счет использования его в наружных оболочках изотермических резервуаров «одинарного сдерживания» даже без металлического плакирования внутренних поверхностей. При этом толщина оболочки может уменьшиться в 2 раза.

Использование надувной опалубки в сочетании со свойством экофибробетона быстро

набирать 40 % прочности в течение короткого времени повышает его преимущества при строительстве шаровых резервуаров особенно больших объемов ($> 3000 \text{ м}^3$) (рис. 8).

Инновационные технологии хранения СПГ [2, 3, 5, 12]

В настоящее время в системе хранения СПГ используется холодильно-газовая машина (ХГМ) для выработки холода, работающая по обратному холодильному циклу Стирлинга, которую размещают рядом с ИР. В ХГМ происходят конденсация паров СПГ и возврат жидкой фазы обратно в ИР. Авторами предлагается новая энергосберегающая схема хранения СПГ (рис. 9). Суть предложения заключается в следующем: ХГМ 5, расположенная на крыше ИР, соединена с теплообменным аппаратом – испарителем-конденсатором 4, закрепленным внутри резервуара к подвесной крыше на высоте верхнего уровня хранимого продукта, а криогенный жидкостной насос 6 обеспечивает циркуляцию хладагента в жидкой фазе при его подаче

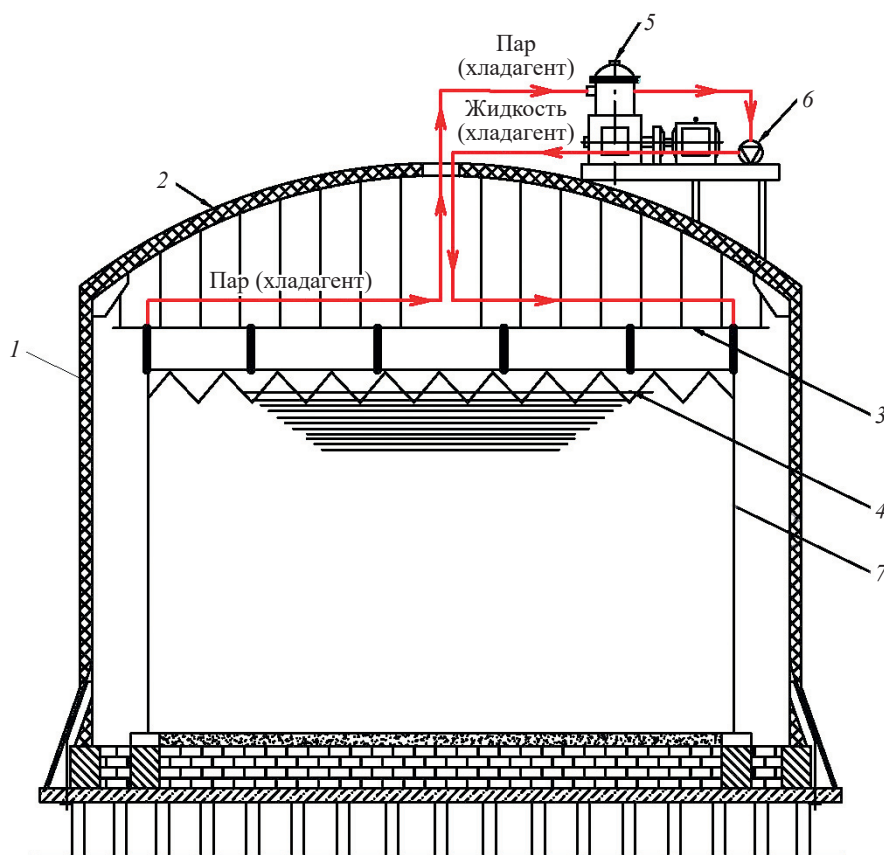


Рис. 9. Схема хранения СПГ:

1 – наружный резервуар; 2 – купольная крыша резервуара; 3 – подвесная крыша; 4 – испаритель-конденсатор; 5 – ХГМ; 6 – криогенный насос; 7 – внутренний резервуар

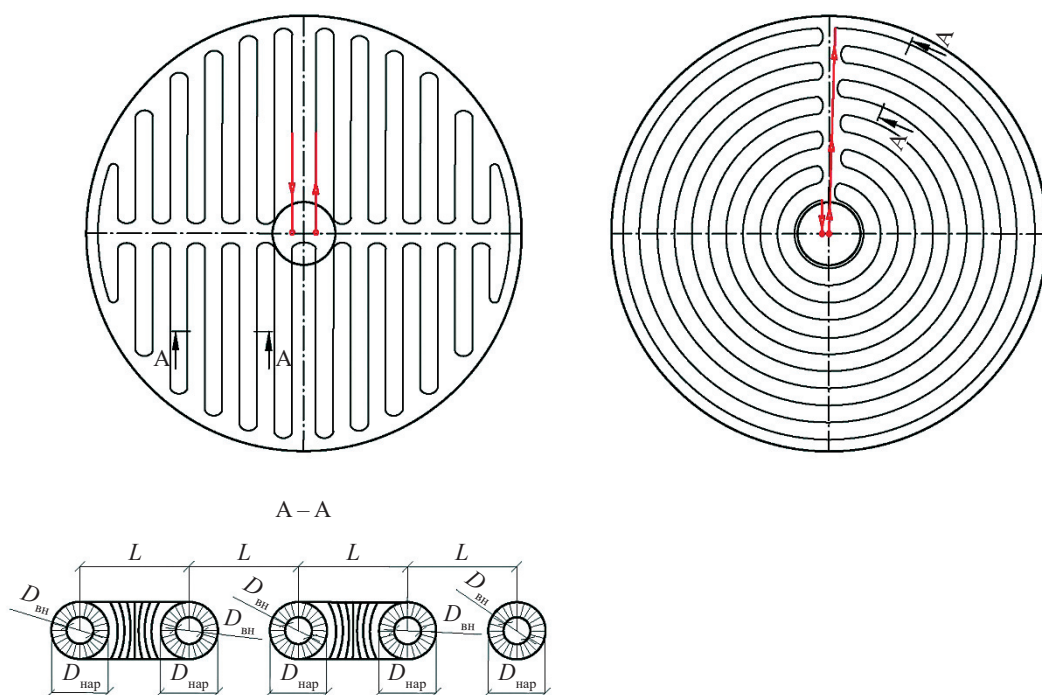


Рис. 10. Схемы вариантов конструкции испарителя-кондиционера 4 (см. рис. 9)

в испаритель-конденсатор, представляющий систему полых оребренных труб (рис. 10).

Предлагаемое устройство [12] (см. рис. 9) реализует конденсацию паров СПГ при сжижении паровой фазы СПГ непосредственно в резервуаре поддержанием необходимого низкотемпературного режима хранения СПГ без необходимости отвода паров наружу за пределы резервуара 1 для их конденсации в сторонней холодильной установке и слива жидкой фазы во внутренний резервуар 7. Из соображений безопасности при эксплуатации резервуаров в них не допускаются как повышение внутреннего давления относительно регламентированного, так и снижение давления ниже атмосферного.

Рассмотрим процесс конденсации паровой фазы хранимого в резервуаре СПГ с температурой минус 163 °С. Процесс осуществляется по замкнутому контуру. В испаритель-конденсатор 4 (см. рис. 9, 10) подается жидкий хладагент с помощью криогенного насоса 6. В качестве хладагента используется жидкий азот с температурой минус 196 °С. В процессе теплообмена паровая фаза СПГ конденсируется из-за более низкой температуры хладагента на поверхности испарителя-конденсатора, а хладагент в процессе теплообмена испаряется и в состоянии паровой фазы поступает

в ХГМ 5, где пар превращается в жидкость, которая криогенным насосом 6 подается снова в испаритель-конденсатор 4 для охлаждения и конденсации паров СПГ. В ХГМ, работающей по обратному холодильному циклу Стирлинга, циркулирует свой хладагент, в качестве которого используется заправленный в машину газобразный гелий, имеющий температуру ниже температуры поступающих в нее паров азота, и при происходящем теплообмене в головке машины пары азота конденсируются и превращаются в жидкость, отбираемую постоянно криогенным насосом.

Предлагаемая система позволяет обеспечить процесс конденсации паров СПГ при изменении уровней хранимого продукта во внутреннем резервуаре 7. Интенсивность конденсации паров будет зависеть от уровня хранения продукта. При понижении уровня хранимого продукта вплоть до допустимого нижнего предела образующийся при этом пар поднимается в верхнюю часть внутреннего резервуара 7 и при контакте с установленным под подвесной крышей 3 испарителем-конденсатором 4 конденсируется на поверхности теплообменных труб. Образующаяся при этом жидкая фаза в виде капель стекает на поверхность хранимого жидкого продукта. В режиме хранения при полностью заполненном резервуаре

испаритель-конденсатор будет погружен в продукт, переохлаждая его поверхность. При этом прекращается его испарение.

Вместе с тем должен соблюдаться основной принцип тепломассообмена: в процессе конденсации паров СПГ и поддержания необходимого низкотемпературного режима хранения в ИР необходимо использовать холод от промежуточного хладагента, имеющего температуру ниже температуры хранимого продукта. В конкретных условиях следует применять машину ХГМ соответствующей холодопроизводительности и мощности с использованием для получения холода в машине технических газов (воздуха, азота, гелия), достигающих в работающей машине температуры ниже температуры конденсации паров промежуточного хладагента, направляемого в испаритель-конденсатор.

Предложенные технология и устройство для конденсации паров СПГ непосредственно в изотермических металлических резервуарах имеет следующие преимущества в сравнении с традиционными способами конденсации паров с использованием компрессорно-холодильных установок, расположенных за пределами ИР СПГ:

- отпадает необходимость постоянного отвода паров СПГ наружу за пределы резервуара для их конденсации в наружной холодильной установке и слива жидкой фазы в ИР;
- исключается полностью потребность в строительстве компрессорно-холодильной установки на территории, занимаемой ИР СПГ;
- снижаются стоимость и эксплуатационные расходы объекта, эксплуатирующего системы хранения СПГ;
- повышается промышленная и экологическая безопасность системы хранения СПГ.

Реализация вышеуказанных инновационных технологий в одном объекте обеспечит отечественному изотермическому резервуаростроению высокоэффективное с экономической точки зрения энергосбережение, а также промышленную и экологическую безопасность сооружений.

Конструкционные методы⁶ снижения риска при эксплуатации ИР СПГ [1, 13–18]

Риск аварии – функция вероятности аварии и тяжести ее последствий, а именно материальных или человеческих потерь (в простом случае это произведение вероятности аварии на меру потерь). Риск – понятие, связанное с недостаточностью знаний о свойствах конструкции. Риск начинается там, где кончается знание. Пока конструкция работает в пределах проектных параметров, т.е. в области нашего знания, риск ее разрушения (повреждения) минимален. Эксплуатация резервуара при максимальных проектных нагрузках, в частности при максимальном уровне налива хранимого продукта, не является фактором риска. Циклический режим работы: налив и слив продукта в пределах расчетного количества циклов также не является фактором риска. И максимальные проектные нагрузки, и циклический режим нагружения – предусмотренные проектом состояния резервуара.

К факторам риска относятся: в первую очередь, человеческий фактор – грубое нарушение условий эксплуатации, которое может привести к резкому отклонению нагрузок от проектных параметров, например к резкому возрастанию внутреннего давления, угрожающему разрушением конструкции; во-вторых, отсутствие 100%-ных знаний о состоянии сварных соединений, длина которых измеряется сотнями, а в крупных резервуарах тысячами метров, а также о коррозионном состоянии, отсутствии или наличии межкристаллитной коррозии, возможности хрупкого разрушения и т.д. Во всех этих случаях факторы риска связаны с незнанием истинного состояния конструкции.

В мире широко применяется метод обследования конструкций, в частности резервуарных, на основе оценки риска – RBI (*англ.* risk based inspection). Идея метода простая: неизвестные нам факторы – потенциальные повреждения растут со временем. Проводя вовремя обследование, мы повышаем знание о состоянии конструкции и, соответственно, снижаем незнание, а следовательно, риск аварии. Периодичность проведения обследований определяется по методике RBI. Важно то, что речь идет именно

⁶ См. Ведомственные нормы на проектирование установок по производству и хранению сжиженного природного газа, изотермических хранилищ и газозаправочных станций (временные): ВНТП 51-1-88.

о снижении меры незнания. Снизить за счет обследований физическую причину старения, например постоянную общую коррозию, скорость которой строго определена и нам известна, невозможно в принципе.

Стандартный, узаконенный в ГОСТ 27411, прием повышения надежности – введение в формулы для расчета толщины элементов конструкции коэффициента надежности по ответственности сооружения, значение которого в зависимости от ответственности сооружения для изотермических резервуаров должно приниматься не менее 1,1...1,2. Применение этого коэффициента к резервуарам для хранения сжиженных газов влечет за собой повышение толщин основных элементов резервуара – стенки, кровли, днища, т.е. утяжеление и, соответственно, удорожание конструкции.

Приводит ли этот прием к повышению надежности и снижению риска аварии? По-видимому, нет. В обоих случаях: и при толщине конструкции, рассчитанной по принятым апробированным многолетней практикой методикам, и при толщине, увеличенной на 10...20 % по сравнению с толщиной, достаточной для обеспечения прочности, мы находимся в области знаний, не снижая факторы риска. Повышая толщину элементов конструкции сверх необходимой, мы пытаемся, находясь в области знаний свойств конструкции, улучшить эти свойства. Те факторы риска, а именно, незнание всех свойств конструкции и условий ее эксплуатации, которые могут привести к аварии, ни в коей мере при этом не снижаются, а могут даже и увеличиться. (Например, качество или реальный контроль качества сварных соединений при увеличенной толщине металла могут оказаться хуже.)

Идентификация опасностей при эксплуатации ИР выделяет внешние и внутренние источники опасности. Внешние связаны с аварийными ситуациями на соседних объектах при попадании рассматриваемого резервуара в зону действия поражающих факторов аварии – взрывной ударной волны, осколков и теплового излучения, а также с аварийными ситуациями при эксплуатации ИР (например, падением погружного насоса на крышу ИР при его обслуживании). Внутренние источники опасности связаны с физическими свойствами СПГ, конструктивными и технологическими решениями, характерными как для вертикальных резервуаров в общем, так и только для ИР.

Анализ реальных аварий на хранилищах СПГ выявил следующие основные опасности и возможные сценарии аварий [14]:

- образование пролива;
- пожар в проливе;
- выброс паров СПГ без последующего воспламенения;
- выброс паров СПГ с последующим воспламенением;
- взрыв паров СПГ в ограниченном пространстве.

Исходным событием возникновения и развития аварий является разгерметизация оборудования с дальнейшим выбросом газа. Исходя из особенностей конструкции резервуара все опасности можно разделить на две группы [15]:

1) связанные с воздействием на внешний корпус. Это воздействия цунами (если объект СПГ находится на побережье океана), сейсмическое (опасности – удар подвесной крыши о внешний резервуар, опрокидывание резервуара), штормового ветра, взрывов на соседних объектах, высоких температур в случае возникновения пожара в резервуарном парке;

2) связанные с воздействием на внутренний корпус. К внешним воздействиям, способным повлиять на корпус, следует отнести сейсмическое воздействие (возможны перелив продукта вследствие возникновения волн и потеря устойчивости нижнего пояса внутреннего резервуара), внешнее барическое воздействие (данная опасность связана с изменением давления в межстенном пространстве в результате колебания атмосферного давления), внешнее термическое воздействие в результате пожара на крыше.

Специфическим риском для ИР с засыпной теплоизоляцией является нарушение ее сплошности, вызванное ее уплотнением при температурных деформациях внутренней и внешней оболочек. Вследствие данного процесса нарушается тепловой режим работы хранилища, увеличиваются нагрузки на корпус со стороны уплотненного слоя изоляции и избыточного давления паров СПГ, а также возникает обмерзание конструкций.

Стратификация СПГ в хранилищах является серьезной технологической проблемой, которой уделяется большое внимание научными и промышленными организациями. Она возникает, как правило, при закачке без перемешивания нового СПГ в уже частично заполненный резервуар, в котором хранится

СПГ с характеристиками (компонентный состав, плотность, температура и др.), отличными от характеристик закачиваемого продукта. В результате расслоения происходят постепенный перегрев нижнего слоя относительно состояния насыщения при рабочем давлении в резервуаре и последующее резкое самопроизвольное смешение («переворачивание», или ролловер) слоев с интенсивным парообразованием СПГ, во много раз превышающим номинальное испарение.

Явление ролловера в хранилищах СПГ активно изучается специалистами уже более 40 лет. Большинство случаев связано с расслоением при доливке в не полностью опорожненный резервуар СПГ иного состава, чем уже находящийся в нем. Отмечены случаи ролловера за счет саморасслоения СПГ вследствие преимущественного выкипания из него азота, также явление может возникать в результате резкого падения барометрического давления.

Образование разделенных (стратифицированных) слоев при загрузке резервуара и их последующее самопроизвольное перемещение могут привести к значительному (в несколько десятков раз) увеличению скорости испарения продукта и давления паровой фазы, что в конечном итоге вызывает перенапряжение оболочечных конструкций резервуара, в том числе отрыв корпуса от днища и утечку продукта из емкости.

Существующие способы предотвращения ролловера можно разделить на четыре основные группы:

1) раздельное хранение СПГ, т.е. закачка СПГ различной плотности (состава) в разные резервуары;

2) заполнение и перемешивание с использованием эффекта плавучести. Способ подразумевает закачку относительно более легкой жидкости снизу, т.е. под слой хранимого продукта, а более тяжелой – наоборот, сверху. Согласно имеющимся на сегодня теоретическим проработкам способ позволяет обеспечить эффективное перемешивание жидкостей уже в процессе заполнения;

3) перемешивание после заполнения с использованием насосов. Предполагаются отбор СПГ из резервуара с помощью штатных погружных насосов и повторная его закачка в резервуар;

4) перемешивание после заполнения с использованием барботажа.

Оценка риска аварии ИР показывает, что наибольшая опасность аварии возникает при значительном, в несколько раз превышающем проектный уровень, повышении в ИР внутреннего давления, что чревато разрушением резервуара. Поэтому наиболее безопасными считаются двустенные ИР полного сдерживания, состоящие из открытой внутренней емкости, содержащей хранимый продукт, и внешней емкости, не проницаемой для жидкости и пара.

Внешний железобетонный резервуар может выдержать бóльшие аварийные нагрузки, чем внешний стальной резервуар, и как минимум удержит бóльшую часть СПГ в случае утечки из внутреннего резервуара, что ведет к повышению безопасности. Железобетонная крыша также имеет преимущества перед металлической с точки зрения защиты от механических воздействий и перегрева при пожаре на соседних объектах (см. ранее). Изотермические резервуары с внешним железобетонным корпусом применяются для хранения больших объемов СПГ – более 60000 м³.

Наиболее ответственная часть всего сооружения – внутренний резервуар. Такой фактор, как низкая эксплуатационная температура, который в сочетании с неизбежными конструктивно-технологическими несовершенствами может привести к хрупкому разрушению, предопределяет выбор материалов. При выборе материалов для внутренних конструкций изотермических резервуаров определяющим показателем является температура хранимого продукта. В качестве таких материалов применяют хладостойкие стали или алюминиевые сплавы.

При исполнении внутреннего корпуса резервуара в виде самонесущей конструкции выполняются расчеты гидростатической нагрузки и давления сыпучего изоляционного материала (обычно перлита). Существуют три варианта конструктивного решения фундамента ИР:

1) «на сваях», т.е. из свайного поля и монолитного ростверка;

2) из нижней и верхней (ростверка) железобетонных плит, соединенных колоннами;

3) «с подогревом» – железобетонная плита, оборудованная системой подогрева.

Варианты 1 и 2 предусматривают устройство проветриваемого пространства между ростверком и грунтом. В случае железобетонной внешней емкости фундаментная

плита является интегрированной частью емкости и жестко связана с внешней стенкой.

При сооружении ИР в зоне с сейсмической активностью можно применять системы эффективной сейсмической изоляции, в том числе скользящие маятниковые опоры [17] (рис. 11).

Для осуществления всех необходимых технологических операций при эксплуатации ИР оборудуется соответствующими патрубками. В современных конструкциях ИР врезки и патрубки в днище и стенке резервуара (как внешней, так и внутренней емкостей) не разрешаются. Патрубки для осуществления всех необходимых технологических операций при эксплуатации ИР располагаются на крыше резервуара.

Низкотемпературное хранение предъявляет высокие требования к качеству теплоизоляции. Теплоизоляцию ИР проектируют с таким расчетом, чтобы хладопотери продукта не превышали установленных нормативных величин. Конструкция теплоизоляции должна удовлетворять ряду требований, а именно: характеризоваться низкой теплопроводностью, малой проницаемостью для водяных паров, низкой адсорбцией влаги в периоды строительства и эксплуатации, технологичностью при монтаже, стойкостью к различным воздействиям (коррозионным, атмосферным и др.).

В качестве теплоизоляции ИР для СПГ чаще всего применяют засыпную изоляцию. Для засыпной теплоизоляции характерны оседание и уплотнение, возникающие в результате деформации стенок при изменении температуры. Внутренний корпус сжимается при охлаждении в процессе залива с образованием кольцевой щели, ширина которой



Рис. 11. Установленная скользящая маятниковая опора ИР СПГ, Греция

зависит от диаметра резервуара и перепада температур. Перемещение теплоизоляции может быть вызвано также случайной вибрацией грунта и действием ее собственного веса. Оседание и уплотнение изоляции потенциально может привести к потере устойчивости внутренней стенки при повторном цикле нагрева и охлаждения.

Конструктивные решения межстенного пространства при использовании засыпной теплоизоляции направлены на устранение дефектов, образование которых возможно в результате действия перечисленных факторов. Обычно насыпную изоляцию в двухстенных резервуарах применяют в комбинации со слоем эластичного материала – стекловолокна, частично компенсирующего тепловые деформации конструкций. В качестве засыпки обычно используют вспученный перлитовый песок. Возможны и другие решения.

В СССР первые работы в области изотермического хранения СПГ, в том числе в хранилищах большого объема, проводились начиная с 1970-х гг. Специально для строительства ИР, содержащих низкотемпературные сжиженные газы с температурой хранения от минус 100 до минус 170 °С, в ЦНИИЧерМет были разработаны конструкционные криогенные легированные никелем стали 0НЗ, 0Н6, 0Н9 с содержанием никеля 3...9 %, а также технологии их сварки и сварочные материалы. ЦНИИСК им. В.А. Кучеренко и другими организациями разработаны методы⁶ расчета резервуаров, заполненных жидкостью.

Анализ риска аварии ИР, выполненный НПК «Изотермик» на примере жидкого аммиака [1], показал, что наиболее вероятная внутренняя причина разрушения резервуара – повышение внутреннего давления в результате выхода из строя установки компримирования газа, отказа или сбоя в работе предохранительных клапанов, нарушения технологии эксплуатации и др. Риск аварии по этой причине несопоставимо выше риска аварии из-за развития внутренних, не выявленных при монтаже, дефектов сварных соединений и т.п. Вертикальный цилиндрический резервуар с плоским днищем и купольной или конической крышей, способный выдерживать гидростатическое давление 2...3 кгс/см², не предназначен для сдерживания внутреннего давления газа, которое неизбежно возникает при постоянном испарении сжиженного газа. Проектное избыточное давление

газа в проектах прошлых лет полагалось равным $0,1 \text{ кгс/см}^2$; в современных проектах это, как правило, $0,12 \dots 0,18 \text{ кгс/см}^2$. При росте сверх проектной величины внутреннего давления происходит стремительный рост напряжений на участках резкого изменения геометрии оболочки: на стыке цилиндрической стенки с плоским дном, а также на стыке стенки с крышей. Причина в том, что внутреннее давление, действуя во всех направлениях, в том числе на крышу, создает огромную подъемную силу, которая вызывает большие изгибные напряжения в верхнем уторном узле и через стенку резервуара передается на нижний уторный узел. От деформации окраечной части дна и разрушения соединения стенки с дном предохраняет анкерное крепление стенки ИР к фундаменту. При давлении, в два-три раза превосходящем проектное, напряжения в этих зонах могут превысить предел прочности материала, что чревато разрушением сварных соединений стенки и крыши, а при повышенной прочности соединения стенки с крышей – недопустимой деформацией и обрывом анкеров и затем разрушением соединения стенки и дна.

Например, при диаметре резервуара 50 м и внутреннем давлении $0,3 \text{ кгс/см}^2$ (т.е. 3 т/м^2) подъемная сила составляет 5900 т , при этом нагрузка на сварное соединение стенки и крыши составляет $37,5 \text{ т/м}$. Согласно расчетам давление $0,35 \dots 0,40 \text{ кгс/см}^2$ не способен выдержать практически ни один металлический ИР из доступных отечественных и зарубежных проектов. Оценки подтверждаются фактическими данными: авария ИР жидкого аммиака в г. Ионава (Литва, 1989 г.), сопровождавшаяся растяжением и обрывом анкеров и затем отрывом стенки резервуара от дна, произошла при повышении внутреннего давления до значения порядка $0,4 \text{ кгс/см}^2$.

Оценка риска также показывает, что следование некоторым традиционным нормативным требованиям оказывается неэффективным. Например, требование о применении при проектировании ИР повышенного коэффициента надежности по ответственности сооружения ($\gamma_n > 1,1$) снижает риск аварии незначительно – пропорционально γ_n . Расчет показывает, что при увеличенной в $1,1$ раза толщине стенок резервуара давление для достижения уровня разрушающих напряжений повышается также в $1,1$ раза.

Таким образом, приходим к выводу, что риск аварии ИР с двойным силовым корпусом и двумя герметичными купольными крышами в основном зависит от надежности работы компрессорной установки и пропускной способности предохранительных клапанов и в незначительной степени определяется увеличением сечений конструктивных элементов из-за применения повышенного γ_n . При резком повышении внутреннего давления в результате стратификации или при длительном выходе из строя компрессорной установки и недостаточной пропускной способности предохранительных клапанов сначала внутренний, а затем и наружный резервуары с большой вероятностью могут быть разрушены, и тогда уже речь пойдет не о предотвращении разрушения, а о контролируемом разрушении, т.е. о конструктивных мероприятиях, препятствующих отрыву стенки от дна. К таким конструктивным решениям относятся проектирование легкосбрасываемой крыши или повышение прочности анкерных креплений. В то же время, применение оптимальных конструктивных решений может снизить риск аварии ИР на два-три порядка.

Следующий по степени опасности сценарий аварии ИР, в ходе которого также может произойти частичная разгерметизация резервуара, содержащего сжиженный газ, – это потеря устойчивости стенки резервуара в результате образования вакуума при превышении скорости откачки продукта и/или неотключенном компрессоре. Такое развитие аварии менее опасно. В зону потери устойчивости вовлекается часть стенки, находящаяся выше уровня хранимой жидкости, поэтому такой сценарий аварии с большей вероятностью может привести к разгерметизации стенки и крыши, но не к разливу жидкости.

Даже если допустить возможность потери устойчивости наружным резервуаром, она может выразиться в образовании волнообразных деформаций стенки резервуара в кольцевом направлении с одной полуволной по высоте стенки и с возможным отрывом крыши от стенки (то, что произошло в США в 1978 г.). При потере устойчивости наружного резервуара жидкий продукт остается во внутреннем резервуаре, который полностью сохраняет при этом работоспособность. Внутренний резервуар, выполненный в виде открытого стакана и не подверженный действию осевых

сжимающих нагрузок и вакуума, в принципе не может потерять устойчивость.

Согласно современным представлениям, подтвержденным выполненным в НПК «Изотермик» анализом риска, наиболее безопасной признана конструкция ИР, состоящая из открытого внутреннего резервуара («стакана») с подвесной паропроницаемой крышей и герметичного наружного корпуса [1]. Причина надежности такой конструкции в том, что внутренний резервуар, непосредственно содержащий жидкость, не подвержен давлению газа, так как в силу проникновения пара через подвесную крышу давление газа внутри него и снаружи одинаково. Поэтому основная наиболее вероятная и опасная причина разрушения внутреннего резервуара в данном случае в принципе исключена.

Конструкция внутреннего резервуара в виде стакана с паропроницаемой подвесной крышей обеспечивает максимальную из возможных вариантов надежность (см. ранее) и имеет ряд других преимуществ. Поскольку подвесная крыша негерметична, обеспечивается невозможность создания во внутреннем резервуаре чрезмерного избыточного давления или вакуума, которые могут привести к превышению прочности либо потере устойчивости.

Для хранения большинства сжиженных газов при низких температурах, в том числе и СПГ, не характерно повреждение в виде общей коррозии металла (для резервуаров нефти и нефтепродуктов это основной повреждающий фактор). По многолетнему опыту обследования резервуарных конструкций и трубопроводов, даже после 20 лет и более эксплуатации в среде жидкого продукта на сталях марок 09Г2, 09Г2С, 17ГС и аналогичных, и тем более никелевых сталях 0Н6 и 0Н9, не наблюдается ни малейших следов коррозии. Поэтому коррозионный механизм разрушения основных элементов ИР не рассматривается.

Внутренний резервуар изготавливается из стали 0Н9 (или из ее зарубежного аналога ASTM A-553 Type 1), отличающейся высокой ударной вязкостью, предназначенной для работы при низких температурах и не склонной к образованию трещин в сварных соединениях. При качественно выполненном монтаже резервуара и надежном контроле качества сварных соединений физических причин для образования и роста усталостных трещин в корпусе внутреннего резервуара нет. Корпус

внутреннего резервуара, выполненный без грубых дефектов, способен выдержать десятки тысяч циклов полных налива и слива жидкого продукта. Поэтому при надлежащем контроле качества сварочных и прочих монтажных работ и соблюдении правил эксплуатации ИР вероятность образования и роста усталостных трещин в сварных соединениях внутреннего резервуара и его хрупкого разрушения при нагружении его только гидростатической нагрузкой СПГ чрезвычайно мала. По оценкам Американского института нефти (*англ.* American Petroleum Institute, API), даже для нефтяных резервуаров, выполненных из значительно менее вязких сталей, она составляет 10^{-7} год⁻¹. Для ИР она в 10 раз меньше: 10^{-8} год⁻¹.

При полистовой сборке оболочек внутреннего и наружного резервуаров со смещением листов в соседних поясах исключаются протяженные вертикальные монтажные сварные швы (в отличие от рулонной сборки). Поэтому хрупкое разрушение внутренней стенки в результате распространения протяженной вертикальной трещины практически исключено. Наиболее неблагоприятный сценарий проникновения жидкости из внутреннего резервуара во внешний – течь в днище или стенке через не выявленный при монтаже дефект сварного соединения, что не может привести к аварии резервуара.

Наружный резервуар в процессе эксплуатации не испытывает гидростатических нагрузок со стороны продукта, следовательно, физических причин для образования и роста трещин в сварных соединениях слабонагруженного наружного резервуара нет в принципе. Поэтому сценарий хрупкого разрушения внутреннего резервуара и одновременно с этим аварийного повышения давления, приводящего к разрушению наружного резервуара с проливом жидкого продукта во внешнюю среду, считается невероятным и не рассматривается. Вероятность такого события не превышает 10^{-14} год⁻¹.

При любом повреждении внутреннего резервуара наружный резервуар полностью удержит содержимое от пролива во внешнюю среду. По этой причине основное требование к наружному корпусу – не столько сдерживание гидростатического давления в целях предотвращения полного разрушения внутреннего резервуара, сколько защита внутреннего резервуара от внешних воздействий. Этой цели в наибольшей степени

соответствует прочный железобетонный наружный корпус из предварительно напряженного железобетона. Для ИР СПГ объемом 100 тыс. м³ и более толщина железобетонного корпуса может составлять 0,5...1 м. Под наружными понимаются вполне определенные воздействия ограниченной интенсивности: например, удар о корпус летящего со скоростью 50 м/с предмета массой 50 кг (осколки конструкции при взрыве на соседнем объекте) или аварийное падение на купольную железобетонную крышу погружного насоса массой до 4 т с высоты до 2 м и т.п. Падение самолета или авиационной бомбы не подразумевается. Под воздействия такого рода современные конструкции ИР не проектируются.

На основании анализа зарубежного и отечественного опыта проектирования ИР и технологий хранения СПГ предлагаются мероприятия, направленные на снижение вероятности (частоты) реализации аварийных ситуаций на ИР и повышение надежности их эксплуатации, а именно:

- проектирование трубопроводной обвязки по методике, исключающей появление разрывов на полное сечение;
- проектирование резервуара без врезок во внутренний резервуар;
- оборудование ИР системой верхнего налива, минимизирующей вероятность образования стратифицированных слоев и ролловера;
- использование хладостойких и прочных сталей;
- применение предохранительных клапанов с более узким диапазоном срабатывания;
- применение средств и технологий, исключающих образование пожара на сбросных клапанах и вблизи ИР;
- оснащение ИР системой комплексного интегрального мониторинга технического состояния [18];
- ужесточение требований по неразрушающему контролю сварных соединений;
- применение способов сооружения, исключающих образование хрупкой структуры сварных соединений металла при сооружении ИР в условиях экстремальных температур;
- внедрение системы сигнализации уровня и расслоения;
- подготовка грунтового основания с целью создания однородности и равной несущей способности грунта под всей площадью

фундаментной плиты резервуара и в радиусе не менее 3 м за его пределами;

- обогрев фундаментной плиты для предотвращения промерзания грунта под резервуаром (в случае фундамента с подогревом);
- оборудование части крыши резервуара под основной площадкой обслуживания насосов отбортованным листом 9%-ной никелевой стали, обеспечивающим защиту от возможных утечек СПГ с площадки обслуживания;
- рентгенографический, дублирующий ультразвуковой контроль, капиллярная дефектоскопия, контроль с использованием вакуум-камеры всех сварных соединений внутреннего и внешнего корпусов, днищ внутреннего и внешнего резервуаров, покрытия;
- предварительное напряжение железобетонной стенки после бетонирования с помощью пучков высокопрочных стальных канатов, проложенных в специальных внутренних желобах и замоноличенных раствором после натяжения;
- обязательное преднапряжение в горизонтальном направлении;
- бетонирование купольной крыши слоями для уменьшения нагрузки на облицовку или поддержка облицовки поддувкой воздухом;
- недопущение утечки холодного продукта из внешнего резервуара в случае его утечки из внутренней емкости;
- при расчетах железобетонных конструкций должны быть учтены внешние нагрузки, деформации усадки, нагрузки преднапряжения (как в процессе строительства, так и при эксплуатации) и условия совместности деформаций в узлах сопряжения стенки с фундаментом и стенки с крышей;
- применение специальных средств сейсмической изоляции.

Меры снижения ущерба при вероятной реализации аварийных ситуаций:

- применение запорной арматуры с дистанционным управлением;
- выдерживание безопасных расстояний от ИР или парка ИР до смежных или сторонних зданий и сооружений;
- применение систем автоматического пожаротушения, в том числе для предотвращения нагрева СПГ при пожаре на технологических трубопроводах;
- проектирование площадки, исключающей загроможденность пространства (для исключения взрывного сгорания

газопаровоздушных смесей (ГПВС) в режиме детонации);

- оснащение ИР автоматическими установками водяного орошения на крыше и боковых поверхностях оболочки, площадках обслуживания, запорной и регулирующей арматуре;

- устройство водяных завес для предотвращения распространения пожара и рассеяния облака ГПВС на территорию производственных и сторонних объектов.

Учитывая, что ИР может находиться не на территории завода и не на территории грузового терминала, а отдельно – в отдалении от промышленных площадок, т.е. там, где отсутствует необходимость защищать внутренний резервуар от внешних воздействий, «НПК Изотермик» предлагает в этом случае выполнять наружный резервуар из стали, что обеспечивает более экономичные и целесообразные изготовление и монтаж резервуара.

Инновационные технологии. Уровень развития оборудования хранилищ СПГ

Главным элементом оборудования хранилищ СПГ считаются насосы, обеспечивающие наполнение и опорожнение ИР, циркуляцию СПГ в ИР во время хранения. В России АО «ЛГМ» разработана линейка криогенных насосов для применения в системах хранения заводов по сжижению природного газа, танках судов-газовозов, топливных системах судов с использованием газомоторного топлива, а также в СПГ-терминалах.

Коллектив АО «ЛГМ» прошел путь от технических исследований до серийного производства электронасосов со встроенными электродвигателями, которые работают непосредственно в криогенной среде в погружном состоянии. Насосы этого типа используются для перекачки СПГ в различных технологических процессах как в системах погрузки-разгрузки СПГ, так и в системах его хранения. Разработанная линейка электронасосов имеет следующие технические характеристики:

- расход СПГ от 100 до 2300 м³/ч;
- напор до 400 м;
- допускаемый кавитационный запас 1,0...1,5 м;
- мощность электродвигателя от 150 до 1200 кВт.

За сутки такой насос может перекачать до 55000 м³ СПГ.

По эксплуатационным характеристикам насосы, разработанные АО «ЛГМ», не уступают импортным аналогам Ebara, Shinko, Nikkiso, а также имеют схожие габаритные параметры, что позволяет использовать оборудование взамен импортных аналогов, установленных на действующих объектах. Один подобный насос может обеспечить работоспособность ИР объемом до 60000 м³. При востребованности таких насосов и соответствующем финансировании линейка насосов может быть расширена в короткие сроки.

ООО «НПФ «Контех-Крио» разработало двухступенчатый вертикальный герметичный центробежный насос НкпГ1-12/230, подача которого равна 12 м³/ч с напором 230 м. Мощность электродвигателя составляет 15 кВт. Предприятие имеет большой опыт создания насосов для перекачки кислорода, азота, аргона в жидком состоянии. При финансировании ООО «НПФ «Контех-Крио» способно в короткие сроки расширить линейку насосов для перекачки СПГ.

АО «РЭП Холдинг» для применения на заводе по производству СПГ «Криогаз-Высоцк» спроектировало и изготовило центробежный компрессор для холодильного цикла К 905-71-1С. Компания стала первым в России и третьим в мире производителем компрессорного оборудования данного типа.

В России есть и другие предприятия, выпускающие насосы для перекачки криогенных жидкостей, которые могут перейти на выпуск насосов для СПГ. В этой связи в России в настоящее время имеются все конструкторские, технологические и производственные мощности по выпуску погружных насосов для обеспечения работоспособности ИР объемом от сотен до сотен тысяч кубометров СПГ. Например, Инжиниринговая компания Intratool подготовила для российского потребителя новый уникальный продукт – мобильный (быстровозводимый) мини-СПГ-комплекс на обратном цикле Брайтона контейнерного типа; эта установка мощностью от 3 до 12 т СПГ в сутки не требует капитального строительства и подготовленных площадок, мобильна в условиях удаленных районов. Другим видом оборудования являются запорная, запорно-регулирующая арматура и клапаны. Для криогенных жидкостей их традиционно производят ПАО «Криогенмаш», АО «Гелиймаш», ООО «Криомаш БЗКМ»,

АО «Курганхиммаш» и др. Выпуск этого вида оборудования происходит постоянно, конструкторские и производственные мощности имеются. Все дело опять же в востребованности оборудования и финансировании.

В связи со сказанным можно резюмировать, что российские предприятия готовы выпускать ключевое оборудование для обеспечения работоспособности ИР объемом 10 тыс. м³ и более.

Нормативно-техническое обеспечение хранения СПГ

Наиболее существенное влияние на технико-экономические характеристики и безопасную эксплуатацию хранилищ СПГ оказывает наличие нормативно-технической документации^{5,6,7} (НТД). В НТД различного уровня (СП, ГОСТ Р, СТО, ФНП) должен быть сформулирован целый ряд требований:

- к оценке риска при выборе конструкций резервуара;
- материалам и конструкциям ИР;
- расчетам конструктивных элементов резервуара – металлических, железобетонных, теплоизоляционных и фундаментных конструкций;
- приборам, оборудованию, арматуре;
- изготовлению и монтажу;
- системам безопасности ИР;

- требования промышленной, пожарной безопасности и охраны окружающей среды.

В России вопросы проектирования хранилищ СПГ до недавнего времени регламентировались ведомственными нормами⁶, выпущенными еще в СССР. Этот документ являлся временным, но единственным в РФ и устанавливал максимальный допустимый объем хранения СПГ в наземных изотермических резервуарах общим объемом 8000 м³ при единичной емкости не более 600 м³, что не удовлетворяло современным требованиям к этим хранилищам. Недостаток нормативных документов преодолелся разработкой специальных технических условий (СТУ) на каждый проект ИР. При разработке СТУ использовались нормативные документы из смежных областей создания аналогичных конструкций. Однако это удлиняло сроки проектирования в связи с необходимостью разработки самих документов и утверждения их в Главгосэкспертизе.

В последнее время в РФ разработаны нормативные документы^{5,8,9}, в основном отражающие вышеперечисленные требования к хранилищам СПГ. Документы гармонизированы с зарубежными нормами⁴ и создают основу для продвижения отечественных разработок на российский рынок. Однако они нуждаются в актуализации, например, в расширении применения. Так, ГОСТ Р 56352-2015 и СП 240.1311500.2015 не распространяются на объекты малотоннажного производства и потребления СПГ в количестве, не превышающем 200 т, при единичном объеме криогенного резервуара, не превышающем 260 м³, и с избыточным давлением не более 0,8 МПа. А действие СП 495.1325860.2020⁵ (разработчик – ООО «НПК Изотермик») ограничено применением цельно-металлических резервуаров объемом не более 60000 м³, устанавливаемых в несейсмоопасных районах. СТО Газпром 2-3.4-1215-2020 (один из разработчиков – ООО «НПК Изотермик»), в котором освещены вопросы наружных преднапряженных железобетонных оболочек, имеет ведомственный характер. Что касается ГОСТов Р 58027-2017/EN 14620-1:2006, Р 58032-2017/EN 14620-2:2006, Р 58028-2017/EN 14620-3:2006,

⁷ См. Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа. Общие требования безопасности: ГОСТ Р 56352-2015.

Хранилища сжиженного природного газа. Требования пожарной безопасности: СП 240.1311500.2015.

Инфраструктура для производства, хранения и отгрузки сжиженного природного газа.

Хранилище. Общие технические условия: СТО Газпром 2-3.4-1215-2020.

Проектирование и производство на месте вертикальных цилиндрических стальных емкостей с плоским дном для хранения охлажденных сжиженных газов с рабочей температурой от 0 до –165 °С: Ч. 1: Общие положения: ГОСТ Р 58027 2017/EN 14620-1 2006; Ч. 2: Металлоконструкции: ГОСТ Р 58032 2017/EN 14620-2 2006;

Ч. 3: Компоненты бетона: ГОСТ Р 58028 2017/EN 14620-3 2006; Ч. 4: Изоляционные компоненты: ГОСТ Р 58029 2017/EN 14620-4 2006;

Ч. 5: Испытания, высушивание, очистка и охлаждение: ГОСТ Р 58030 2017/EN 14620-5 2006.

Правила безопасности объектов сжиженного природного газа: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности: разработаны в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

⁸ См.: ГОСТ Р 56352-2015, СП 240.1311500.2015, СТО Газпром 2-3.4-1215-2020.

⁹ См.: Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Общие технические требования: ГОСТ Р 55892-2013.

Р 58029-2017/EN 14620-4:2006, Р 58030-2017/EN 14620-5:2006, то данные документы, принятые в 2017 г., требуют глубокой переработки и гармонизации с отечественными нормами и правилами, а также спецификой и опытом проектирования.

Дальнейшее развитие нормативно-технического обеспечения систем хранения СПГ связано с доработкой и актуализацией этих документов в части освещения вопросов сооружения крупнотоннажных ($> 60000 \text{ м}^3$) комбинированных (металлических и железобетонных) ИР, а также возведения и безопасной эксплуатации ИР в сейсмоопасных районах. В настоящее время ООО «НПК Изотермик» разработал СП «Изотермические резервуары для хранения сжиженных газов. Правила обследования и мониторинга технического состояния», в котором освещены вопросы обеспечения безопасной эксплуатации ИР СПГ и условия непрерывной работы этих сооружений по фактическому техническому состоянию.

Анализ современного состояния и перспектив развития производства СПГ в России и мире [19–22], позволяет спрогнозировать развитие изотермического резервуаростроения, являющегося составной частью производства и потребления СПГ. Как было отмечено выше, тоннажность хранения жестко не привязана к тоннажности производства СПГ. Однако в последнее время бурный рост малотоннажного производства СПГ в России и мире привел к трансформации крупнотоннажных проектов и в соответствии с этим к расширению применения малотоннажных резервуаров для хранения СПГ. Так, на каждом крупнотоннажном терминале СПГ вводятся дополнительные функции и услуги, такие как:

- перевалка на малые газозовы;
- бункеровка;
- заправка автомобильных цистерн для снабжения удаленных потребителей;
- заправка железнодорожных цистерн для поставки СПГ по железной дороге;
- заправка контейнеров-цистерн ISO.

По всему миру уже построенные терминалы модернизируются под малотоннажные операции. Кроме того, малотоннажные ИР в зависимости от формы потребления топлива необходимы для газовых электростанций, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, промышленных и бытовых котельных, населения (требуется топливо в газообразном

состоянии); а также для грузового и пассажирского автотранспорта, морских и речных судов, железнодорожных локомотивов, самолетной и вертолетной техники, ракетно-космической техники (требуется топливо в жидком состоянии). Такая востребованность создает определенный тренд в развитии малотоннажного резервуаростроения, которое может не только удовлетворять отечественные потребности в СПГ (газификация регионов, морское и газомоторное топливо), но и обеспечить приграничную торговлю с Китаем и Европой.

Таким образом малотоннажное резервуаростроение может быть востребовано в более широком диапазоне за счет сооружения самостоятельных терминалов хранения СПГ областного, регионального и приграничного масштабов. А оснащение таких терминалов отечественными инновационными решениями в области конструкций, изготовления, монтажа, технологий хранения и сжижения СПГ [1–18] дают возможности максимально безопасно эксплуатировать хранилища СПГ с минимальными энергетическими и экономическими затратами.

В заключение отметим перспективность применения BIM-технологии (*англ.* building information modeling) при проектировании, сооружении и эксплуатации резервуаров для хранения СПГ. Технологии BIM, или информационное моделирование сооружения, все чаще применяются в строительстве. Их особенность в том, что объект (хранилище) проектируется как единое целое. Изменение какого-либо параметра влечет за собой автоматическое изменение связанных с ним элементов и объектов, вплоть до чертежей, визуализаций, спецификаций, физико-технических характеристик и параметров, календарного графика и сроков службы объекта. Это полноценный цифровой двойник создаваемого сооружения, который позволяет автоматизировать процесс создания и выпуска документации. Любой запроектированный элемент состоит не только из собственно геометрии, но и из данных о том, что он собой представляет, вплоть до стоимости и производителя.

Таким образом в информационную модель закладывается гораздо больше данных, чем в классический плоский проект. Представляется, что BIM-модели нужны не только всем участникам строительства, так как помогают не только автоматизировать проверку

качества, гарантировать точность количественных показателей и взаимовязанность всей проектной документации, но и автоматизированно следить за изменениями технического состояния объекта в процессе эксплуатации на основе оценки риска вплоть до ликвидации и утилизации объекта.

Создание инжинирингового научно-производственного центра по хранению СПГ [23, 24]

Успешное решение вышеперечисленных вопросов и проблем хранения СПГ наиболее эффективно с помощью комплексного инжиниринга. Анализ импортозамещения в области хранения СПГ показывает, что в России нет квалифицированного инжиниринга в сфере сооружения хранилищ СПГ «под ключ» [14]. Так, на долю нефтяной, нефтегазовой и химической промышленности приходится только 4 % российского рынка инжиниринговых услуг [14]. Это связано с тем, что системы хранения, как правило, входят в состав заводов по сжижению газа, которые сооружают на условиях EPC¹⁰-контракта обладатели лицензионных технологий сжижения. И заказчики (т.е. наши отечественные компании) вынуждены закупать и хранилища СПГ, а отечественным подрядчикам остается адаптация этих проектов к отечественной нормативной базе. Это подкрепляется, как было показано выше, отсутствием некоторых видов отечественного оборудования (погружных насосов большой производительности, компрессоров и т.п.). Тем не менее РФ сама способна проектировать, изготавливать и сооружать наземные изотермические резервуары СПГ, которые при наличии достаточного количества заказов могут быть конкурентноспособными.

Далее предлагается в рамках реализации Программы производства СПГ для решения проблем импортозамещения создать инжиниринговый Российский научно-производственный центр по хранению СПГ (РНПЦ СПГ) со следующими целями и задачами [23, 24].

¹⁰ EPC (англ. engineering, procurement and construction). При использовании EPC-контракта подрядчик: выполняет изыскательные, проектные и согласовательные работы (инжиниринг); производит выбор и закупку материалов и оборудования для выполнения всего проекта (снабжение); осуществляет строительные, сборочные и пусконаладочные работы.

1. Создание системы отечественного инжиниринга сооружения «под ключ» стационарных хранилищ СПГ.

2. Разработка и научно-техническое сопровождение проектов:

- разработка проектов малых и малотоннажных ИР (600...5 тыс. м³) и терминалов для автономных энергетических комплексов энергообеспечения транспортной инфраструктуры, отдаленных и малонаселенных областей страны (в том числе освоение арктического шельфа);
- разработка проектов среднетоннажных ИР (500...60 тыс. м³);
- разработка проектов особо опасных и технически сложных крупнотоннажных резервуаров и терминалов СПГ (100 тыс.... 240 тыс. м³).

3. Разработка инновационных конструкций для хранения СПГ на основе теории рисков и анализа опыта эксплуатации (инциденты, аварии, катастрофы) опасных производственных объектов (ОПО).

4. Создание нормативной базы для проектирования и технологических решений по системам хранения СПГ.

5. Инжиниринг сооружения «под ключ» хранилищ СПГ:

- обеспечение материалами и оборудованием;
- изготовление и сооружение;
- пуско-наладочные работы;
- авторский надзор;
- консультационные услуги по техническому диагностированию, ремонту, изготовлению, монтажу, эксплуатации и ликвидации ОПО.

6. Совершенствование методов и практики обследования, диагностирования, мониторинга рисков и технического состояния резервуаров СПГ:

- разработка и актуализация НТД;
- организация и проведение работ по обеспечению безопасной эксплуатации ИР.

7. Разработка научных основ безопасного хранения СПГ:

- обобщение и анализ мирового научно-технического и нормативно-методического опыта по проблемам хранения СПГ;
- разработка НТД по безопасности и рискам (оценка, снижение, управление) хранения СПГ;

- разработка научно-методических основ мониторинга промышленных, пожарных и экологических рисков при хранении СПГ.

8. Разработка программного обеспечения, связанного с проектированием, изготовлением, монтажом и эксплуатацией хранилищ СПГ.

9. Учебно-методическая работа по подготовке и повышению квалификации специалистов в области хранения СПГ.

10. Разработка концепции и создание межотраслевого центра мониторинга техногенных рисков изотермических хранилищ (стационарных и мобильных) сжиженных природных газов (ЦМТР СПГ).

Цель ЦМТР СПГ – анализ и передача в режиме реального времени, исключая человеческий фактор, информации о техногенных рисках и техническом состоянии стационарных и мобильных хранилищ СПГ для принятия компетентными органами решений об их дальнейшей эксплуатации. Для создания РНПЦ СПГ необходимы внешние государственные (Минэнерго РФ, Минэкономразвития РФ, Минфин РФ, Минтранс РФ, Минпромторг РФ, Минстрой РФ, Минвостокразвития РФ, ГК «Ростех») и частные инвестиции. НПК «Изотермик» готов участвовать в создании и работе этого центра.

Таким образом, успешная реализация Программы производства СПГ в части сооружения хранилищ СПГ вполне возможна при решении поднятых в статье вопросов.

Таким образом, в настоящее время РФ способна проектировать, изготавливать и сооружать наиболее востребованные емкости для хранения СПГ – вертикальные цилиндрические наземные ИР любого тоннажа. Российские предприятия готовы выпускать ключевое оборудование для обеспечения работоспособности ИР объемом до 10 тыс. м³. ИР больших размеров требуют продолжения работ по расширению линейки уже созданных образцов. Для

этих целей необходимы два основных условия: востребованность отечественных конкурентоспособных технологий и оборудования сжижения и обеспечение финансирования в должном объеме. И кроме того, необходимо возобновить производство хладостойкой стали 0Н9, специально разработанной для СПГ.

Наиболее освоены отечественными производителями малые и малотоннажные ИР объемом до 5000 м³. Их успешному продвижению на рынок будет способствовать выполнение Программы производства СПГ.

Большая потребность в средне- и крупнотоннажных хранилищах СПГ должна стимулировать, в условиях санкционных рисков, заинтересованность в них отечественных потребителей и способствовать развитию соответствующих компетенций в этой области.

Современное изотермическое резервуаростроение способно сооружать практически безопасные в эксплуатации (с надежностью 10⁻⁸ [13])^{4,5} хранилища СПГ.

Разработка в последние годы НТД^{4,5} по проектированию и обследованию технического состояния ИР с последующей ее актуализацией и гармонизацией с зарубежными нормами позволяет сооружать и эксплуатировать ИР на современном научно-техническом конкурентоспособном уровне.

Внедрение предлагаемых инновационных конструкций, способов сооружения и систем хранения СПГ позволит сооружать конкурентоспособные, высокотехнологичные, высокоэффективные с экономической и энергетической точки зрения, а также промышленной и экологической безопасности хранилища.

Решению проблем хранения СПГ может способствовать создание инженерингового Российского научно-производственного центра по хранению СПГ (РНПЦ СПГ).

Успешное развитие технологии хранения СПГ явится основой дальнейшего развития систем хранения в водородной энергетике.

Список литературы

1. Ханухов Х.М. Конструкционные мероприятия по повышению безопасности и снижению риска эксплуатации изотермических резервуаров для хранения жидкого аммиака / Х.М. Ханухов, А.В. Алипов, Н.В. Четвертухин и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2015. – № 8. – С. 74–82.
2. Ханухов Х.М. Инновационные конструктивные решения изотермических резервуаров для хранения сжиженных газов / Х.М. Ханухов, А.В. Алипов, Н.В. Четвертухин и др. // Совершенствование проектирования и строительства металлических резервуаров. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2019. – С. 3–13.

3. Ханухов Х.М. Инновационные решения систем хранения сжиженного природного газа / Х.М. Ханухов, Н.В. Четвертухин, А.В. Алипов и др. // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – № 1 (42): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 103–109.
4. Ханухов Х.М. Инновационные конструкции и способы сооружения изотермических резервуаров / Х.М. Ханухов, Н.В. Четвертухин, В.А. Функ и др. // Промышленное и гражданское строительство. – 2021. – № 2. – С. 4–11.
5. Khanukhov Kh.M. Scientific research of the SCO countries: synergy and integration / Kh.M. Khanukhov, N.V. Chetvertukhin, I.I. Simonov // Structural and technological innovations in the storage of liquefied gases: Proc. of the International conference. – Beijing, China, 2021. – Ч. 2. – С. 169–177.
6. Патент на полезную модель RU № 153344. Устройство для хранения сжиженных газов: заявка № 2014153848/03 от 30.12.2014; опубл. 10.07.2015 / Х.Х. Ханухов, А.В. Алипов, С.В. Зимина и др.; патентообладатель ООО «НПК Изотермик».
7. Ханухов Х.М. Инновационные методы сооружения резервуаров для хранения опасных веществ / Х.М. Ханухов, Н.В. Четвертухин, В.А. Функ и др. // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 5. – С. 33–37.
8. Khanukhov Kh.M. Innovations in the manufacture and installation of vertical cylindrical metal tanks for the storage of hazardous substances / Kh.M. Khanukhov, N.V. Chetvertukhin // Improving the management of the region's social economic development based on risk management. – Birmingham, UK, 2021. – С. 110–116.
9. Патент № 2619022С1 Российская Федерация, МПК В65D 90/08 (2006/01), В65D 6/22 (2006/01). Резервуар, изготовленный из изогнутой в виде спирали металлической полосы: заявка № 2015151168, 27.11.2015; опубл. 11.05.2017 / ЛИПП Ксавер (DE).
10. Патент № 23911471 С2 Российская Федерация, МПК E04G 21/00(2006.01), B28C 5/00(2006.01). Способ и установка приготовления и инерционной укладки с уплотнением бетонной смеси: заявка № 2008151523/03, 25.12.2008; опубл. 10.06.2010 / Г.Г. Аракелян; патентообладатель Производственно-строительная фирма «Грантстрой».
11. United States Patent. Arakelyan exal. NUA 8.696, 190B2.Apr.15.2014.
12. Патент на изобретение № 2743874С1 Российская Федерация. Устройство для хранения сжиженных газов: заявка №2020113298, 10.12.2019; опубл. 01.03.2021 / Х.Х. Ханухов, А.В. Алипов, Н.В. Четвертухин и др.; патентообладатель ООО «НПК Изотермик».
13. Ханухов Х.М. Конструкционные методы снижения риска при эксплуатации изотермических резервуаров для хранения СПГ / Х.М. Ханухов, А.В. Алипов, Н.В. Четвертухин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 1 (29): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 249–258
14. Ханухов Х.М. Нормативно-техническое и организационное обеспечение безопасной эксплуатации резервуарных конструкций / Х.М. Ханухов, А.В. Алипов // Предотвращение аварий зданий и сооружений: сб. науч. тр. – М., 2011. – Вып. 10. – С. 384–422. – <https://prevdis.ru/normativno-tehnicheskoe-i-organizatsionnoe-obespechenie-bezopasnoj-ekspluatatsii-rezervuarnyh-konstruktsij/?ysclid=160u07bw3e631947367>
15. Рахманин А.И. Обеспечение безопасности резервуаров для хранения природного газа с учетом негативных эксплуатационных факторов: дис. ... канд. техн. наук / А.И. Рахманин. – М.: Российский государственный университет (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. – 137 с.
16. Лесконог А.А. Особенности и основные проблемы обеспечения промышленной безопасности терминалов сжиженного природного газа / А.А. Лесконог, Г.Ю. Чуркин // Безопасность труда в промышленности. – 2016. – № 12. – С. 57–62.
17. Опыт применения фрикционных маятниковых подшипников для сейсмозащиты: презентация. – М.: НГБ «Энергодиагностика», 2012.
18. Ханухов Х.М. Особенности применения АЭ мониторинга технического состояния изотермических резервуаров для хранения сжиженных газов / Х.М. Ханухов, А.В. Алипов, Н.В. Четвертухин // Актуальные проблемы метода акустической эмиссии: сб. м-лов Всероссийской конференции АПМАЭ-2021. – СПб., 2021. – С. 109–110.
19. Федорова Е.Б. Комплексное научно-техническое обоснование производства сжиженного природного газа: дис. ... д-ра тех. наук / Е.Б. Федорова. – М.: Российский государственный университет (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина, 2019. – 360 с.

20. Возможности и перспективы развития малотоннажного СПГ в России. – М.: Сколково. Московская школа управления, 2018. – 189 с. – <https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEncC/research06-ru.pdf>
21. Сасаев Н.И. Стратегические возможности развития малотоннажного производства СПГ в России / Н.И. Сасаев // Экономика промышленности. – 2019. – Т. 12. – № 2. – С. 136–146.
22. Дубровская Е. Малотоннажное производство СПГ: зарубежный опыт / Е. Дубровская // Газ России. – 2015. – № 1. – С. 26–28.
23. Ханухов Х.М. Перспективы развития отечественного изотермического резервуаростроения / Х.М. Ханухов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 1 (29): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 241–248.
24. Ханухов Х.М. Вопросы импортозамещения в изотермическом резервуаростроении и проблемы безопасности хранения сжиженных газов / Х.М. Ханухов // Деловая слава России. – 2015. – Вып. 52. – С. 10–13.

Import substitution in isothermal reservoir building for storing liquefied natural gas. Challenges and outlooks

Kh.M. Khanukhov^{1*}, N.V. Chetvertukhin¹, A.V. Alipov¹, A.I. Smorodin²

¹ NPK Izotermik LLC, Estate 125, Bld. 1, Block 11, Varshavskoye shosse, Moscow, 117587, Russian Federation

² Bauman Moscow State Technical University (BMSTU), Bld. 1, Lefortovskaya naberezhnaya, 105005, Russian Federation

* E-mail: isotermik@yandex.ru

Abstract. This article examines the governmental decrees related to production of the liquefied natural gas (LNG). Besides, authors describe modern status of the domestic reservoir building and its and outlooks. They show that to satisfy the internal domestic demands on gasification (including the separate regions and the traffic arteries) the urgent development of the low-tonnage LNG production is needed in compliance with low-tonnage reservoir building being the most ready to import substitution and fast-payback branch. Authors state that one of the ways to narrow the present gap is to implement the domestic innovative design solutions, production and construction techniques, storage systems, equipment and instruments, aimed at rising reliability of LNG storages basing on risk assessment. The article highlights the questions of the regulatory and engineering provisions for LNG storing, and gives recommendations on arrangement of the engineering support in this context.

Keywords: low-tonnage, medium-tonnage and large-tonnage reservoir building, liquefied natural gas (LNG), isothermal storage of LNG, domestic innovations in LNG storing, regulatory and engineering provisions of isothermal LNG storing.

References

1. KHANUKHOV, Kh.M., A.V. ALIPOV, N.V. CHETVERTUKHIN, et al. Constructional design measures aimed at safety improvement and risk reduction during operation of isothermal tanks for storage of liquid ammonia [Konstruktsionnyye meropriyatiya po povysheniyu bezopasnosti i snizheniyu riska ekspluatatsii izotermicheskikh rezervuarov dlya khraneniya zhidkogo ammiaka]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*. 2015, no. 8, pp. 74–82. ISSN 0409-2961. (Russ.).
2. KHANUKHOV, Kh.M., A.V. ALIPOV, N.V. CHETVERTUKHIN, et al. Innovative designs of isothermal reservoirs for storing liquefied gases [Innovatsionnyye konstruktivnyye resheniya izotermicheskikh rezervuarov dlya khraneniya szhizhennykh gazov]. In: *Perfection of designing and constructing metallic reservoirs* [Sovershenstvovaniye proyektirovaniya i stroitelstva metallicheskih rezervuarov]. Ufa, Russia: Neftgazovoye Delo, 2019, pp. 3–13. (Russ.).
3. KHANUKHOV, Kh.M., N.V. CHETVERTUKHIN, A.V. ALIPOV, et al. Novel engineering techniques for liquefied natural gas storing [Innovatsionnyye resheniya system khraneniya szhizhennogo prirodnogo gaza]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2020, no. 1(42): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 103–109. ISSN 2306-8949. (Russ.).
4. KHANUKHOV, Kh.M., N.V. CHETVERTUKHIN, V.A. FUNK, et al. Innovative structures and ways to build isothermal reservoirs [Innovatsionnyye konstruktivnyye resheniya i sposoby sooruzheniya izotermicheskikh rezervuarov]. *Promyshlennoye i Grazhdanskoye Stroitelstvo*. 2021, no. 2, pp. 4–11, ISSN 0869-7019. (Russ.).
5. KHANUKHOV, Kh.M., N.V. CHETVERTUKHIN, I.I. SIMONOV. Scientific research of the SCO countries: synergy and integration. In: *Structural and technological innovations in the storage of liquefied gases: Proc. of the International conference*. Beijing, China, 2021. pt. 2, pp. 169–177.

6. NPK ISOTERMIK LLC. *Apparatus for storing liquefied gases* [Ustroystvo dlya khraneniya szhizhennykh gazov]. Inventors: Kh.M. KHANUKHOV, A.V. ALIPOV, S.V. ZIMINA, et al. Appl. no. 2014153848/03, 30 December 2014; publ. 10 July 2015. RU 153344. (Russ.).
7. KHANUKHOV, Kh.M., N.V. CHETVERTUKHIN, V.A. FUNK, et al. Innovative methods of building reservoirs for storing hazardous substances [Innovatsionnyye metody sooruzheniya rezervuarov dlya khraneniya opasnykh veshchestv]. *Neft. Gaz. Novatsii*, 2020, no. 5, pp. 33–37. ISSN 2077-5423. (Russ.).
8. KHANUKHOV, Kh.M., N.V. CHETVERTUKHIN. Innovations in the manufacture and installation of vertical cylindrical metal tanks for the storage of hazardous substances. In: *Improving the management of the region's social economic development based on risk management*. Birmingham, UK, 2021, pp. 110–116.
9. LIPP KSAVER (DE). *Tank manufactured from the metal strip bent in the form of helix* [Rezervuar, izgotovlennyy iz izognutoy v vide spirali metallicheskoj polosy]. Inventor: LIPP Ksaver (DE). Appl. no. 2015151168, 27 November; publ. 11 May 2017. RU 2619022C1. (Russ.).
10. PROIZVODSTVENNO-STROITEL'NAJA FIRMA "GRANTSTROJ". *Method and installation for preparation and inertial laying with compaction of concrete mix* [Sposob i ustanovka proigotovleniya i inertsionnoy ukladki s uplotneniyem betonnoy smesi]. Inventors: ARAKELYAN, G.G., et al. Appl. no. 2008151523/03, 25 December 2008; publ. 10 June 2010. RU 23911471C2. (Russ.).
11. United States Patent. ARAKELYAN exal. NUA 8.696, 190B2. 15 April 2014.
12. NPK ISOTERMIK LLC. *Apparatus for storing liquefied gases* [Ustroystvo dlya khraneniya szhizhennykh gazov]. Inventors: KHANUKHOV, Kh.M., A.V. ALIPOV, N.V. CHETVERTUKHIN, et al. Appl. no. 2020113298, 10 December 2019; publ. 01 March 2021. RU 2743874C1. (Russ.).
13. KHANUKHOV, Kh.M., A.V. ALIPOV, N.V. CHETVERTUKHIN, et al. Constructional methods of risk reduction at operation of isothermal reservoirs for storage of liquefied natural gas [Konstruktsionnyye metody snizheniya riska pri ekspluatatsii izotermicheskikh rezervuarov dlya khraneniya SPG]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 1(29): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 249–258. ISSN 2306-8949. (Russ.).
14. KHANUKHOV, Kh.M. and A.V. ALIPOV. Standard-technical and management support for safe operation of reservoir-type constructions [Normativno-tehnicheskoye i organizatsionnoye obespecheniye bezopasnoy ekspluatatsii rezervuarnykh konstruktsiy]. *Predotvrashcheniye avariyy zdaniy i sooruzheniy*. Moscow, 2011, iss. 10, pp. 384–422. ISSN 0409-2961. (Russ.). Available from: <https://prevdis.ru/normativno-tehnicheskoe-i-organizatsionnoe-obespechenie-bezopasnoj-ekspluatatsii-rezervuarnykh-konstruktsiy/?ysclid=l60u07bw3e631947367>
15. RAKHMANIN, A.I. *Safety provision for natural gas storing reservoirs with consideration of negative operational factors* [Obespecheniye bezopasnosti rezervuarov dlya khraneniya prirodnogo gaza s uchetom negativnykh ekspluatatsionnykh faktorov]. Candidate's thesis (engineering). Gubkin University. Moscow, 2014. (Russ.).
16. LESKONOG, A.A. and G.Yu. CHURKIN. Peculiarities and main issues in provision for industrial safety of liquefied natural gas terminals [Osobennosti i osnovnyye problem obespecheniya promyshlennoy bezopasnosti terminalov szhizhennogo prirodnogo gaza]. *Bezopasnost truda v promyshlennosti*. 2016, no. 12, pp. 57–62. ISSN 0409-2961. (Russ.).
17. *Practical application of frictional pendulous bearings for seismic protection* [Opyt primeneniya friktsionnykh mayatnikovykh podshipnikov dlya seysmozashchity]: presentation. Moscow: Energiadiagnostika, 2012. (Russ.).
18. KHANUKHOV, Kh.M., A.V. ALIPOV, N.V. CHETVERTUKHIN. Specifics of acoustic emission when applied for monitoring health of isothermal reservoirs for storing liquefied gases [Osobennosti primeneniya AE monitoringa tekhnicheskogo sostoyaniya izotermicheskikh rezervuarov dlya khraneniya szhizhennykh gazov]. In: *Actual challenges of acoustic emission method* [Aktualnyye problem metoda akusticheskoy emissii]: collected materials of the All-Russia conference. St. Petersburg, 2021, pp. 109–110. (Russ.).
19. FEDOROVA, Ye.B. *Complex scientific-technical feasibility study of liquefied natural gas production* [Kompleksnoye nauchno-tehnicheskoye obosnovaniye proizvodstva szhizhennogo prirodnogo gaza]. Doctor's thesis (engineering). Gubkin University. Moscow, 2019. (Russ.).
20. *Openings and prospects for development of low-tonnage LNG in Russia* [Vozmozhnosti i perspektivy razvitiya malotonnazhnogo SPG v Rossii] [online]. Moscow: Skolkovo. Moscow School of Management, 2018. (Russ.). Available from: <https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/research06-ru.pdf>
21. SASAYEV, N.I. Strategic potential to develop low-tonnage LNG production in Russia [Strategicheskiye vozmozhnosti razvitiya malotonnazhnogo proizvodstva SPG v Rossii]. *Ekonomika Promyshlennosti*, 2019, vol. 12, no. 2, pp. 136–146. ISSN 2072-1633. (Russ.).
22. DUBROVSKAYA, Ye. *Low-tonnage LNG production: foreign practice* [Malotonnazhnoye proizvodstvo SPG: zarubezhnyy opyt]. *Gaz Rossii*, 2015, no. 1, pp. 26–28. ISSN 2307-1648. (Russ.).
23. KHANUKHOV, Kh.M. Outlooks for development of domestic isothermal reservoir building [Perspektivy razvitiya otechestvennogo izotermicheskogo rezervuarostryeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 1(29): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 241–248. ISSN 2306-8949. (Russ.).
24. KHANUKHOV, Kh.M. Issues for safety of liquefied gas storage and import substitution in isothermal reservoir-building engineering [Voprosy importozameshcheniya v izotermicheskoy rezervuarostryenii i problem bezopasnosti khraneniya szhizhennykh gazov]. *Delovaya slava Rossii*. 2015, iss. 52, pp. 10–13. ISSN 2226-8472. (Russ.).

УДК 614.841.41

Вопросы безопасности при использовании углеводородных газов в качестве альтернативы нефтяным топливам

Б.С. Рачевский

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
ГК «НефтеГазТоп», Российская Федерация, 115487, г. Москва, ул. Садовники, д. 2, офис 1012
E-mail: info@neftegaztop.ru

Ключевые слова: нефтепродукты, углеводородные газы, взрывопожаробезопасность, аварии, сравнительный анализ, аналитические зависимости, рекомендации.

Тезисы. В статье дан сравнительный анализ взрывопожароопасности нефтяных топлив и углеводородных газов. Показано, что нефтяные топлива более взрывопожароопасны, чем углеводородные газы, из которых наиболее опасным является пропан-бутан. Приведен сценарий возникновения и развития аварий при эксплуатации объектов с обращением углеводородных газов. Даны аналитические зависимости, позволяющие рассчитать значения массового расхода углеводородного газа при аварийной утечке и возникающих с развитием аварии поражающих факторов взрыва и пожара. Статья заканчивается рекомендациями по обеспечению взрывопожаробезопасности объектов сжиженных углеводородных газов.

На фоне общемирового производства энергии, увеличившегося на 60 % за последние 30 лет, газовая промышленность получила очень большое развитие. Добыча углеводородных газов (природного и нефтяного) возросла на 150 %, добыча нефти – на 30 %, угля – на 45 %. Доля углеводородных газов в мировом энергобалансе повысилась с 15 до 35 %. Свойства углеводородных газов – теплотехнические, экологические и экономические – превращают их в идеальный продукт для энергоснабжения в современном мире.

В России сосредоточены 287,5 трлн м³ углеводородных газов, т.е. 38,7 % всех мировых ресурсов. Россия занимает первое место в мире по запасам углеводородного газа. Несмотря на сегодняшнее конкурентное преимущество трубопроводного газа, в настоящее время происходит рост мирового рынка природного газа в сжиженном (СПГ) и компримированном (КПГ) состояниях, а также сжиженного пропан-бутана (СПБ); повышается их роль на внутренних и международных рынках энергоносителей.

Сейчас во многих странах мира, в том числе и в России, СПБ, СПГ и КПГ активно используются в качестве моторного топлива и для автономного газоснабжения объектов как более экологичная и экономичная альтернатива нефтяным топливам (бензину, дизтопливу). Поскольку нефтяное топливо и углеводородные газы являются взрывопожароопасными веществами, при использовании которых происходят аварии с материальными потерями и человеческими жертвами, встает вопрос: что безопаснее: нефтяное топливо или углеводородные газы? Для ответа на этот вопрос были проведены специальные исследования с анализом взрывопожароопасных свойств и статистических данных об авариях на объектах, использующих эти топлива. Результаты исследований [1–9] показали, что использовать углеводородные газы в качестве энергоносителя безопаснее, чем нефтяные топлива. Наиболее безопасным является природный газ.

Относительно большая безопасность природного газа отчасти объясняется его физическими свойствами. Природный газ легче воздуха, что способствует его дисперсии (рассеиванию) при возникновении утечки. Пары бензина и сжиженного нефтяного газа (СНГ) тяжелее воздуха, и они при утечках скапливаются в низких местах, приямках (относительная плотность по воздуху паров бензина – 3, пропана – 1,5, природного газа – 0,5). У природного газа более высокая температура воспламенения

по сравнению с бензином и пропаном (метан – 600 °С, пропан – 465 °С, бензин – 280 °С); более высокая минимальная энергия зажигания (метан – 0,28 мДж; пропан – 0,25 мДж; бензин – 0,15 мДж). Природный газ имеет высокий нижний предел воспламенения (концентрация в воздухе при нормальных условиях: метан – 5...15 %; пропан – 2,1...9,5 %; пары бензина – 0,79...5,16 %). Поэтому в случае утечки для возгорания требуется гораздо большая концентрация природного газа. Максимальная скорость горения у природного газа наименьшая (метан – 0,34 м/с; пропан – 0,45 м/с; бензин – 0,36 м/с). И, наконец, у природного газа наименьшее значение максимального давления взрыва (метан – 0,7 МПа; пропан – 0,9 МПа; бензин – 0,9 МПа). Более высокий уровень безопасности природного газа по сравнению с бензином объясняется еще и тем, что газовые баллоны автомобилей герметичнее баков для бензина и надежнее с точки зрения прочности, что имеет определяющее значение при авариях автомобилей. Кроме того, процесс заправки автотранспорта традиционным моторным топливом сопровождается выходом паров топлива в атмосферу. При заправке газобаллонных автомобилей выход паров топлива исключен вследствие герметичности топливных систем и процесса заправки.

Заслуживают внимания статистические данные аналитической группы Американской газовой ассоциации. Информация была получена от фирм – владельцев парков машин, работающих на КПП и СПГ. По представленной информации, в течение 10 лет эксплуатации (1970–1979 гг.) 2400 автомобилей на природном газе прошли 280 млн км. За этот период произошли 1360 столкновений, из которых в 180 случаях удар приходился в заднюю часть автомобилей, где располагались газовые баллоны. Ни одно из этих столкновений не вызвало повреждений газобаллонной установки. В пяти случаях было зарегистрировано воспламенение бензина на автомобилях, работающих на двух видах топлива (бензин-природный газ).

Согласно результатам исследований, углеводородные газы безопаснее нефтяного топлива, а среди них самих наиболее опасен СПБ. Как показывает практика, наибольшее количество опасных аварий со взрывами и пожарами происходит при использовании СПБ на автогазовых заправках (АГЗС) и при эксплуатации

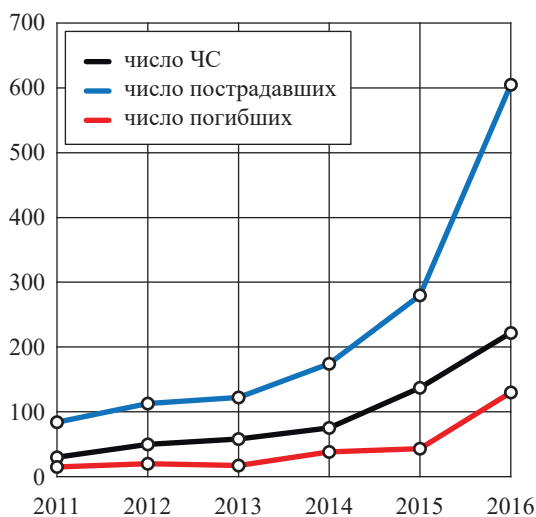
бытовых газовых баллонов. Общая статистика по количеству аварий на автозаправочных станциях (АЗС) с нефтяным топливом и на АГЗС с СПБ на сегодня отсутствует. По данным, подготовленным на основе информации РИА «Новости» и других открытых источников, в России в 2018–2021 гг. на АЗС произошли 18 аварий с пожарами и взрывами, на АГЗС – 7 аварий.

Так, крупная авария со взрывами резервуаров для хранения СПБ и пожаром произошла 14 июня 2021 г. в Новосибирске. При сливе сжиженного газа из газовоза в резервуар произошла утечка газа из разгерметизированного сливного шланга газовоза. Пролитый газ воспламенился от искры статического электричества, возникшего на незаземленном газовозе. Затем произошли взрывы двух резервуаров с СПБ. Взрывами выбило стекла в окнах соседних домов. Из 35 пострадавших, 17 чел., получившие сильные ожоги, были отправлены в реанимацию.

Если аварии на АГЗС происходят на производственных объектах, которые обслуживает обученный правилам безопасности и аттестованный эксплуатационный персонал, то систематические аварии с бытовыми СПБ-баллонами, также сопровождающиеся взрывами, пожарами и человеческими жертвами, представляют катастрофическую опасность для людей, эксплуатирующих эти баллоны, и окружающей среды.

В России более 20 млн чел. используют СПБ для коммунально-бытового потребления там, где нет сетевого природного газа, а это практически две трети территории России и территория, частично газифицированная природным газом, с негазифицированными объектами (дачные дома, коттеджи). В этих условиях СПБ применяют в основном в баллонах. СПБ в баллонах также используют в сферах общественного питания, жилищного и дорожного строительства.

Статистика показывает, что в последнее время в России за год происходят более ста чрезвычайных ситуаций (ЧС) со взрывами баллонов с СПБ, при которых гибнет более 50 чел. и получают ранения более 400 чел. Таким образом, ЧС при эксплуатации баллонов с СПБ в Российской Федерации носят системный характер. Причем число чрезвычайных происшествий с указанными последствиями с годами растет. На рисунке дано распределение



Статистика ЧС со взрывами газовых баллонов, погибшими и пострадавшими в РФ за период 2011–2016 гг.

по годам числа чрезвычайных происшествий, погибших и пострадавших.

Основная причина взрыва газовых баллонов с СПБ – нарушение правил их заправки. Опасное повышение давления в баллоне с СПБ может произойти в случае его переполнения сжиженным газом. Степень заполнения баллона зависит от состава газа и разности его температур во время заполнения и при последующем хранении. Для баллонов, разность температур которых не превышает 40 °С, степень заполнения должна приниматься равной 85 %, при большей разнице температур степень заполнения должна снижаться. Ограничение степени заполнения связано с тем, что сжиженные газы обладают высоким коэффициентом объемного расширения (в 20 раз больше, чем вода) и в случае переполнения баллона расширяются при увеличении температуры, создают повышение давления в баллоне и опасные напряжения в стенке баллона, которые могут привести к его разрушению и, соответственно, к мощному взрыву баллона и пожару.

Ранее обнаружены аналитические зависимости, позволяющие рассчитать давление в баллоне с пропан-бутаном, приводящее к взрыву, и время до наступления взрыва баллона [10]. Указаны также мероприятия, направленные на обеспечение безопасности при эксплуатации газовых баллонов.

Как показывает опыт эксплуатации взрывопожароопасных объектов с обращением

углеводородных газов, аварии возникают и развиваются по следующим сценариям. В начале происходит отказ (разгерметизация) оборудования, трубопроводов, арматуры, что приводит к утечке углеводородного газа. Утечка может происходить в жидкой и паровой фазах. При утечке жидкой фазы возникает бассейн испаряющейся жидкости с образованием газозвушной смеси. Когда количество газа в воздухе находится в пределах воспламенения, при появлении иницирующего фактора (искры) происходит возгорание газозвушной смеси. Возникают пожар или взрыв в зависимости от условий, состояния и нахождения газозвушной смеси.

Пожары и взрывы обладают поражающими факторами для окружающей среды: при пожаре это тепловое излучение, при взрыве – ударная волна и тепловое излучение. Для обеспечения безопасности при использовании углеводородных газов необходимо оценить количественно каждую составляющую событий возникновения и развития аварий, что позволит эффективно применить мероприятия и средства для их предупреждения и ликвидации.

Основной составляющей событий возникновения аварий с пожарами и взрывами является аварийная утечка углеводородного газа из разгерметизированного оборудования (трубопроводов). Определить массовый расход аварийного истечения углеводородного газа в сжиженном, паровом или парожидкостном состояниях достаточно сложно [9, ч. II]. Автором настоящей статьи также проведен анализ аналитических зависимостей для расчета массового расхода углеводородного газа при его аварийном истечении [7, 9, 11, 12], который показал, что при условии корректного определения коэффициента аварийного расхода углеводородного газа (μ) из всех проанализированных аналитических зависимостей наиболее достоверный результат для оценки массового расхода углеводородного газа при аварийном истечении дает простая формула [7]:

$$G = \frac{3,1\mu F_o}{\sqrt{1 - \left(\frac{F_o}{F_{тр}}\right)^2}} \sqrt{2g\rho P}, \quad (1)$$

где G – расход утечки сжиженного газа, кг/с; F_o – площадь аварийного отверстия, м²; $F_{тр}$ – площадь поперечного сечения трубопровода

(аппарата), m^2 ; g – ускорение силы тяжести, m/c ; ρ – плотность сжиженного газа, kg/m^3 ; P – давление, Pa .

Основная сложность при расчетах G состоит в определении коэффициента μ . Как правило, значение μ определяют экспериментально. Экспериментальные исследования показывают, что для сжиженных углеводородных газов при диаметрах аварийных отверстий от 1 до 3 мм и в интервале давлений 0,02...0,4 МПа значения μ изменяются в диапазоне 0,6...0,3.

При мгновенном разрушении резервуара со сжиженным газом, находящимся под давлением, и вскипании перегретой жидкости образуется полусферическое облако, зависимость радиуса которого от времени описывается выражением:

$$r = 1,1 \left[\frac{Q_0 g (\rho_r \cdot \rho_a)}{\rho_a} \right]^{0,25} \cdot t^{0,5} \quad (2)$$

где Q_0 – начальный объем холодного облака; ρ_r и ρ_a – плотности облака газа и атмосферы соответственно; t – время.

Время существования облака (τ), т.е. время его рассеяния в атмосфере до безопасных концентраций, определяется выражением:

$$\tau = \frac{(40 \div 60)r_0}{[gh_0(\rho_r \rho_a)\rho_a]^{0,5}} \quad (3)$$

где r_0 , h_0 – соответственно радиус и высота начального облака, образующегося при разрушении резервуара со сжиженным газом, m .

Уравнения (2) и (3) можно использовать для оценок r и τ при проливе и испарении сжиженного газа. В этом случае в качестве начального радиуса облака можно взять максимальный радиус лужи разливающейся жидкости, а начальной высоты – среднюю высоту холодного облака, образующегося при полном испарении жидкости с площади лужи.

В случае аварийного пролива СПГ с постоянным расходом, когда сжиженный природный газ остается внутри обвалования и постепенно заполняет его, по направлению ветра образуется пожаровзрывоопасное облако в виде «хвоста». Обычно через 3...5 мин после начала аварии скорость испарения определяется в основном не теплоподводом от грунта, а обдуванием ветром «зеркала» разлива, и процесс образования облака становится стационарным. Необходимо оценить длину пожароопасного облака и массу горючего газа, который в нем находится.

Проводились исследования по определению длины опасного облака углеводородных горючих газов в случае их выброса из трубы с постоянным расходом. В результате обобщения многих экспериментальных данных получено эмпирическое выражение

$$L = 25 \left(\frac{G}{w} \right)^{0,5} \quad (4)$$

где L – длина облака, m ; G , kg/c ; w – скорость ветра, m/c .

На основе обобщения экспериментальных результатов определения длины пожароопасных облаков, образующихся при проливах СПГ на ограниченную поверхность (небольшое озеро площадью – 60 m^2), получено выражение:

$$\frac{\tilde{N}L^2W}{S} = 5000, \quad (5)$$

где \tilde{N} – объемная концентрация горючего газа, % об.; W – скорость движения паров облака, ft/c ; S – площадь лужи, ft^2 .

Если подставить в формулу (5) значение стационарной скорости испарения сжиженных углеводородных газов (СУГ) с поверхности воды – 0,1 $kg/(m^2 \cdot c)$, то формула (5) преобразуется в вид:

$$L = 85 \left(\frac{G}{Cw} \right)^{0,5} \quad (6)$$

Сходство выражений (4) и (6) объясняется тем, что скорость рассеяния облака в основном определяется потоком воздуха, а различие – тем, что при попадании струи газа в атмосферу вследствие генерации дополнительной турбулентности рассеяние происходит быстрее, чем при испарении такого же потока из лужи.

Дополнительный анализ экспериментальных данных относительно облаков (табл. 1), образующихся при испарении СУГ, позволил скорректировать цифровой коэффициент в выражении (6).

$$L = 150 \left(\frac{G}{Cw} \right)^{0,5} \quad (7)$$

Разброс приведенных значений обуславливается различной степенью стабильности атмосферы, а также значительной флуктуацией концентрации горючего в облаке. Учитывая, что экспериментальные данные получены в основном для скоростей ветра более 2 m/c , это значение скорости ветра и будем считать ограничением снизу области применимости

Таблица 1

Данные экспериментов

Продукт	G , кг/с	w , м/с	L , м
СПГ	19	3,9	150 ± 30
	31,5	4,5	130 ± 20
	17,5	4,8	110 ± 30
	22	5,5	190 ± 20
	21	2,6	150 ± 30
	25	9,8	175 ± 25
	28	7,4	140 ± 15
	84	5,4	255 ± 40
	95	8,4	200 ± 40
	112	1,8	420 ± 40
СПБ	19	2,9	245 ± 35
	28	5,2	340 ± 20
	16	3,6	400 ± 100
	25	3,7	220 ± 35
	23	5,5	215 ± 20
	20	6,2	285 ± 25
	43	7,9	210 ± 50
	53	7,9	200 ± 30

формулы (7). При этом скорость гравитационного растекания облаков сравнима со скоростью ветра.

Для расчета расстояния от места пролива СПГ до пожаробезопасной границы можно использовать степенную зависимость длины облака L от массы M мгновенно пролитого СПГ:

$$L = 7,8M^{0,4}. \quad (8)$$

В процессе эволюции облака большую часть времени (за исключением начального участка) скорость его движения близка к скорости атмосферного ветра W , поэтому время t , за которое облако достигнет безопасных концентраций, можно определить из соотношения:

$$t = \frac{L}{W}. \quad (9)$$

Вообще задачи распространения парового облака от места утечки СУГ достаточно сложные и решаются с применением законов турбулентной диффузии численным методом. Чем больше облако, тем большее количество источников воспламенения может в нем оказаться и тем больше вероятность его воспламенения. Кроме того, чем большее расстояние должен пройти фронт пламени, тем выше вероятность повышения скорости горения и увеличения

турбулентности. Высота облака является важным фактором, так как пламя в вертикальном направлении распространяется быстрее, чем в горизонтальном. Под действием ветра образуется горизонтально вытянутое облако, и при этом увеличивается степень перемешивания и турбулентности. При утечке СУГ, происходящей на большой высоте, продукт смешивается с воздухом при падении на землю. Вытекающая струей под давлением жидкость образует не только большое количество паров, но и капли, туман (аэрозоль), которые являются более взрывоопасными, чем пары СНГ. Образующееся облако при утечке СУГ представляет большую опасность, чем горящая поверхность локализованного бассейна жидкости. Поэтому оценка возможного распространения легковоспламеняющихся паров является наиболее ответственным этапом в общих расчетах опасной ситуации при утечке СУГ. При проектировании комплексов СУГ следует учитывать распространение облака паров при возможных авариях и предусматривать мероприятия, не позволяющие распространяться облаку за территорию комплекса СУГ сжиженных газов.

После оценки размеров бассейна разливаемой жидкости и ареола распространения парового облака при возможной утечке СУГ

следует перейти к расчетам параметров ударной волны и тепловой радиации при сгорании газоздушных облаков.

Величину избыточного давления ΔP , кПа, развиваемого при сгорании газоздушных облаков, определяют по формуле:

$$\Delta P = P_0 \left(\frac{0,8m_{\text{пр}}^{0,33}}{r} + 3 \frac{3m_{\text{пр}}^{0,66}}{r^2} + 5 \frac{m_{\text{пр}}}{r} \right), \quad (10)$$

где P_0 – атмосферное давление, кПа (допускается принимать равным 101 кПа); r – расстояние от геометрического центра газопаровоздушного облака, м; $m_{\text{пр}}$ – приведенная масса газа или пара, кг, вычисляется по формуле:

$$m_{\text{пр}} = \frac{Q_{\text{ср}}}{Q_0} mZ, \quad (11)$$

где $Q_{\text{ср}}$ – удельная теплота сгорания газа или пара, Дж·кг⁻¹ (определяется по справочным данным); Z – коэффициент участия горючего

во взрыве, который допускается принимать равным 0,1; $Q_0 = 4,52 \cdot 10^6$ Дж·кг⁻¹; m – масса горючих газов и (или) паров, поступивших в результате аварии в окружающее пространство, кг.

В табл. 2 приведены данные о воздействии волны взрыва на технологическое оборудование комплексов СУГ.

Поражение человека ударной воздушной волной взрыва начинается с $\Delta P = 20$ кПа. При этом давлении могут наступить контузия и временная потеря слуха. При повышении ΔP до 50 кПа может произойти потеря сознания и сильные травмы конечностей. При $\Delta P = 100$ кПа и выше может наступить летальный исход.

Объекты систем производства, транспорта, хранения, использования углеводородных газов должны проектироваться соответственно с допустимыми значениями величин теплового воздействия при взрыве и пожаре на сооружения,

Таблица 2

Воздействие ударной волны взрыва на технологическое оборудование.

Цифры в прогафке определяют результат воздействия на оборудование: 1 – повреждение окон и измерительных приборов; 2 – повреждение систем связи и обрушение перекрытия; 3 – обрушение перекрытия; 4 – повреждение внутренних частей; 5 – повреждение разлетающимися осколками; 6 – смещение оборудования и разрушение трубопроводов; 7 – нарушение крепежной оснастки; 8 – разрушение регуляторов; 9 – падение стен между отдельными блоками; 10 – разрушение металлических конструкций; 11 – появление трещин в каркасе; 12 – разрушение трубопроводов; 13 – перевертывание или разрушение оборудования; 14 – сдвигание оборудования с фундамента

№ п/п	Оборудование	Избыточное давление, кгс/см ²													
		0,04	0,07	0,14	0,28	0,35	0,42	0,49	0,56	0,63	0,7	0,84	0,98	1,12	1,26
1	Операторная	1 2 3 9													
2	Градирня	1 4 10													
3	Шкаф контрольно-измерительных приборов	1 6,8 13													
4	Фильтр	5 13 14													
5	Регенератор	6 10 13													
6	Опоры для трубопровода	10 16 12													
7	Электротрансформатор	5 6 13													
8	Электродвигатель	5 7 14													
9	Воздуходувка	11 13													
10	Ректификационная колонна	11 13													
11	Горизонтальный сосуд под давлением	6 13													
12	Регулятор расхода газа	6 8													
13	Теплообменник	6 13													
14	Сферический резервуар	6 13													
15	Вертикальный сосуд под давлением	6 13													
16	Насос	6 14, 15													

оборудование и персонал. Методики определения поражающего фактора – тепловой радиации – при сгорании газоздушных облаков опубликованы [5, 7, 9, 11].

В табл. 3 приведены минимальные опасные уровни интенсивности теплового излучения при пожаре на ряде объектов. Данные о персонале соответствуют условию, что легко одетый человек почувствует боль через 8 с, а через 20 с на его коже появятся волдыри; данные о механизмах основаны на температуре воспламенения смазочного масла (215 °С).

В условиях безветрия в пределах окружности, отдаленной от образующей пожара СУГ на 1,25 диаметра пожара, поток тепла вызывает воспламенение большинства сгораемых материалов, а на расстоянии, равном 2,25 диаметра пожара, у человека появляются ожоги кожи.

При возникновении пламени пожарная защита основана на локализации огня с поглощением тепла при использовании соответствующих средств и на тушении пламени.

Исключение угрозы соседним объектам при пожаре оборудования или разлитого сжиженного газа наряду с соответствующими безопасными разрывами достигается защитным орошением водой этих объектов и покрытием воспламенившегося СУГ легковспенивающимися веществами.

Защитное орошение необходимо на объектах, удаление которых от возможного пламени меньше, чем расстояние, равное двум диаметрам пламени. Повреждение оболочек в стальных напорных резервуарах, связанное с чрезмерным их разогревом, обычно происходит в области нахождения паровой фазы продукта, т.е. выше уровня жидкой фазы. Следовательно, орошение водой резервуаров должно производиться прежде всего выше уровня жидкости, находящейся в нем, что позволит избежать повышения температуры выше допустимой. Для стальных оболочек

(сталь 16ГС) эта температура составляет примерно 600 °С.

Благоприятные условия орошения резервуара создаются в том случае, когда происходит смачивание водой наружной поверхности оболочки, т.е. когда ее температура не выше температуры кипения воды. Если опоздать с применением воды и допустить большой разогрев резервуара, на поверхности могут образоваться углеродистые осадки, которые трудно увлажняются. Когда же температура поверхности выше 300 °С, на контакте с каплями воды образуется слой пара, который смещает их в сторону, и вода не смачивает поверхность, что резко снижает теплоотдачу. Необходимые условия охлаждения резервуара достигнуты не будут, и температура оболочки станет повышаться. Следовательно, вода при орошении должна подаваться в достаточном количестве, что понизит температуру оболочки примерно до 300 °С. В этом случае капли воды будут удерживаться в слое пара на поверхности, оболочка станет охлаждаться, и локальная температура быстро снизится до 100 °С. По мере того, как площадь несмоченной поверхности будет уменьшаться, средняя температура оболочки постепенно упадет ниже 100 °С.

Как свидетельствуют опыт и научные публикации, аварии на объектах производства, транспорта, хранения и использования СУГ в большинстве случаев объясняются тем, что динамика технологических процессов производства, транспорта и хранения СУГ значительно опережает развитие знаний о применяемых конструкционных материалах, поведении конструкций при низких отрицательных температурах, процессах, происходящих при эксплуатации объектов, а также недостаточной изученностью свойств СУГ, невозможностью полного обеспечения взрывопожаробезопасности объектов.

Таблица 3

Опасные уровни интенсивности теплового излучения

Тип объекта	Температура, °С	Уровень излучения, Вт/м ²		
		Без ветра	Скорость ветра, м/с	
			13,4	27
Персонал	155	5520	10410	12550
Механизм	215	9210	17190	20690
Краска на машинах или конструкциях	255	12240	22330	26810
Конструкция стальная	320	18850	32800	39110

Меры безопасности должны быть предусмотрены как на стадии проектирования, так и на стадии эксплуатации объектов. Основные меры профилактики следующие: группировка производственных и вспомогательных сооружений с однородной опасностью, своевременное проведение капитального ремонта и испытание оборудования, применение огнестойких конструкций на особо ответственных участках, правильный выбор противопожарных разрывов и средств пожаротушения, применение взрывозащищенного электрооборудования, надежная защита от разрядов статического электричества, защита оборудования и конструкций инертными газами, автоматизация производства.

Персонал, обслуживающий объекты, должен хорошо представлять себе технологию процессов и меры, обеспечивающие безопасность их проведения, а также знать свойства СУГ, которые могут привести к авариям.

Для снижения количества несчастных случаев необходимо ввести дистанционное управление наиболее опасными технологическими операциями.

При аварийных выбросах горючих газов из технологического оборудования необходимо соблюдать меры безопасности, снижающие вероятность возникновения взрыва или пожара. В местах возможного пролива СУГ должны быть размещены надежные средства ликвидации аварий.

До пуска технологических установок СУГ должны быть разработаны технологические инструкции, включающие вопросы промышленной безопасности, соответствующим образом обучены операторы, а также разработан план ликвидации аварий на этих установках. Надежная работа установок СУГ возможна только при условии строгого соблюдения правил промышленной безопасности и противопожарной защиты.

Новые технические разработки должны быть направлены прежде всего на повышение безопасности технологических операций и уменьшение вероятности возникновения аварий на производстве.

Список литературы

1. Рачевский Б.С. Предотвращение аварий при транспорте и хранении жидких углеводородов / Б.С. Рачевский. – М.: ЦНИИТЭНЕФТЕХИМ, 1977. – 62 с.
2. Рачевский Б.С. Охрана окружающей среды при транспорте и хранении жидких углеводородов / Б.С. Рачевский. – М.: ЦНИИТЭНЕФТЕХИМ, 1980. – 61 с.
3. Рачевский Б.С. Обеспечение безопасности при транспорте и хранении сжиженных нефтяных газов / Б.С. Рачевский. – М.: ЦНИИТЭНЕФТЕХИМ, 1981. – 65 с.
4. Рачевский Б.С. Обеспечение безопасности при транспорте и хранении сжиженного природного газа / Б.С. Рачевский. – М.: ВНИИЭГАЗПРОМ, 1981. – 40 с.
5. Рачевский Б.С. Пожаробезопасность при хранении сжиженных углеводородных газов / Б.С. Рачевский, В.С. Сафонов. – М.: ЦНИИТЭНЕФТЕХИМ, 1988. – 61 с.
6. Рачевский Б.С., Рагулин В.А. и др. Обеспечение безопасности эксплуатации автомобильных газонаполнительных компрессорных станций / Б.С. Рачевский, В.А. Рагулин и др. – М.: ВНИИЭГАЗПРОМ, 1989. – 32 с.
7. Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы / Б.С. Рачевский. – М.: Нефть и газ, 2009. – 640 с.
8. Рачевский Б.С. Производство и потребление компримированного и сжиженного природного газа CNG/LNG / Б.С. Рачевский. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2018. – 355 с.
9. Сафонов В.С. Проблемы обеспечения безопасности объектов сжиженного природного газа / В.С. Сафонов. – М.: НТЦ ПБ, 2021. Ч. I. – 318 с. Ч. II. – 442 с. Ч. III. – 271 с.
10. Рачевский Б.С. Прогноз и устранение взрывов баллонов со сжиженным углеводородным газом / Б.С. Рачевский // Безопасность труда в промышленности. – 2018. – № 7. – С. 43–46.
11. Обеспечение пожарной безопасности объектов хранения и переработки: рекомендации. – М.: ГУПС МВД России: ВНИИПО МВД России, 1999. – 78 с.
12. Saller D.W. Critical two-phase flow rates of liquefied gases / D.W. Saller // Loss prevention in the process industries. – 1990. – № 1. – С. 38–42.

Issues of safety at application of hydrocarbon gases as an alternative to oil fuels

B.S. Rachevskiy

National University of Oil and Gas «Gubkin University», Block 1, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

Group of companies «NefteGazTop», Office 1012, Bld. 2, Sadovniki street, Moscow, 115487, Russian Federation

E-mail: info@neftegaztop.ru

Abstract. Author presents a benchmarking study of the fire and explosion safety of the oil fuels and the hydrocarbon gases. He shows that the oil fuels are more explosive than the hydrocarbon gases from which the propane-butane is the most explosive one. The article highlights a scenario of an accident generation and evolution at operating the hydrocarbon gas facilities. There are the analytical dependencies enabling calculation of the mass flow rates of a hydrocarbon gas during an emergency release, as well as the destructive effects of fire and explosion. The article includes the recommendations on fire and explosion safety provision at the liquefied natural gas facilities.

Keywords: oil products, hydrocarbon gases, fire and explosion safety, emergency, benchmarking study, analytical dependencies, recommendations.

References

1. RACHEVSKIY, B.S. *Accident prevention at transportation and storage of liquid hydrocarbons* [Predotvrashcheniye avariiv pri transporte i khraneniiv zhidkikh uglevodorodov]. Moscow: TsNIITENEFTEKhim, 1977. (Russ.).
2. RACHEVSKIY, B.S. *Environmental protection at transportation and storage of liquid hydrocarbons* [Okhrana okruzhayushchey sredy pri transporte i khraneniiv zhidkikh uglevodorodov]. Moscow: TsNIITENEFTEKhim, 1980. (Russ.).
3. RACHEVSKIY, B.S. *Safety support at transportation and storage of liquefied oil gases* [Obespecheniye bezopasnosti pri transporte i khraneniiv szhizhennykh neftyanykh gazov]. Moscow: TsNIITENEFTEKhim, 1981. (Russ.).
4. RACHEVSKIY, B.S. *Safety support at transportation and storage of liquefied natural gas* [Obespecheniye bezopasnosti pri transporte i khraneniiv szhizhennogo prirodno go gaza]. Moscow: VNIIEGAZPROM, 1981. (Russ.).
5. RACHEVSKIY, B.S., V.S. SAFONOV. *Fire safety at storing liquefied hydrocarbon gases* [Pazharobezopasnost pri khraneniiv szhizhennykh uglevodorodnykh gazov]. Moscow: TsNIITENEFTEKhim, 1988. (Russ.).
6. RACHEVSKIY, B.S., V.A. RAGULIN, et al. *Support of safe operating automobile compressed natural gas filling stations* [Obespecheniye bezopasnosti ekspluatatsii avtomobilnykh gazonapolnitelnykh kompressornykh stantsiy]. Moscow: VNIIEGAZPROM, 1989. (Russ.).
7. RACHEVSKIY, B.S. *Liquefied hydrocarbon gases* [Szhizhennyye uglevodorodnyye gazy]. Moscow: Neft i gaz, 2009. (Russ.).
8. RACHEVSKIY, B.S. *Production and consumption of compressed and liquefied natural gas CNG/LNG* [Proizvodstvo i potrebleniye komprimirovannogo i szhizhennogo prirodno go gaza CNG/LNG]. Moscow: Gubkin University, 2018. (Russ.).
9. SAFONOV, V.S. *Challenges of safety support for liquefied natural gas facilities* [Problemy obespecheniya bezopasnosti obyektov szhizhennogo prirodno go gaza]. Moscow: NTTs PB, 2021, Pts. 1–3.
10. RACHEVSKIY, B.S. *Forecasting and excluding explosions of cartridges with liquefied hydrocarbon gas* [Prognoz i ustraneniye vzryvov ballonov so szhizhennym uglevodorodnym gazom]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2018, no. 7, pp. 43–46, ISSN 0409-2961. (Russ.).
11. THE MINISTRY OF INTERNAL AFFAIRS OF THE RUSSIAN FEDERATION. *Fire safety support of storage and processing facilities: recommendations* [Obespecheniye pozharnoy bezopasnosti obyektov khraneniya i pererabotki: rekomendatsii]. Moscow, 1999. (Russ.).
12. SALLER, D.W. *Critical two-phase flow rates of liquefied gases. Loss Prevention in the Process Industries*, 1990, no. 1, pp. 38–42, ISSN 0950-4230. (Russ.).

УДК 614.841.12

Международный опыт обеспечения пожарной безопасности водородных автозаправочных станций

Ю.Н. Шебеко¹, И.А. Болодьян^{1*}

¹ ФГБУ ВНИИПО МЧС России, Российская Федерация, 143903, Московская обл., г. Балашиха, мкр. ВНИИПО, д. 12

* E-mail: ivanbolodyan@yandex.ru

Тезисы. Проблема загрязнения атмосферы парниковыми газами, образующимися в основном при эксплуатации автомобилей на углеводородном топливе, выдвигает необходимость использования водорода в качестве альтернативного моторного топлива. Пути решения этой проблемы изложены в ряде работ зарубежных исследователей. Настоящая статья посвящена анализу указанных работ в части обеспечения пожаровзрывобезопасности автозаправочных станций (АЗС) на газообразном и жидком водороде (водородные АЗС).

Отмечены наиболее перспективные способы хранения водорода (в газообразном, жидком и адсорбированном виде, в составе гидридов металлов). Рассмотрены особенности обеспечения пожаровзрывобезопасности следующих типов АЗС: на которых водород хранится в сжатом виде и поставляется с предприятий-производителей (при этом, как правило, применяются передвижные топливозаправщики, оснащенные резервуарами со сжатым газом); на которые водород поставляется в жидком виде и так хранится с дальнейшей регазификацией и заправкой автомобилей сжатым газом; где топливо получают непосредственно на станции путем дегидрогенизации метилциклогексана, который поставляется автомобильными цистернами (полученный водород компримируется и хранится в сжатом виде в баллонах, из которых идет заправка автомобилей).

Рассмотрены также требования стандартов ГОСТ Р 55226-2012 (ISO/TS 20100: 2008) «Водород газообразный. Заправочные станции» и NFPA 2 «Hydrogen Technologies Code» для АЗС на сжатом и сжиженном водороде. На основании проведенного анализа сделан вывод, что в ряде стран активно ведутся работы по созданию водородных АЗС. Показано, что при выполнении необходимых защитных мероприятий водородные АЗС могут быть столь же безопасными, как и станции на углеводородном топливе. Сделан вывод о необходимости разработки отечественного свода правил в области пожарной безопасности, содержащего требования к водородным АЗС и использующего наработанный международный опыт.

В настоящее время в развитых странах мира ведутся работы по адаптации экономики к использованию водородной энергетики, что связано во многом с решением проблемы загрязнения атмосферы парниковыми газами при применении углеводородного топлива. Научная основа для водородной энергетики была заложена в работах отечественных [1–4] и зарубежных [5–8] ученых. Там же рассмотрены аспекты пожаровзрывобезопасности объектов с использованием газообразного (GH_2) и жидкого (LH_2) водорода.

Известно, что основным источником поступления в атмосферу парниковых газов являются автомобили, работающие на углеводородном топливе. В связи с этим перевод автомобилей на водородное топливо помог бы решить указанную экологическую проблему. К сожалению, в нашей стране не уделяется достаточного внимания задаче перевода транспорта на водородное топливо. Поэтому авторы проанализировали работы зарубежных исследователей, посвященные вопросу обеспечения пожаровзрывобезопасности автозаправочных станций (АЗС), осуществляющих заправку автомобилей GH_2 и LH_2 (далее – водородные АЗС).

Особенности хранения водорода

Одна из основных проблем функционирования водородных АЗС – осуществление хранения моторного топлива. Способы хранения водорода разделяют на три группы [7, 8]:

- физическое в виде GH_2 и LH_2 ;

Ключевые слова:

водородная безопасность, способы хранения водорода, сжатый водород, сжиженный водород, получение водорода на автозаправочных станциях.

- в адсорбированном виде;
- путем химического связывания с образованием соединений, разлагающихся с выделением водорода.

Хранение GH_2 осуществляется в баллонах под давлением до 70 МПа, а также в подземных полостях соляных пластов земли. В случае LN_2 существенны проблемы сжижения газа и снижения скорости его испарения при хранении. Для этого обычно используют двухоболочечный резервуар с вакуумной теплоизоляцией. Возможно применение твердого теплоизоляционного материала. При этом скорость испарения составляет около 0,1 % в сутки. Испарившийся газ может подвергаться сжижению и направляться обратно в резервуар хранения.

Водород может храниться в адсорбированном виде на поверхности твердого пористого материала. При этом необходимо создать давление 1,0...10,0 МПа. Адсорбироваться способен также и жидкий водород.

При хранении водорода в химически связанном виде, например, в составе гидридов металлов или других соединений выделение водорода из гидридов достигается одним из двух путей: нагревания или реакции с водой (гидролиза). Наиболее эффективны гидриды NaBH_4 , MgH_2 , AlH_3 , LiBH_4 .

Дж. Андерсон и др. [7] и Дж.О. Абе и др. [8] констатируют, что наименьшая плотность хранящегося водорода реализуется в случае GH_2 , а наибольшая – при хранении LN_2 . Наиболее экономичны способы хранения в сжатом, сжиженном и адсорбированном видах, так как при этом не требуется много энергии для получения GH_2 , используемого для работы автомобильных двигателей. В случае использования гидридов металлов для получения GH_2 требуется нагрев гидрида до температуры 100...300 °С в зависимости от его вида.

АЗС с использованием сжатого водорода

Рассмотрим особенности обеспечения пожарной безопасности АЗС, на которых водород присутствует в сжатом виде и поставляется с предприятий по его производству. При этом, как правило, применяются передвижные хранилища сжатого водорода.

Х.Р. Гье и др. [9] описали типичную АЗС с передвижным хранилищем H_2 в баллонах с давлением до 18 МПа, осуществляющую заправку автомобилей в городах. Станция

предназначена для одновременной заправки до 10 легковых автомобилей и до 2 автобусов. Размеры станции в плане 100×65 м. Газ из передвижного хранилища подается на компрессор, сжимающий его до давления 70 МПа, а затем в топливный бак заправляемого автомобиля. В состав АЗС входят передвижное хранилище, компрессор, распределительные трубопроводы, топливораздаточные колонки (ТРК) и пульт управления. Выполнен расчет риска для указанного объекта. Потенциальный риск вблизи ТРК превышает 10^{-3} год⁻¹, а на расстоянии 400 м от АЗС составляет 10^{-4} год⁻¹. Социальный риск появления жертв числом не более 100 превышает 10^{-4} год⁻¹. Авторы делают вывод о недопустимости столь высокого риска и необходимости его снижения как минимум в 10 раз за счет дополнительных защитных мероприятий (например, оснащения станции датчиками дозврывоопасных концентраций, применения систем аварийного отключения, противопожарных экранов и т.п.).

Л.К. Ширвил и др. [10] экспериментально исследовали модельный пожар на АЗС со сжатым водородом. Изучен выброс струи H_2 в загроможденное пространство, имитирующее загромождение на реальной станции, с образованием и сгоранием в указанном пространстве водородовоздушной смеси. В экспериментах загромождение моделировало два резервуара хранения водорода, заправляемый автомобиль и ограждающий экран между ТРК и резервуарами хранения. Модель резервуара хранения имела размеры 0,6×0,9×2,1 м. Модель автомобиля имела размеры 3,8×1,7×1,3 м и была размещена на высоте 0,3 м от поверхности земли. Модель АЗС помещали в прозрачную пластиковую оболочку размерами 5,4×6,0×2,5 м, куда подавали водород. Проведены эксперименты двух типов:

1) с предварительно перемешанной водородовоздушной смесью, зажигаемой в различных местах (между моделями резервуаров хранения, между моделями резервуаров хранения и моделью автомобиля, под моделью автомобиля) искровым источником с энергией 50 мДж;

2) с зажиганием струи H_2 , истекающей из отверстия диаметром 8 мм под давлением 40 МПа, при различных временах задержки зажигания.

Измеренные давления взрыва составляли, кПа: 31,7...136,6 вблизи модели автомобиля; 3,2...6,3 на расстоянии 30 м; 0,3...0,8

на расстоянии 100 м. Полученные результаты говорят о возможности реализации давлений взрыва, опасных для расположенных вблизи АЗС зданий и сооружений.

А. Дж. Маттхийсен и Э. С. Куи [11] провели расчетную оценку безопасных расстояний от АЗС на сжатом водороде до соседних объектов. Рассмотрены случаи, когда давление в топливном резервуаре автомобиля составляло 35 и 70 МПа. Найдено, что определенные в работе безопасные расстояния сравнимы с аналогичными величинами для АЗС на жидком моторном топливе и сжатом природном газе, в то время как для станции с наличием сжиженных углеводородных газов безопасные расстояния существенно выше. Сделан вывод о возможности размещения ТРК с водородом на АЗС с жидким моторным топливом.

К. Редди и др. [12] отметили, что АЗС на сжатом водороде с передвижным хранилищем топлива могут быть столь же безопасными, как станции с жидким моторным топливом, и при этом иметь более низкую стоимость. К. Сан и др. [13] проанализировали риск для водородной АЗС с передвижным блоком хранения топлива, размещенной в условиях плотной городской застройки. Риск оценен как для персонала объекта, так и для людей на окружающих станцию объектах. Показано, что риск аварии на указанной АЗС более, чем на порядок величины ниже установленных критериев. Наибольший вклад в величину риска дает нагнетательный компрессор, обеспечивающий необходимое для заправки автомобилей давление водорода. Утечки из резервуаров хранения значительно менее вероятны, но приводят к более тяжелым последствиям. Риск, связанный с перемещением передвижного блока хранения водорода по улицам города, может быть снижен до допустимого уровня путем организационно-технических мероприятий (например, перемещения блока хранения в ночное время, когда улицы города практически пусты).

М. Азума и др. [14] описали передвижной блок хранения водорода с баллонами из композитных материалов. Ранее для хранения водорода использовали стальные баллоны, рассчитанные на давление 19,6 МПа. Предложено использовать баллоны из композитных материалов с рабочими давлениями 35 и 45 МПа. В статье описаны конструкции указанных передвижных блоков хранения водорода. Также изучена возможность применения баллонов

из композитных материалов, которые рассматриваются как наиболее удобный способ хранения водорода под высоким давлением как в случае резервуаров АЗС, так и в случае топливных баков автомобилей [15]. Эти баллоны ведут себя при нагреве совершенно иначе, чем стальные баллоны, которые быстро нагреваются и передают тепло к хранящемуся газу с соответствующим ростом давления. В случае баллонов из композитных материалов рост давления при тепловом воздействии не превышает 10 % от первоначальной величины. В работе экспериментально изучено воздействие имитатора полного охвата пламенем поверхности баллона в предположении, что факельное горение менее опасным.

Проанализирована также проблема определения безопасных расстояний для водородной АЗС на сжатом газе [16]. Одним из способов определения безопасных расстояний является рассмотрение максимальной проектной аварии. При этом используются различные критерии поражения людей и окружающих объектов (например, предельно допустимая плотность теплового потока: 1,6 кВт/м² при длительном воздействии на человека; 4,7 кВт/м² при воздействии в течение 20 с; 25 кВт/м² при длительном воздействии на соседние здания и сооружения). Альтернативным является подход, основанный на построении полей потенциального риска. В качестве примера взята водородная АЗС, предназначенная для ежедневной заправки 100 автомобилей с топливными резервуарами автомобилей, рассчитанными на давление до 70 МПа. Блок хранения водорода содержал 51 баллон емкостью 250 л каждый. Найдено, что опасные расстояния составляют:

- 33 м для смертельного поражения людей тепловым излучением;
- 25 м для смертельного поражения при возникновении пожара-вспышки.

Взрыв водородовоздушной смеси не рассматривался, так как в силу малой загроможденности территории станции его вклад значительно меньше, чем вклады других упомянутых опасных сценариев аварии.

АЗС с использованием LH₂

Переходя к рассмотрению пожарной опасности АЗС с использованием LH₂ отметим, что в этом случае речь идет только о доставке топлива на станцию (в том числе и многотопливную). При этом предусматривается не загрузка LH₂

непосредственно в топливный бак автомобиля, а регазификация LH_2 с дальнейшим его компримированием для подачи в топливный бак.

Дж. Сакамото и др. [17] теоретически изучили воздействие пожара пролива бензина диаметром 3 м на многотопливной АЗС на резервуар хранения LH_2 . Длительность горения составила 30 мин. Варьировали расстояние от границ пролива бензина до резервуара хранения LH_2 в диапазоне от 3,5 до 14 м. При этом температура внешней оболочки двухстенного резервуара хранения LH_2 , обращенной в сторону пожара пролива, находится в диапазоне от 300 до 800 °С. Сделан вывод, что минимально допустимое расстояние от границ пожара пролива до резервуара хранения LH_2 составляет 14 м, в то время как согласно японским нормативным документам это расстояние равно 3,9 м, а по европейским нормативам – 8 м.

С. Кукукава и др. [18] рассчитали риск для АЗС с LH_2 . Оценены последствия аварий с оборудованием, содержащим LH_2 . Получены данные по качественному анализу риска (матрица риска), и предложены мероприятия по его снижению. В качестве примера рассмотрена станция пропускной способностью 10 заправляемых автомобилей в час. Жидкий водород хранится в двухоболочечном резервуаре. Технологические трубопроводы (включая заправочные рукава) являются двухстенными. Поставлена цель сделать АЗС с наличием LH_2 столь же безопасными, что и станции на жидком моторном топливе. Рассматриваемая АЗС имеет следующие параметры:

- объем емкости хранения LH_2 – 17 м³, рабочее давление – 0,35 МПа;
- на станции имеются две ТРК;
- скорость заправки автомобиля – 380 л/ч;
- емкость топливного бака автомобиля – 38 л.

Рассмотрен 131 сценарий аварии. В качестве опасных проявлений аварии учитывали взрыв газового облака и факельное горение. Найдено, что при истечении LH_2 из отверстия диаметром 1 мм с образованием и сгоранием газового облака давление взрыва на границе АЗС не превышает 30 кПа. При факельном горении длина факела составляет 10 м при диаметре истечения 14 мм и 1,7 м при диаметре истечения 1 мм. При диаметре истечения 0,2 мм факел не образуется. Предложены необходимые защитные мероприятия, среди которых основными являются применение

противопожарных экранов высотой 2 м, прокладка подземных технологических трубопроводов в специальных каналах, размещение технологического оборудования на едином фундаменте для защиты от землетрясений и подвижек грунта, контроль давления в межстенном пространстве резервуара хранения LH_2 .

Одной из основных опасностей, связанных с применением LH_2 (в том числе на АЗС), является образование факела при истечении топлива. Экспериментально изучены параметры теплового излучения от факельного горения струи LH_2 [19]. Найдено, что плотность теплового потока от факела при истечении LH_2 из отверстия диаметром 1 мм на расстоянии 1,8 м от оси факела составляет 9 кВт/м². Важной особенностью по сравнению с факелом углеводородного топлива является низкая доля теплоты сгорания, переходящей в излучение (около 0,06).

АЗС с получением водорода непосредственно на станции

Одним из способов снабжения водородной АЗС топливом является его получение непосредственно на станции путем разложения метилциклогексана [20–22]. Технологический процесс на такой станции реализуется следующим образом [20]. На станцию в автоцистернах доставляется метилциклогексан и сливается в подземный резервуар хранения. Далее метилциклогексан поступает в реактор дегидрогенизации, где в результате теплового разложения продукта получают водород. При этом толуол является побочным продуктом, который сливается в подземный резервуар, откуда его увозят автоцистернами для последующего использования в химической промышленности. Выделившийся водород компримируется и подается на очистку, после которой он опять компримируется до рабочего давления 82 МПа и направляется в резервуары хранения с дальнейшей подачей на ТРК. Резервуары хранения сжатого водорода выгорожены противопожарными экранами. Предусматриваются следующие меры безопасности:

- защита ТРК от наезда автомобилей;
- противопожарные экраны;
- датчики дозврывоопасных концентраций;
- спринклерная система водяного орошения технологического оборудования;
- система аварийного сброса давления;
- первичные средства пожаротушения;

- автоматическая установка пожарной сигнализации.

К. Цунеми и др. [21] проанализировали последствия аварий на АЗС рассматриваемого типа, связанных с утечкой газообразного водорода, а также с проливом метилциклогексана и толуола. Оценены параметры ударной волны при взрыве водородовоздушных смесей, теплового излучения от факела GH_2 и пожаров пролива метилциклогексана и толуола, поражения токсичными парами указанных жидкостей. Найдено, что опасные факторы взрыва и токсического поражения распространяются за пределы АЗС, но их вклад в опасность объекта сравнительно невелик. В то же время, воздействие факела хотя и локализовано в пределах территории станции, но представляет более высокую опасность. Аналогичные выводы сделаны Дж. Накаямой и др. [22].

Основные положения нормативных документов в части водородных АЗС

В Российской Федерации действует стандарт ГОСТ Р 55226-2012 «Водород газообразный. Заправочные станции», представляющий собой адаптированный перевод международного стандарта ISO/TS 20100:2008 «Gaseous hydrogen – Fueling stations». Водородная АЗС может включать в себя:

- системы подачи GH_2 или LN_2 по трубопроводу или от автомобильных транспортных средств;
- автономные генераторы водорода, использующие процесс электролиза воды, или генераторы водорода, применяющие технологии переработки органического топлива;
- системы хранения, перекачивания и испарения сжиженного водорода;
- системы очистки и компримирования GH_2 ;
- устройства для хранения GH_2 ;
- топливораздаточные колонки GH_2 .

Водородные АЗС должны располагаться таким образом, чтобы минимизировать риск аварий для потребителей и персонала станции и людей на соседних объектах. На АЗС должно быть ограждение из негорючих материалов высотой не менее 2 м, между которым и технологическим оборудованием должен быть существовать шириной не менее 0,8 м.

Резервуары с LN_2 должны размещаться на открытых площадках с обеспечением условий проветриваемости и защиты от наезда

автотранспорта. Все противопожарные стены и перегородки следует изготавливать из негорючих материалов с обеспечением пределов огнестойкости не менее 90 мин. В месте расположения резервуаров должны быть предусмотрены обвалования. Вентиляционные трубопроводы, в том числе на устройствах сброса давления, должны соединяться со сбросной трубой с выполнением условий предотвращения попадания выходящего газа в места нахождения людей и оборудования.

ТРК следует размещать вне навесов, за исключением случаев, когда конструкция навеса исключает образование скоплений водорода под крышей навеса. Перед заправочным рукавом необходимо установить клапан, автоматически перекрывающий подачу газа при повреждении рукава с утечкой газа. При аварийном прекращении подачи газа ее возобновление возможно только в ручном режиме.

В радиусе 3 м от любого технологического оборудования с водородом не должны присутствовать горючие вещества и материалы. Приведены значения безопасных расстояний от наземных систем хранения GH_2 или LN_2 до других объектов на территории станции. Безопасные расстояния допускается сокращать при применении противопожарных экранов с пределом огнестойкости не менее 2 ч. Противопожарные экраны не должны устанавливаться более чем с двух сторон от резервуаров хранения водорода.

Помещения с наличием водорода следует снабжать принудительной вентиляцией, производительность которой обеспечивает превышение концентрацией водорода значений 1 % об. при непрерывно действующей вентиляции и 0,4 % об. при аварийной вентиляции. В местах возможных выбросов водорода должны быть установлены датчики дозврывоопасных концентраций.

Как упомянуто выше, ГОСТ Р 55226-2012 является адаптированным переводом международного стандарта ISO/TS 20100:2008. Содержащиеся там требования вряд ли можно считать исчерпывающими с точки зрения обеспечения пожарной безопасности. Так, например, указанные там расстояния вряд ли могут считаться противопожарными в силу их аномальной малости, что ясно из их сравнения с данными, полученными в ходе оригинальных научных исследований (см., например, [16]). Кроме того, многие требования

стандарта записаны неконкретно (например, в отношении размещения резервуаров GH_2 на козырьках и крышах АЗС). Ссылки приведены на стандарты ИСО, что затрудняет использование этого стандарта при проектировании водородных АЗС.

Одним из основных международных нормативных документов, регламентирующих безопасность объектов водородной энергетики, является стандарт NFPA 2 «Hydrogen Technologies Code» в редакции 2016 года. Рассмотрим основные положения этого стандарта, посвященные автозаправочным станциям на сжатом и сжиженном водороде.

Основные требования к АЗС на сжатом водороде заключаются в следующем. Система защиты от недопустимого давления (более 120 % от рабочего давления) не должна содержать разрывных мембран. Технологические трубопроводы должны быть стальными, при этом допускаются только сварные соединения. Гибкие трубопроводы могут быть использованы только для заправочных рукавов, которые должны быть снабжены обратными клапанами, автоматически перекрывающими указанные рукава при их повреждении. Заправочную площадку нужно оборудовать датчиками дозрывоопасных концентраций системы газового анализа и автоматической пожарной сигнализацией. При срабатывании датчиков указанных систем в автоматическом режиме заправку автомобиля следует прекратить, и возобновлена она может быть только ручным способом. При потере электроснабжения аварийная запорная арматура должна срабатывать автоматически. Заправочная площадка должна быть оснащена не менее чем двумя огнетушителями, расположенными на расстоянии не более 15 м от нее. Регламентированы минимально допустимые расстояния от АЗС до соседних зданий и сооружений. При соблюдении ряда дополнительных требований допускается расположение топливозаправочных пунктов в помещениях.

АЗС на LH_2 должны отвечать приведенным выше требованиям для станций на сжатом газе, а также ряду дополнительных требований. Технологическое оборудование (за исключением ТРК и заправочных рукавов) следует отделять от прочих зданий и сооружений противопожарными экранами. Аварийные сбросные клапаны должны осуществлять сброс продукта через сбросную трубу. Заправка автомобилей в помещениях не допускается.

Сформулированы требования к технологическому оборудованию и его обслуживанию: технологическое оборудование должно размещаться на открытых площадках, на которых допускается использование навесов из негорючих материалов для защиты от неблагоприятных погодных условий. Заправочная площадка должна иметь бетонное покрытие, применение асфальта не допускается. Возможно использование передвижных АЗС.

В настоящей работе проведен анализ работ зарубежных исследователей в области обеспечения пожаровзрывобезопасности АЗС, осуществляющих заправку автомобилей водородом как моторным топливом. Рассмотрены различные способы хранения водорода (в газообразном, жидком, адсорбированном виде, в составе гидридов металлов или иных соединений). Проанализированы особенности пожаровзрывоопасности АЗС с использованием GH_2 и LH_2 , включая необходимые мероприятия по обеспечению их безопасности. Особо отмечены водородные АЗС, на которых водород получают непосредственно на станции путем дегидрогенизации метилциклогексана. Проанализированы основные положения российского стандарта ГОСТ Р 55226-2012 и международного стандарта NFPA 2, касающиеся АЗС с наличием сжатого и сжиженного водорода.

На основании анализа могут быть сделаны следующие выводы. В ряде стран (Япония, Южная Корея, Китай) активно ведутся работы по созданию водородных АЗС, являющихся экологически более безопасными по сравнению со станциями на углеводородном топливе (как газообразном, так и жидком). Выполнены достаточно многочисленные научные исследования в области обеспечения пожаровзрывобезопасности водородных АЗС. Показано, что при выполнении необходимых защитных мероприятий водородные АЗС могут быть столь же безопасными, как станции на углеводородном топливе. Созданы российский ГОСТ 55226-2012 и международный стандарт NFPA 2, регламентирующие требования безопасности к водородным АЗС. Совокупность упомянутых работ может быть положена в основу создания отечественного свода правил в области пожарной безопасности, регламентирующего требования к водородным

АЗС. При этом необходимы также нормативные документы, предъявляющие требования пожарной безопасности как к автомобилям на водородном топливе, так и к соответствующим объектам инфраструктуры (стоянки

автомобилей на водороде, предприятия по обслуживанию автомобилей на водороде), а также правила пожарной безопасности при их эксплуатации и т.п.

Список литературы

1. Макеев В.И. Безопасность объектов с использованием жидких криогенных продуктов // Пожаровзрывобезопасность. – 1992. – Т. 1. – № 3. – С. 34–45.
2. Болодьян И.А. Взрывопожароопасность низкотемпературных облаков водорода в атмосфере / И.А. Болодьян, Х.С. Кестенбойм, Г.М. Махвиладзе и др. // Горение гетерогенных и газовых систем: м-лы IX Всесоюзного симпозиума по горению и взрыву. – Черногоровка: Институт химической физики АН СССР, 1989. – С. 15–17.
3. Карпов В.Л. Пожаробезопасность регламентных и аварийных выбросов горючих газов. Ч. 1: Предельные условия устойчивого горения и тушения диффузионных факелов в атмосфере // Пожаровзрывобезопасность. – 1998. – Т. 7. – № 3. – С. 36–43.
4. Шебеко Ю.Н. Закономерности образования и горения локальных водородовоздушных смесей в большом объеме / Ю.Н. Шебеко, В.Д. Келлер, О.Я. Еременко и др. // Химическая промышленность. – 1988. – № 12. – С. 728–731.
5. Dadashzaden M. Modeling of hydrogen tank fueling / M. Dadashzaden, D. Makarov, V. Molkov // Proc. of the 9th International seminar on fire and explosion hazards. – СПб.: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2019. – Т. 2. – С. 1396–1407.
6. Gocalp I. A holistic approach to promote the safe development of hydrogen as an energy vector / I. Gocalp // Proc. of the 9th International seminar on fire and explosion hazards. – СПб.: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2019. – Т. 2. – С. 1387–1395.
7. Andersson J. Large-scale storage of hydrogen / J. Andersson, S. Gronkvist // International Journal of Hydrogen Energy. – 2019. – Т. 44. – С. 11901–11919.
8. Abe J.O. Hydrogen energy, economy and storage: review and recommendations / J.O. Abe, A.P.I. Popoola, E. Ajenifuja // International Journal of Hydrogen Energy. – 2019. – Т. 44. – С. 15072–15086.
9. Gye H.R. Quantitative risk assessment of an urban hydrogen refueling station / H.R. Gye, S.K. Seo, Q.V. Bach, et al. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2019. – Т. 44. – С. 1288–1298.
10. Shirvil L.C. Safety studies of high-pressure vehicle refueling stations: Releases into a simulated high pressure dispensing area / L.C. Shirvil, T.A. Roberts, M. Royle, et al. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2012. – Т. 37. – С. 6949–6964.
11. Matthijsen A.J. Safety distances for hydrogen filling stations / A.J. Matthijsen, E.S. Kooi // International Journal of Hydrogen Energy. – 2006. – Т. 19. – № 6. – С. 719–723.
12. Reddi K. Hydrogen refueling station compression and storage optimization with tube-trailer deliveries / K. Reddi, A. Elgowainy, E. Sutherland // International Journal of Hydrogen Energy. – 2014. – С. 39. – № 33. – С. 19169–19181.
13. Sun K. Risk analysis on mobile hydrogen refueling stations in Shanghai / K. Sun, X. Pan, Z. Li, et al. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2014. – Т. 39. – № 35. – С. 20411–20419.
14. Azuma M. Safety design of compressed hydrogen trailers with composite cylinders / M. Azuma, K. Oimatsu, S. Oyama, et al. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2014. – Т. 39. – № 35. – С. 20420–20425.
15. Blane-Vannet P. Fire tests carried out in FGH JU Firecomp project, recommendations and application to safety of gas storage systems / P. Blane-Vannet, S. Jallais, B. Fuster, et al. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2019. – Т. 44. – С. 9100–9109.
16. La Chance J. Risk-informed separation distances for hydrogen refueling stations / J. La Chance // International Journal of Hydrogen Energy. – 2009. – Т. 34. – С. 5838–5845.
17. Sakamoto J. Effect of gasoline pool fire on liquid hydrogen storage tank in hybrid hydrogen-gasoline fueling station / J. Sakamoto, J. Nakayama, T. Nakarai, et al. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2016. – Т. 41. – С. 2096–2104.

18. Kukukawa S. Risk assessment for liquid hydrogen fueling stations / S. Kukukawa, H. Mitsuhashi, A. Miyake // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2009. – Т. 34. – № 2. – С. 1135–1141.
19. Friedrich A. Ignition and heat radiation of cryogenic hydrogen jets / A. Friedrich, W. Breitung, G. Stern, et al. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2012. – Т. 37. – С. 17589–17598.
20. Nakayama J. Security risk analysis of a hydrogen fueling station with an on-site hydrogen production system involving methylcyclohexane / J. Nakayama, N. Kasai, T. Shibutani, et al. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2019. – Т. 44. – С. 9110–9119.
21. Tsunemi K. Estimation of consequences and damage caused by an organic hydrogen refueling station / K. Tsunemi, K. Yoshida, M. Yoshida, et al. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2017. – Т. 42. – № 41. – С. 26175–26182.
22. Nakayama J. Preliminary hazard identification for qualitative risk assessment on a hybrid gasoline-hydrogen fueling station with on-site hydrogen production system using organic chemical hydride / J. Nakayama, J. Sakamoto, N. Kasai, et al. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2016. – Т. 41. – С. 7518–7525.

International practice of fire safety support for hydrogen motor filling stations

Yu.N. Shebeko¹, I.A. Bolodyan^{1*}

¹ FGBU All-Russian Scientific Research Institute for Fire Protection, Bld. 12, VNIPO, Balashikha, Moscow region, 143903, Russian Federation

* E-mail: ivanbolodyan@yandex.ru

Abstract. An application of hydrogen as a motor fuel is a very important practical task because of a challenge to prevent the atmosphere pollution by greenhouse gases. Many investigators were looking for ways to solve this problem. This study is dedicated to analysis of the scientific works concerning the fire and explosion safety provision of car refueling stations (CRS), which distribute hydrogen as a motor fuel.

Safe storing a hydrogen motor fuel is one of the most difficult problem for designing the hydrogen CRSs. Authors consider the perspective methods of storing gaseous and liquid hydrogen, hydrogen adsorption, an application of hydrogen hydrides. The peculiarities of the fire safety provision are considered for the hydrogen CRSs distributing either the compressed hydrogen (it is mentioned that mobile CRSs are most suitable in this case), or the liquid hydrogen (hydrogen is delivered by car tanks from a plant, then is stored at the CRS, and then is regasified, compressed and transferred to cars). Production of hydrogen on a site by dehydrogenation of methylcyclohexane is one of the perspective tool for hydrogen CRS. Methylcyclohexane is delivered by car tanks, and after dehydrogenation hydrogen is compressed, stored and transferred to cars. The main features of the fire safety provision of these stations are analyzed.

Requirements of the standards GOST R 55226-2012 (ISO/TS 20100:2008) and NFPA 2 “Hydrogen Technologies Code” for CRS which use compressed and liquid hydrogen are studied. Authors conclude that the hydrogen CRSs could become safe like the stations with a hydrocarbon fuel if the necessary fire protection measures are fulfilled. In Russia, there should be the domestic fire safety rules for the hydrogen CRSs. These rules are to be prepared using the international experience.

Keywords: hydrogen safety; methods for a hydrogen storage; compressed hydrogen; liquid hydrogen; hydrogen generation on a refueling station.

References

1. MAKEYEV, V.I. Safety of objects with an application of liquid cryogenic products [Bezopasnost obyektov s ispolzovaniyem zhidkikh kriogennykh produktov]. *Pozharovzryvbezopasnost*, 1992, vol. 1, no. 3, pp. 34–45, ISSN 0869-7493. (Russ.).
2. BOLODIAN, I.A., H.S. KESTENBOYM, G.M. MAKHVILADZE, et al. Fire and explosion hazard of low temperature clouds of hydrogen in atmosphere [Vzryvopozharoopasnost nizkotemperaturnykh oblakov vodoroda v atmosphere]. In: *Combustion of Heterogenic and Gaseous Systems* [Goreniye Geterogennykh i Gazovykh Sstem]: Proc. of the 9th All-Union Symposium on Combustion and Explosion, Chernogolovka, Institute of Chemical Physics, 1989, pp. 15–17. (Russ.).
3. KARPOV, V.L. Fire safety of regular and accidental release of flammable gases [Pozharobezopasnost reglamentnykh i avariynykh vybrosov goryuchikh gazov]. Pt. 1. Limiting conditions of stable burning and extinguishing of jet flames in still air [Predelnyye usloviya ustoychivogo goreniya i tusheniya diffuzionnykh fakelov v atmosphere]. *Pozharovzryvbezopasnost*, 1998, vol. 7, no. 3, pp. 36–43, ISSN 0869-7493. (Russ.).

4. SHEBEKO, Yu.N., V.D. KELLER, O.Ya. YEREMENKO, et al. Peculiarities of formation and combustion of local hydrogen-air mixtures in a large volume [Zakonomernosti obrazovaniya i goreniya lokalnykh vodorodovozdushnykh smesey v bolshom ob'eme]. *Khimicheskaya Promyshlennost*, 1988, no. 12, pp. 728–731. (Russ.).
5. DADASHZADEN M., D. MAKAROV, V. MOLKOV. Modeling of hydrogen tank fueling. In: *Proc. of the 9th International Seminar on Fire and Explosion Hazards*. St. Petersburg, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, 2019, vol. 2, pp. 1396–1407.
6. GOCALP, I. A holistic approach to promote the safe development of hydrogen as an energy vector. In: *Proc. of the 9th International Seminar on Fire and Explosion Hazards*. St. Petersburg, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, 2019, vol. 2, pp. 1387–1395.
7. ANDERSSON, J., S. GRONKVIST. Large-scale storage of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, vol. 44, pp. 11901–11919, ISSN 0360-3199.
8. ABE, J.O., A.P.I. POPOOLA, E. AJENIFUJA. Hydrogen energy, economy and storage: review and recommendations. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, vol. 44, pp. 15072–15086, ISSN 0360-3199.
9. GYE, H.R., S.K. SEO, Q.V. BACH, et al. Quantitative risk assessment of an urban hydrogen refueling station. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, vol. 44, pp. 1288–1298, ISSN 0360-3199.
10. SHIRVIL, L.C., T.A. ROBERTS, M. ROYLE, et al. Safety studies of high-pressure vehicle refueling stations: Releases into a simulated high pressure dispensing area. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2012, vol. 37, pp. 6949–6964, ISSN 0360-3199.
11. MATTHIJSEN, A.J., E.S. KOOI. Safety distances for hydrogen filling stations. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2006, vol. 19, no. 6, pp. 719–723, ISSN 0360-3199.
12. REDDI, K., A. ELGOWAINY, E. SUTHERLAND. Hydrogen refueling station compression and storage optimization with tube-trailer deliveries. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2014, vol. 39, no. 3, pp. 19169–19181, ISSN 0360-3199.
13. Sun, K., X. Pan, Z. Li, et al. Risk analysis on mobile hydrogen refueling stations in Shanghai. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2014, vol. 39, no. 35, pp. 20411–20419, ISSN 0360-3199.
14. AZUMA, M., K. OIMATSU, S. OYAMA, et al. Safety design of compressed hydrogen trailers with composite cylinders. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2014, vol. 39, no. 35, pp. 20420–20425, ISSN 0360-3199.
15. BLANE-VANNET, P., S. JALLAIS, B. FUSTER, et al. Fire tests carried out in FGH JU Firecomp project, recommendations and application to safety of gas storage systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, vol. 44, pp. 9100–9109, ISSN 0360-3199.
16. LA CHANCE, J. Risk-informed separation distances for hydrogen refueling stations. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2009, vol. 34, pp. 5838–5845, ISSN 0360-3199.
17. SAKAMOTO, J., J. NAKAYAMA, T. NAKARAI, et al. Effect of gasoline pool fire on liquid hydrogen storage tank in hybrid hydrogen-gasoline fueling station. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016, vol. 41, pp. 2096–2104, ISSN 0360-3199.
18. KUKUKAWA, S., H. MITSUHASHI, A. MIYAKE. Risk assessment for liquid hydrogen fueling stations. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2009, vol. 34, no. 2, pp. 1135–1141, ISSN 0360-3199.
19. FRIEDRICH, A., W. BREITUNG, G. STERN, et al. Ignition and heat radiation of cryogenic hydrogen jets. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2012, vol. 37, pp. 17589–17598, ISSN 0360-3199.
20. NAKAYAMA, J., N. KASAI, T. SHIBUTANI, et al. Security risk analysis of a hydrogen fueling station with an on-site hydrogen production system involving methylcyclohexane. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, vol. 44, pp. 9110–9119, ISSN 0360-3199.
21. TSUNEMI, K., K. YOSHIDA, M. YOSHIDA, et al. Estimation of consequences and damage caused by an organic hydrogen refueling station. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, vol. 42, no. 41, pp. 26175–26182, ISSN 0360-3199.
22. NAKAYAMA, J., J. SAKAMOTO, N. KASAI, et al. Preliminary hazard identification for qualitative risk assessment on a hybrid gasoline-hydrogen fueling station with on-site hydrogen production system using organic chemical hydride. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016, vol. 41, pp. 7518–7525, ISSN 0360-3199.

УДК 622.692.48:551.462.32(98+571.6)

Подход к формированию интегрированной системы обеспечения безопасности при освоении шельфовых месторождений

М.Ю. Недзвецкий^{1,2}, В.С. Сафонов^{1*}, А.Г. Гречко¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

* E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: газоконденсатные месторождения арктических и дальневосточных морей, безопасность морских объектов, статистика инцидентов и аварий, комплексный анализ риска технологического процесса.

Тезисы. В статье представлена ретроспектива опыта обеспечения зарубежными компаниями безопасности при освоении шельфовых углеводородных месторождений. Показано, что проблему необходимо решать комплексно, начиная с рассмотрения природно-климатических и инфраструктурных особенностей акватории расположения месторождения, обоснования и анализа характерной причинно-следственной логики возникновения инцидентов и аварий и их возможных последствий во всех звеньях технологической цепи от разведочного и эксплуатационного бурения с мобильных установок и стационарных платформ до отгрузки с платформ товарной продукции, включая организацию логистики и управления техническим состоянием производственного комплекса, создание систем жизнеобеспечения и аварийно-спасательного обеспечения персонала, минимизацию воздействия на окружающую среду и т.п.

Особенности освоения морских месторождений углеводородов

Потенциальные ресурсы нефти и газа на континентальном шельфе составляют соответственно около 30 и 67 % общемировых, а их добыча уже превысила 25 % общемировой добычи [1]. Причем если добыча нефти на шельфе уже в целом стабилизировалась (26...28 млн баррелей в день), то добыча газа непрерывно возрастает (на сегодня более 1 трлн м³/год) главным образом за счет освоения глубоководных месторождений. Основная добыча углеводородов (УВ) на континентальном шельфе сосредоточена сегодня в регионах Ближнего Востока, Северного моря, Мексиканского залива, Каспийского моря, Западной Африки и Австралии.

На рис. 1 представлено распределение мировых ресурсов углеводородов в арктической зоне.

В соответствии с Энергетической стратегией Российской Федерации [3] развитие добычи УВ на континентальном шельфе является одним из важнейших факторов обеспечения энергетической безопасности страны. При этом основные объемы прироста нефтегазовых запасов планируется [3] осуществлять за счет континентального шельфа арктических и дальневосточных морей (рис. 2).

Трудности освоения месторождений УВ в акваториях арктических и дальневосточных морей РФ определяются совокупностью ряда факторов, среди которых наиболее значимыми являются нижеследующие:

1) *сложные гидрометеорологические условия* (в том числе в безледовый период – низкая температура воздуха, высокая волновая и ветровая нагрузка, значительная частота штормов, опасность возникновения цунами, полярные сумерки (ночь), обледенение поверхностей и т.п.). Например, для акватории Штокмановского газоконденсатного месторождения (ШГКМ) значения основных гидрометеорологических элементов с повторяемостью один раз в 100 лет составляют: скорость ветра – 35,7 м/с с осреднением 10 мин и 45,8 м/с в порывах с осреднением 3 с; высота значительных волн (13%-ной обеспеченности) – 13,5 м; высота волн 1%-ной обеспеченности – 20,1 м; скорость течений в поверхностном слое – 80 см/с¹.

¹ См.: Локальные технические условия (гидрометеорологические) для акватории ШГКМ. – Shtokman Development AG, 2009.

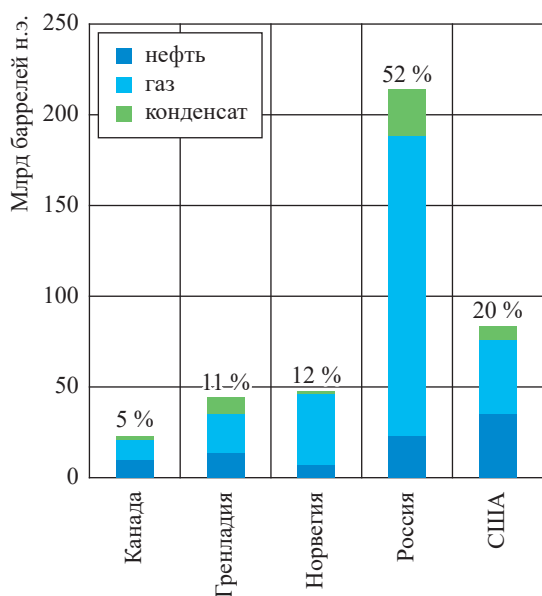


Рис. 1. Распределение потенциальных ресурсов углеводородов в Арктике [2]:

н.э. – нефтяной эквивалент

На рис. 3 показан режим естественной освещенности в северных широтах РФ в районах расположения шельфовых месторождений УВ. Видно, что, например, для акватории ШГКМ на протяжении большей части года наблюдаются существенные ограничения видимости. На рис. 4 проиллюстрирован эффект брызгового и атмосферного обледенения на судах и платформах, которое встречается как в полярных широтах, так и в дальневосточных морях и может определенным образом осложнить производственную деятельность [5];

2) *ледовые условия* (в том числе: тип, средняя и максимальная толщина льда, зона и период распространения льдов по акватории, средняя продолжительность периода открытой воды и др.), существенно влияющие на устойчивость инженерных сооружений [6–14], на возможность проведения буровых работ, обслуживание подводно-добычных комплексов, отгрузку продукции с платформ и т.п. На рис. 5 проиллюстрирована ситуация максимального развития ледяного покрова в арктических морях [15];

3) *айсберги* (вероятное их распределение по массе в различных районах рассматриваемых акваторий с учетом источника образования и специфики ветров и морских течений, а также опасность их столкновения с инженерными сооружениями) [16–19]. В качестве



Рис. 2. Доля извлекаемых запасов УВ по акваториям морей РФ [4]

иллюстрации на рис. 6 представлена информация [20] о местах обнаружения айсбергов в Баренцевом море.

Очевидно, что реальная опасность айсбергов для конкретного морского инженерного сооружения в значительной степени зависит от особенностей построения системы раннего обнаружения айсбергов и возможности надежного прогнозирования траекторий их дальнейшего дрейфа, а также от наличия технических средств для физического воздействия на них с целью изменения направления движения потенциально опасных айсбергов. В качестве иллюстрации на рис. 7 показаны стоп-кадры процедуры подготовки к операции по изменению траектории движения айсберга с помощью тросового обвода специальным судном-буксиром;

4) *глубина моря* (одна из ключевых характеристик, определяющих тип, вид и сложность морских нефтегазовых сооружений). Для прибрежных районов Арктики необходимо учитывать возможность вспахивания дна стамухами, а также береговой эрозии (в основном ледовыми образованиями) [21–23]. На рис. 8, 9 сравниваются глубины основных месторождений УВ в Северном море и на шельфе РФ [24].

В настоящее время в мире эксплуатируются или находятся в стадии проектирования и строительства более 9,5 тыс. морских плавучих и стационарных (опирающихся на дно) платформ различных типов [25]. На российском шельфе для добычи УВ используются ледостойкие платформы гравитационного типа (рис. 10, 11) при глубине моря не более 50 м [26]. Для бурения разведочных и эксплуатационных скважин применяются: до глубин не более 100 м – СПБУ (самоподъемная буровая установка); для глубин более 100 м – ППБУ (полупогружная буровая установка) и буровые суда.

Для проекта ШГКМ (глубина 300 м) рассматривалась возможность применения технологического судна типа FPSO (*англ.* floating,

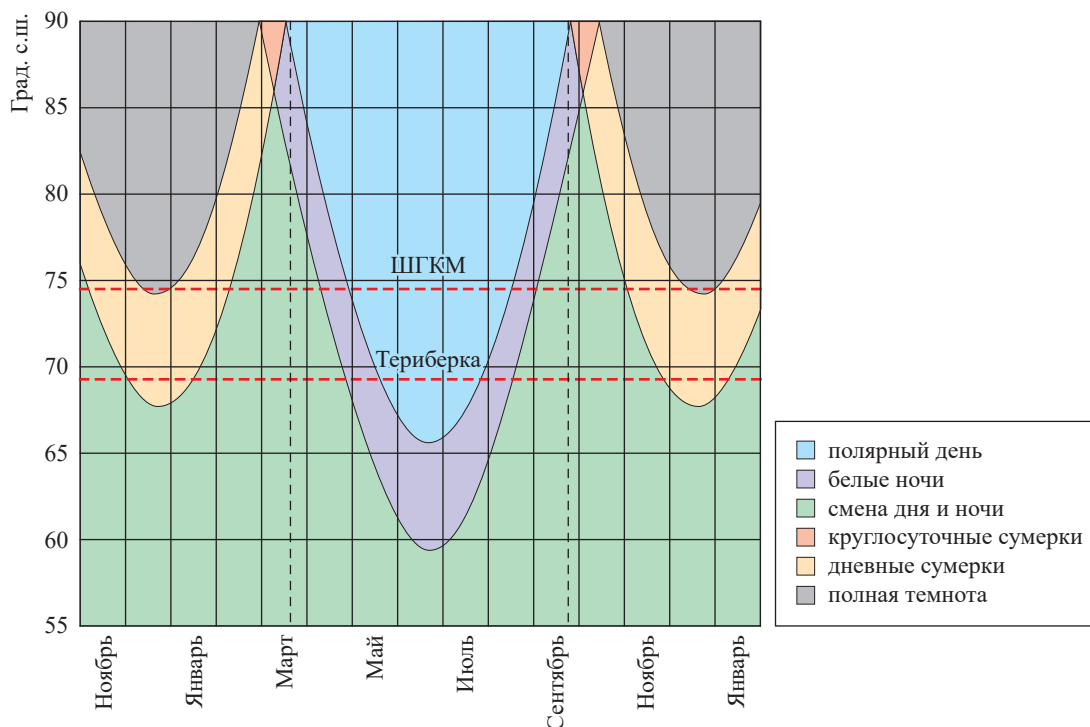


Рис. 3. Режимы естественной освещенности для северных широт



Рис. 4. Брызговое обледенение на судах

production, storage, offloading) или FPU (англ. floating production unit). На рис. 12 в качестве примера показано технологическое судно LNG FPSO Prelude компании Shell.

Отличительной особенностью ШГКМ является *ненулевая вероятность* столкновения айсбергов с платформой. В настоящее время в мире построены две платформы, при проектировании которых непосредственно учитывался сценарий навала айсбергов, и поэтому их можно назвать «айсбергостойкими». Обе платформы – «Хайберния» (англ. Hibernia; глубина моря в точке установки – 80 м; диаметр – около 110 м; масса опорной части – 600 тыс. т плюс ~ 300 тыс. т твердого балласта) и «Хеброн» (англ. Hebron; глубина моря – 90 м; диаметр опорной части – 130 м; диаметр колонны, несущей интегрированное верхнее строение, – 35 м) – имеют опорную часть гравитационного типа и установлены на Ньюфаундленской банке (восточное побережье Канады) [27, 28]. На Ньюфаундленской

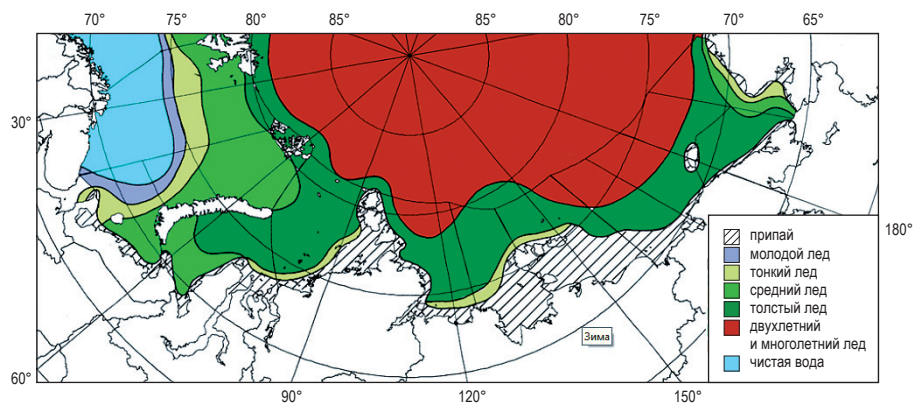


Рис. 5. Среднее распределение льда различного возраста в арктических морях в конце периода нарастания ледяного покрова (май) [15]

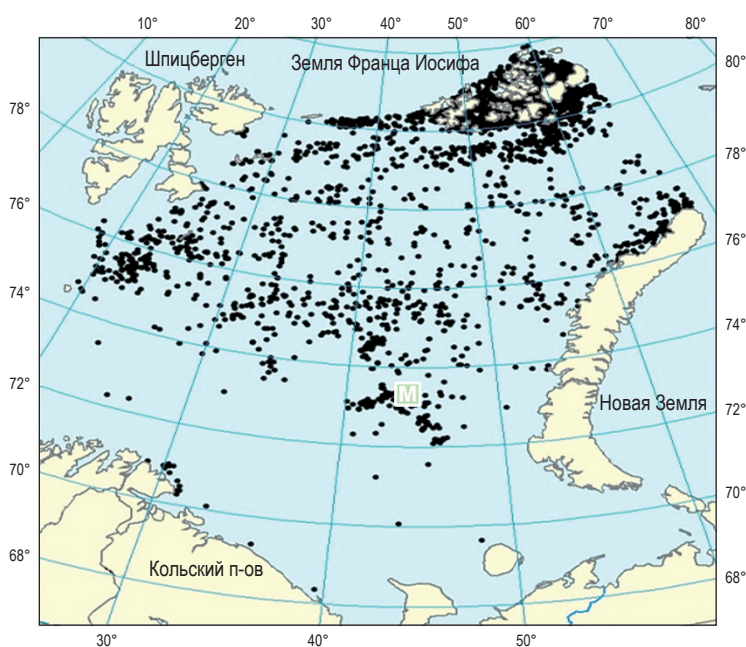


Рис. 6. Местоположения айсбергов, их обломков и кусков, обнаруженных в Баренцевом море в период с 1928-го по 2007 г. [20]

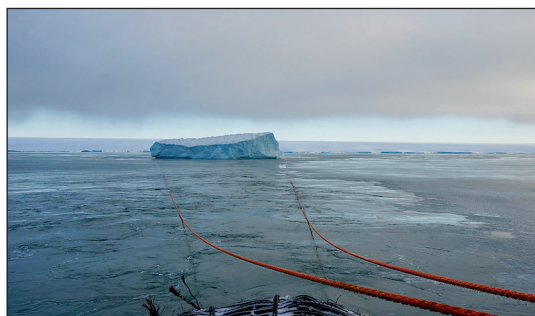


Рис. 7. Подготовка к операции буксировки айсберга с целью изменения траектории его дрейфа. В ходе экспедиции «Кара-лето-2016» впервые в России была произведена буксировка крупных айсбергов / Управление информационной политики ПАО «НК «Роснефть». – <https://ekogradmoscow.ru/novosti/novosti-press-sluzhb/v-khode-ekspeditsii-kara-let-2016-vpervye-v-rossii-byla-proizvedena-buksirovka-krupnykh-ajsbergov?tmpl=component&print=1&layout=default>

банке на глубинах порядка 100 м реализованы два проекта обустройства уже с плавучими платформами судового типа FPSO в условиях наличия айсбергов: «Терра Нова» (лат. Terra Nova) введена в эксплуатацию в 2002 г., «Белая

Роза» (англ. White Rose) – в 2005 г. Корпуса технологических судов рассчитаны на навал айсберга до 100 тыс. т, их размеры составляют около 300 м в длину и около 50 м в ширину [29].

Отличительной особенностью платформ указанного типа является наличие внутренней турели, что позволяет судну совершать разворот на месте и занимать наиболее выгодное положение с точки зрения минимизации внешнего воздействия (эффект «флюгирования»). Кроме того, все райзеры и якорные

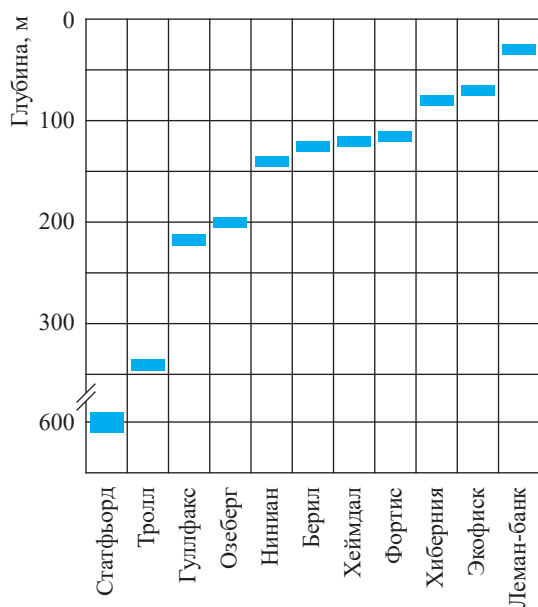


Рис. 8. Глубина Северного моря над месторождениями УВ



Рис. 10. Стационарная платформа «Приразломная» с кессонным гравитационным основанием

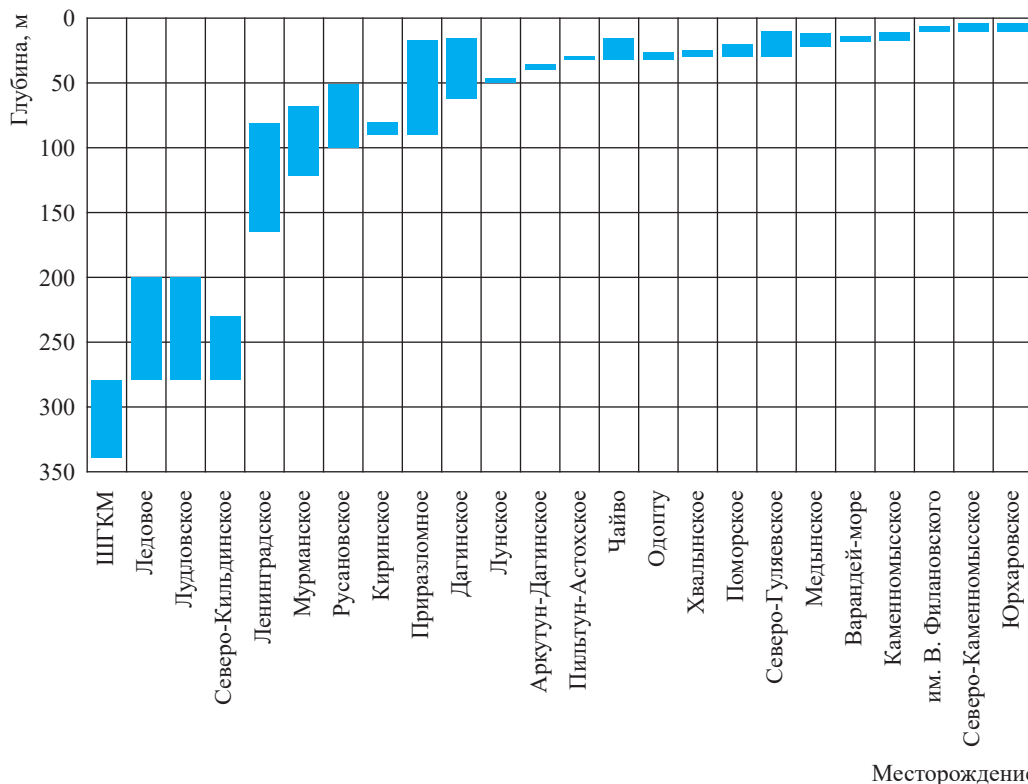


Рис. 9. Глубина моря над морскими месторождениями России



Рис. 11. Платформа с опорной частью гравитационного типа «Лунская-А» (ЛУН-А) проекта «Сахалин-2». Источник: <https://www.gazprom.ru/projects/sakhalin2>



Рис. 12. Технологическое судно LNG FPSO Prelude компании Shell. Источник: Эволюция технических решений для Штокмановского ГКМ и современный взгляд на его обустройство // Neftegaz.ru. – 20.04.2021. – <https://magazine.neftgaz.ru/articles/shelf/677243-evolyutsiya-tekhnicheskikh-resheniy-dlya-shtokmanovskogo-gkm-i-sovremenny-vzglyad-na-ego-obustroyst>

линии присоединены к специальному крайне сложному устройству, так называемому спайдерному бую, который крепится к турели и может отсоединяться в случае возникновения реальной угрозы столкновения с айсбергом. Операции отсоединения и повторного подсоединения бую являются достаточно сложными и не всегда раньше выполнялись успешно. Чтобы не допустить частого осуществления процедуры отсоединения бую, на акватории Ньюфаундленской банки реализована комплексная система управления ледовой обстановкой применительно к айсберговой угрозе, включая аэрокосмический мониторинг и возможность изменения траекторий движения айсбергов;

5) *удаленность от берега* (протяженность подводных трубопроводов, удаленность от баз снабжения [30–34] и необходимой инфраструктуры, сложность связи, логистики, поддержания технического состояния и аварийно-спасательного обеспечения);

6) *газогидраты* (наличие придонных и криогенных газогидратов в толщах вечной мерзлоты и возможные последствия нарушения их целостности или термобарических условий их существования) как опасность газопроявлений при бурении, а также опасность опускания морского дна в процессе разработки месторождения [35];

7) *высокая экологическая чувствительность* шельфовых акваторий к аварийному загрязнению природной среды [36];

8) *повышенные требования к показателям надежности и безопасности* и одновременно ограниченные возможности диагностики,

поддержания технического состояния и ремонта подводного и надводного оборудования, необходимость применения в целом ряде случаев роботизированных дистанционно управляемых многоцелевых подводных аппаратов (англ. remotely operated vehicles, ROV);

9) *сложность организации надежной доставки* (смены) *персонала* (плановой и в условиях чрезвычайной ситуации) на платформах и судах воздушными средствами в необходимых объемах и в установленные сроки.

Производственно-технологическая цепочка шельфовой добычи УВ включает:

- морские, в том числе подводные, инженерно-изыскательские работы [30];
- бурение с мобильных буровых установок и платформ различных типов, строительство и обустройство скважин как с подводным заканчиванием и, соответственно, подводным размещением противовыбросового оборудования (ПВО), так и с надводным расположением устьев скважин и верхним расположением ПВО на опорных (гравитационных) или плавучих технологических платформах;
- сооружение сети подводных промысловых трубопроводов и райзеров и соответствующих блоков управления потоками флюида [31];
- создание и размещение на морском дне необходимого емкостного, теплообменного, насосно-компрессорного и энергетического оборудования в соответствующем исполнении,

а также питающих шлангокабелей при бесплатформенной концепции разработки месторождения [32–34];

- сооружение в море технологической платформы (одной или нескольких), обеспечивающей первичную переработку пластовой продукции и подготовку ее к транспортировке по трубопроводу на берег, хранение и отгрузку в море на танкеры жидких компонентов, а также прием грузов, оборудования и расходных материалов, захоронение (отгрузку) отходов производства;
- создание берегового комплекса переработки, хранения и распределения товарной продукции;
- создание береговых баз снабжения и флота воздушных и морских судов различного назначения [37];
- создание системы мониторинга и управления функционированием единого производственного комплекса морской добычи УВ.

В силу указанных выше осложняющих факторов масштабы материальных, социальных, экологических и репутационных ущербов от аварий на морских объектах добычи существенно превышают соответствующие показатели для аналогичных сухопутных объектов, что оказывает большое влияние как на регуляторную политику соответствующих органов надзора, так и на развитие индустрии морской добычи УВ в целом.

Показатели отказов и аварий на морских объектах

В практике проведения буровых работ и эксплуатации скважин принято различать две категории инцидентов:

- 1) осложнения – нарушения технологического процесса сооружения и эксплуатации скважины, которые должны быть предусмотрены регламентом;
- 2) аварии – неконтролируемые нарушения технологического процесса, требующие оперативного проведения специальных работ по их локализации и ликвидации.

Основными видами осложнений являются, как правило, поглощения бурового промывочного и тампонажного растворов, осыпи и обвалы стенок скважины, прихваты, замятки и посадки бурового инструмента в процессе бурения и при спускоподъемных операциях. Наиболее опасными аварийными событиями при разведке и разработке морских

месторождений являются выбросы в форме различных флюидопроявлений (газо-, нефте- и водопроявления – ГНВП; в зарубежной практике – LWC, *англ.* loss of well control) – самопроизвольное выделение из скважины газа, нефти, воды или их смесей, способных переходить в открытое неконтролируемое фонтанирование при нарушении штатных барьеров безопасности. Условиями возникновения и развития открытых фонтанов являются отказы оборудования, ошибки персонала при предупреждении, обнаружении и ликвидации ГНВП, превышение пластовым давлением давления столба жидкости в стволе скважины (нарушение первичного барьера безопасности) и потеря герметичности скважины и/или противовыбросового оборудования (нарушение вторичного барьера безопасности). С открытыми фонтанами связаны наиболее крупные аварии в истории нефтегазовых работ, включая морские проекты, в том числе: в 1979 г. выброс нефти объемом около 525 тыс. м³ и продолжительностью 290 сут на месторождении Иксток (Ixtoc) в Мексиканском заливе при глубине моря 45 м; в 2010 г. выброс нефти объемом более 780 тыс. м³ продолжительностью 82 сут на скважине Макондо (Macondo) в Мексиканском заливе при глубине моря 1500 м.

Основные пути выбросов УВ в окружающую среду через различные элементы конструкции скважины и оборудования буровых и эксплуатационных установок показаны на рис. 13 для относительно простых случаев подводного размещения ПВО, когда выход УВ происходит из единственного продуктивного пласта по обсадной колонне, эксплуатационной или бурильной колонне и по межтрубному пространству [38]. Для эксплуатационных скважин необходим учет наличия внутрискважинного оборудования и фонтанной арматуры. Для скважин с пересечением нескольких выделяющихся формаций схема должна учитывать возможные боковые притоки из вышележащих формаций и межпластовые перетоки. Ожидаемые значения частот выбросов из скважин [38] представлены в табл. 1. Дополнительная статистическая информация о специфике выбросов из скважин [38] дана на рис. 14.

Следует подчеркнуть, что после аварии на скважине Макондо в США были проведены беспрецедентные по объему и качеству работы, направленные на обеспечение

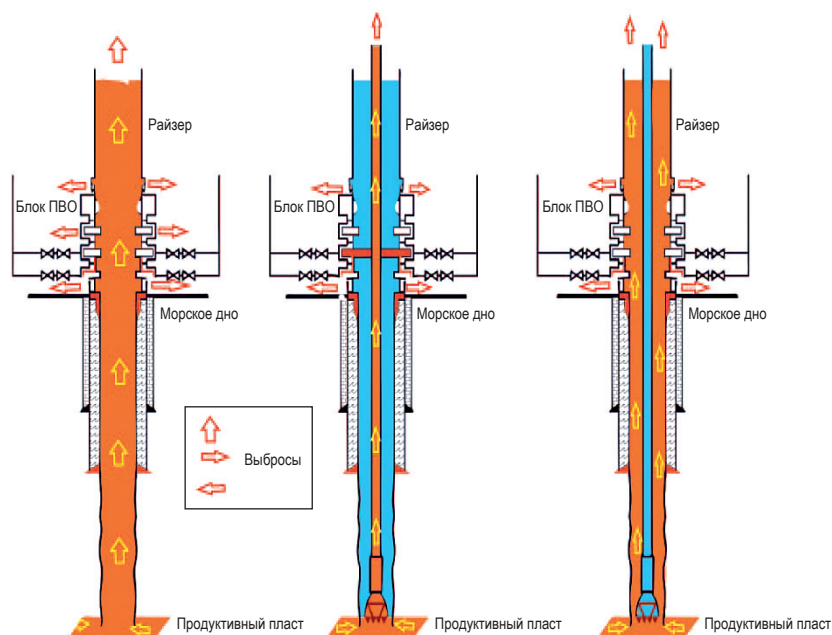


Рис. 13. Схемы возможных путей выбросов углеводородов из скважины

Таблица 1

**Частотность выбросов и утечек из скважин для различных технологических операций
(для условий Северного моря)**

Операция	Вид аварии	Частота аварий по видам скважин		Единица измерений	Доля подводных аварий		
		газ	нефть				
Разведочное бурение	Выброс	$3,1 \cdot 10^{-4}$	$2,8 \cdot 10^{-4}$	Случаев на скважину	0,39		
	Утечка	$2,4 \cdot 10^{-3}$	$2,1 \cdot 10^{-3}$				
Эксплуатационное бурение	Выброс	$7,8 \cdot 10^{-5}$	$7,1 \cdot 10^{-5}$				
	Утечка	$6,0 \cdot 10^{-4}$	$5,5 \cdot 10^{-4}$				
Заканчивание скважин	Выброс	$1,2 \cdot 10^{-4}$	$6,6 \cdot 10^{-5}$			Случаев на операцию	0,0
	Утечка	$4,8 \cdot 10^{-4}$	$2,7 \cdot 10^{-4}$				
Спуско-подъемные операции	Выброс	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$5,1 \cdot 10^{-5}$				
	Утечка	$2,0 \cdot 10^{-5}$	$1,1 \cdot 10^{-5}$				
Колтюбинговые операции	Выброс	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$1,1 \cdot 10^{-4}$				
	Утечка	$2,8 \cdot 10^{-4}$	$2,5 \cdot 10^{-4}$				
Ремонт скважин	Выброс	$3,4 \cdot 10^{-4}$	$1,9 \cdot 10^{-4}$	Случаев на скважину	0,125		
	Утечка	$6,4 \cdot 10^{-4}$	$3,5 \cdot 10^{-4}$				
Эксплуатация скважин	Выброс	$1,9 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-6}$				
	Утечка	$2,1 \cdot 10^{-5}$	$2,6 \cdot 10^{-5}$				

безопасности шельфовых операций по добыче УВ. Основной акцент при этом делался не только и не столько на специальную технику и технологии глушения и ликвидации фонтанов, сколько на их предотвращение за счет детального анализа логически обоснованных (характерных) причин и факторов их возникновения еще на ранней стадии (система поддержки принятия решений на базе имитационного моделирования), а также за счет повышения эффективности различных барьеров

безопасности, минимизации влияния человеческого фактора и т.п. [39].

Активные работы в этом направлении ведутся и в России [40–43].

Как было отмечено выше, фонтанирование газа из скважин (при бурении, ремонте или эксплуатации) по тяжести последствий и воздействию на технологические объекты и персонал считается одной из наиболее опасных аварийных ситуаций, которые могут произойти на морских установках континентального

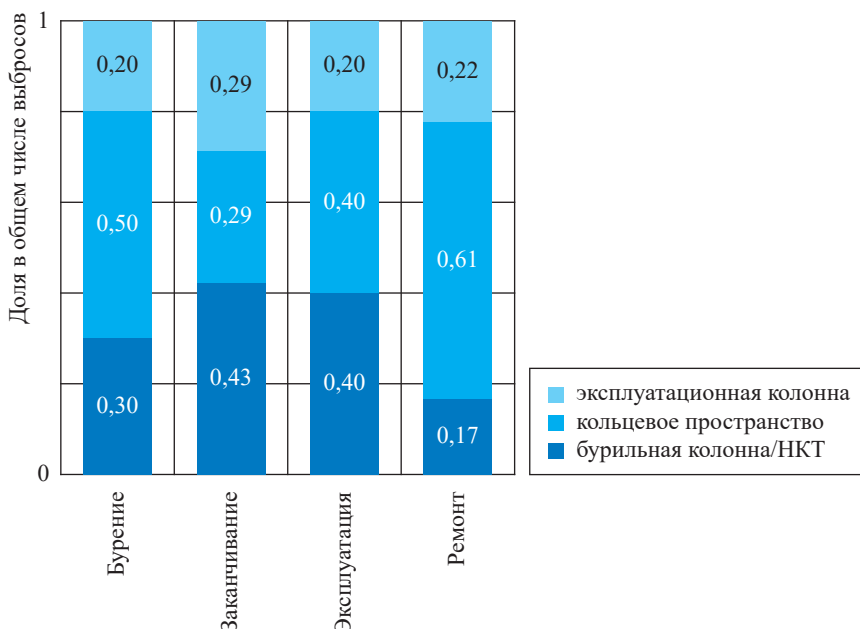


Рис. 14. Реализация путей выбросов из скважин при различных операциях: НКТ – насосно-компрессорные трубы

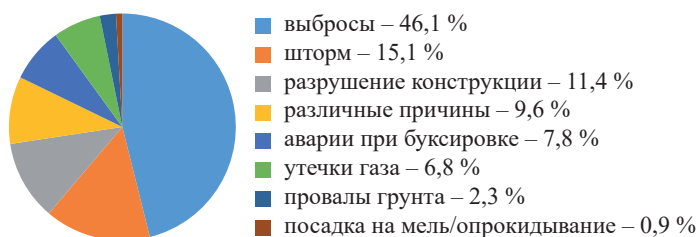


Рис. 15. Распределение основных причин аварий на морских платформах

шельфа. Выбросы газа (*англ.* blowouts) являлись основной причиной аварий на морских платформах (рис. 15) [2].

По данным WOAD [44], начиная с 1975 г. в мире произошли около 50 аварий с открытым фонтанированием газа, приведшие к разрушению морских стационарных платформ и гибели персонала. Статистическая информация по опасным происшествиям в британском секторе Северного моря [45] представлена на рис. 16.

Морские технологические платформы являются наиболее сложными и ответственными элементами морского добычного комплекса. Их основными отличительными особенностями как производственных комплексов являются:

- высокая стоимость (до 3–4 млрд долл. США и более);
- большая сложность (многоэтажность) конструкции, а именно: высокая плотность

размещения высокоэнергетического оборудования и большие объемы обрабатываемых в технологических процессах взрывопожароопасных веществ, практическое отсутствие традиционных «безопасных разрывов» между производственными зонами и объектами, высокая вероятность каскадного развития аварий;

- повышенный уровень внешних негативных факторов воздействия;
- сложность организации снабжения (зависимость от природных и географических факторов), технического обслуживания и ремонта, доставки грузов, эвакуации персонала, локализации и ликвидации аварий.

В табл. 2 приведены некоторые фактические данные об ожидаемых частотах отказов и аварий на платформах Северного моря при воздействиях на них ураганов и штормов. Северное море рассматривается при этом как наиболее близкий аналог для арктических морей России. Согласно статистике, из-за

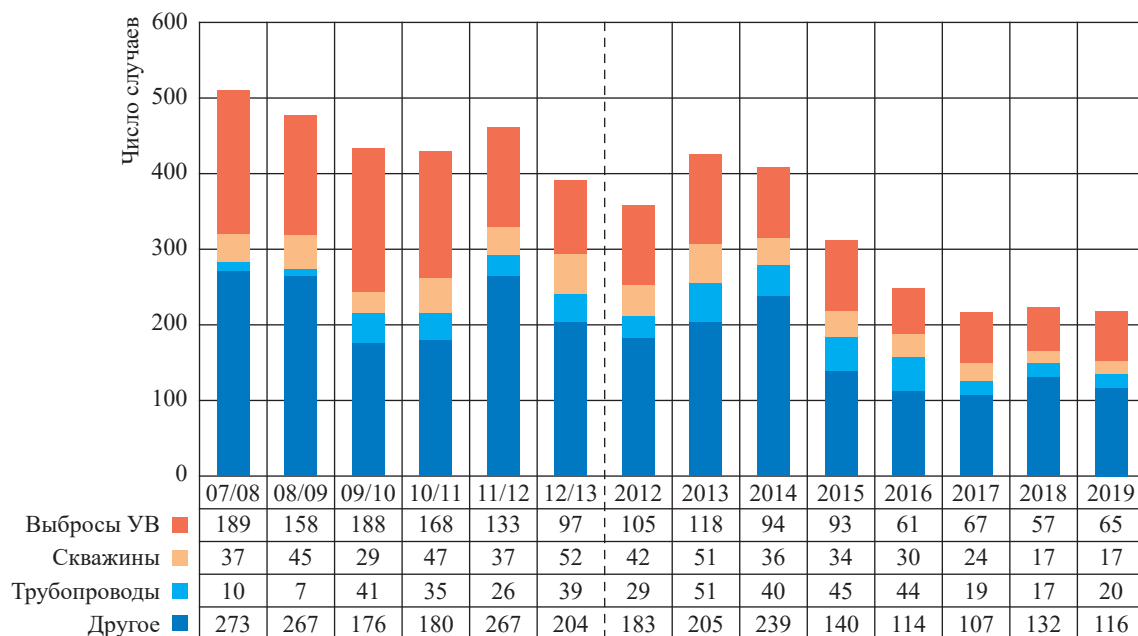


Рис. 16. Опасные происшествия на шельфе британского сектора Северного моря

Таблица 2

Количество инцидентов при экстремальных природных воздействиях (ураганы, штормы) в Северном море, на платформу в год

Тип платформы	Событие	1980–1989 гг.	1990–2003 гг.
FPSO и FSU	Крен судна	–	0,008
	Отказ конструкции	0,103	0,050
	Нарушение позиционирования	0,103	0,008
СПБУ	Опрокидывание	–	0,005
	Отказ конструкции	0,014	0,012
Стационарная платформа	Отказ конструкции	0,004	0,005

экстремальных погодных условий получают различные повреждения до нескольких платформ в год.

Еще более яркая картина негативного влияния погодных факторов наблюдается в Мексиканском заливе. На рис. 17 показаны траектории (шторм-треки) разрушительных ураганов «Катрина» (*англ. Katrina*) и «Рита» (*англ. Rita*), которые в 2005 г. последовательно пересекли акваторию Мексиканского залива через районы, где расположена большая часть всех платформ Мексиканского залива (их общее количество составляет около 4000 ед.).

Последствиями, например, урагана «Катрина» в 2005 г. (V категория, максимальная скорость ветра 80 м/с, высота волн до 18 м): 44 добычные платформы разрушены, 20 получили значительные повреждения, 6 мобильных буровых установок сорваны с якоря, 3 буровые платформы разрушены, 1 СПБУ опрокинута,

2 СПБУ и 5 ППБУ получили значительные повреждения. При этом (что очень показательно) безопасность персонала была полностью обеспечена масштабной и заблаговременной эвакуацией.

В рамках формирования инфраструктуры и общей логистики функционирования морского производственно-технологического комплекса будут активно использоваться не только воздушные средства (в том числе беспилотные), но и суда различного назначения, а также танкеры для отгрузки с платформ жидких УВ. При этом, как показывает практика, в сложных погодных условиях нередки случаи столкновений этих судов с платформой, что может привести и приводило к возникновению различной тяжести повреждений как на судах (включая их затопление), так и на платформах. В качестве иллюстрации на рис. 18 представлена выборочная

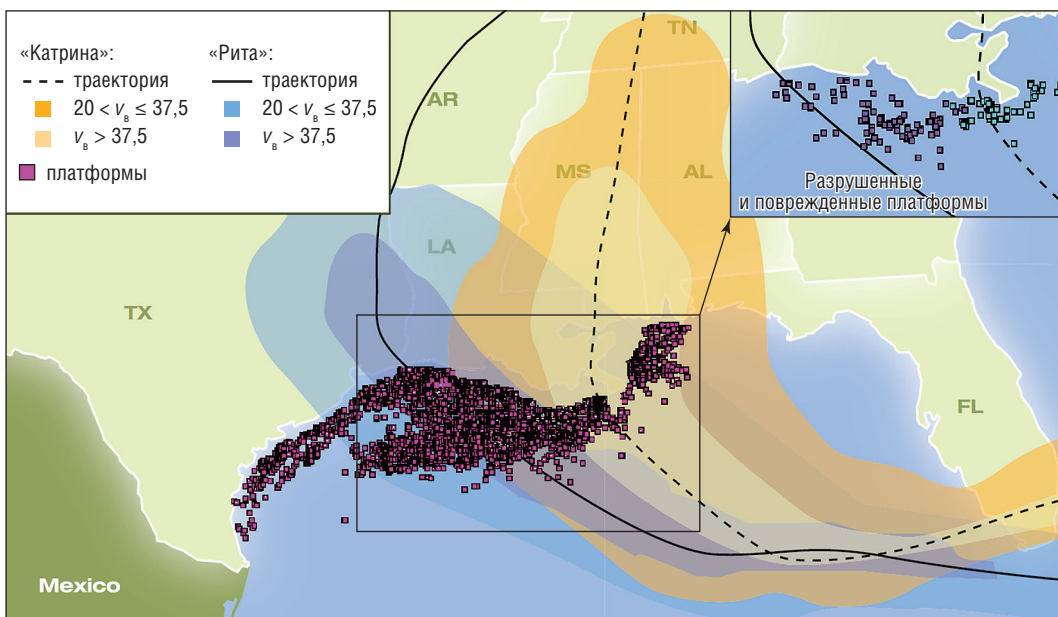


Рис. 17. Шторм-треки ураганов «Катрина» и «Рита» в Мексиканском заливе, 2005 г. [46]:
 v_b , м/с – скорость ветра (значения указаны с осреднением за 1 ч)

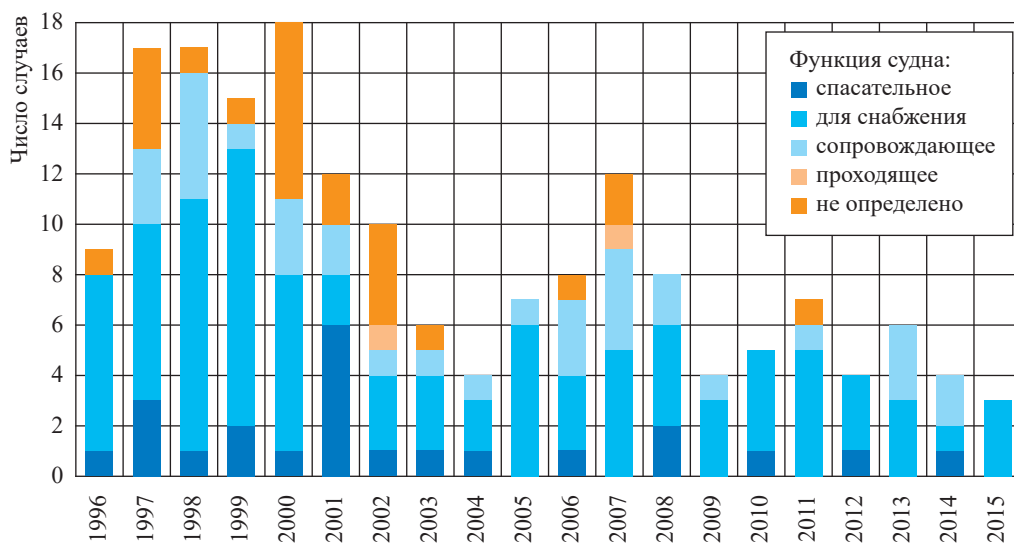


Рис. 18. Информация о столкновениях судов с платформами (всех типов) в британском секторе Северного моря [47]

информация о столкновениях судов с платформами в британском секторе Северного моря [47].

Проблеме обеспечения взрывопожаробезопасности морских технологических платформ и в России [24, 48, 49], и за рубежом [50–60] уделяется самое серьезное внимание. Прежде всего, речь идет об идентификации и детальном анализе характерной причинно-следственной логики возникновения различного рода утечек УВ, обращающихся в технологических процессах, с возможностью последующего

их возгорания и/или взрыва при отказе или недостаточной эффективности предусмотренных проектом систем (барьеров) безопасности. Для этой цели используется в том числе (но не только) статистическая информация. На рис. 19 представлена сводная информация по данным HSE [45] об утечках УВ на платформах британского сектора Северного моря. Установлено, что основными причинами утечек являлись ошибки оператора, механические повреждения и отказы оборудования систем управления.

В силу высокого технологического загромождения взрывное сгорание газоздушных смесей (ГВС) на платформах может приводить к возникновению значительных избыточных давлений. Информация о величинах избыточных давлений, возникавших при аварийных взрывах ГВС на норвежских платформах в Северном море, представлена Жаном Эриком Виннемом [61]. Из числа рассмотренных случаев 72,4 % взрывов сопровождалось возникновением давлений менее 0,2 бара; 20,7 % – давлений от 0,2 до 1 бара; 6,9 % – давлений от 1 до 2 баров. В качестве примера на рис. 20 схематично представлено строение одной из палуб стационарной морской платформы в Охотском море, а на рис. 21 – стоп-кадр поля избыточного давления при моделировании взрыва газоздушной смеси (ГВС) в сепарационном блоке, полученного с использованием программного комплекса FLACS (компания GexCon AS).

Взрывы ГВС на платформах несут в себе чрезвычайно высокие риски, поскольку возникающие при этом избыточные давления

способны привести к значительным повреждениям и/или разрушениям элементов конструкции платформы и вызвать дальнейшее развитие аварии по каскадному сценарию. Современными нормативами в обязательном порядке предусмотрены для технологических платформ проведение анализа риска аварий и обоснование комплекса «барьеров безопасности», направленных на минимизацию вероятности утечек УВ и последствий их взрывного сгорания. Согласно международным стандартам с учетом применения активных методов защиты максимальная ожидаемая частота возникновения опасных значений избыточных давлений при аварийных взрывах ГВС (2 бара) на технологической платформе не должна превышать значения 10^{-4} год⁻¹.

История освоения морских месторождений УВ имеет многочисленные примеры каскадных сценариев развития аварий на платформах (рис. 22). Так, например: прямой ущерб для платформы Piper Alpha (1988 г., Северное море) составил более 2 млрд долл. США;

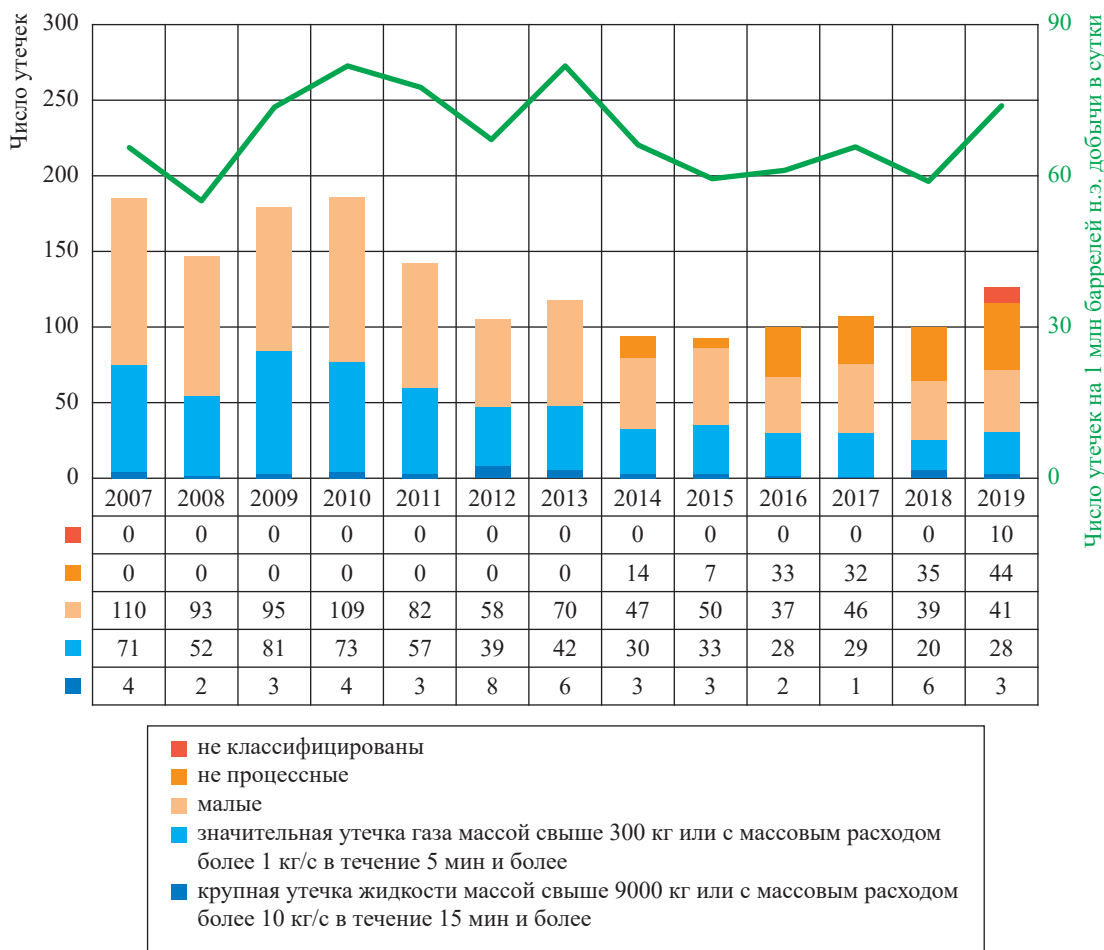


Рис. 19. Утечки УВ на платформах британского сектора Северного моря [45]

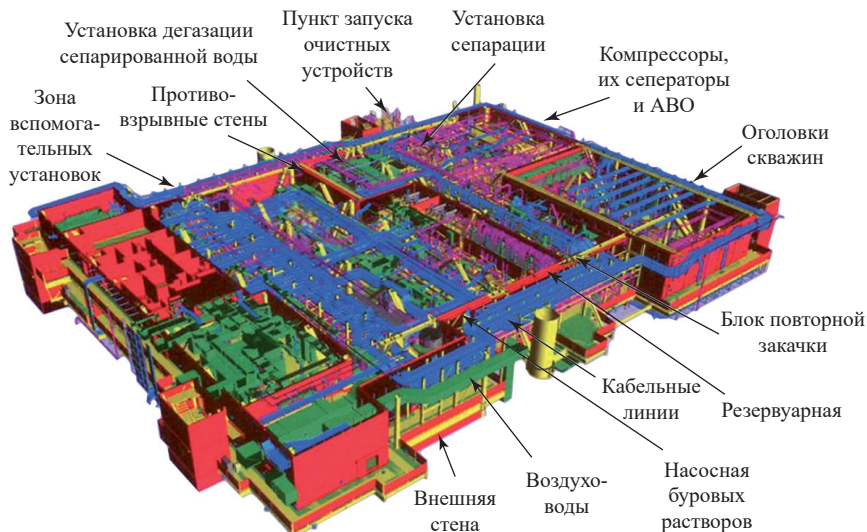


Рис. 20. Пример строения одной из палуб стационарной морской платформы:
 АВО – аппарат воздушного охлаждения

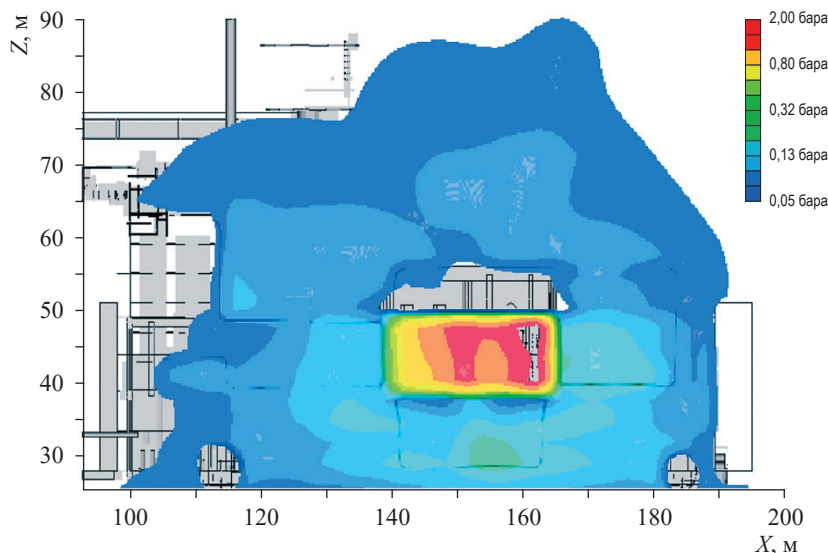


Рис. 21. Расчетная эпюра избыточного давления для сценария взрыва ГВС в сепарационном блоке платформы

для платформ Ekofisk (2009 г., Северное море), Baker (1989 г., Мексиканский залив) и Roncador Field (2001 г., шельф Бразилии) – около 1 млрд долл. США [62]. Важно учитывать, что в базу данных наиболее резонансных случаев [62] не включены значительные дополнительные расходы на восстановление контроля над скважиной и производственным процессом или связанные с ответственностью перед третьими лицами (например, общая сумма требований об ответственности перед третьими лицами в связи с аварией Макондо в Мексиканском заливе в 2010 г. более чем

в 20 раз (!) превысила стоимость понесенных в результате этой аварии прямых убытков от ущерба имуществу).

Аварии на платформах нередко сопровождались групповой гибелью людей. Так, например, в результате аварии на платформе Piper Alpha в Северном море в 1988 г. погибло 167 чел., на платформе Alexander L. Kielland в Северном море в 1980 г. – 123 чел., на платформе Ocean Ranger в 1982 г. близ о. Ньюфаундленд – 84 чел., на платформе Mumbai High North в 2005 г. в Индийском океане – 22 чел. Перечень можно продолжить.

Помимо платформ важным составным элементом технологической цепочки морской добычи УВ являются сборные промысловые подводные трубопроводы и райзеры. При анализе аварийности для российских месторождений УВ за аналог принимают, как правило, статистику по Северному морю, где выявлены следующие зоны риска в зависимости от размещения участков морских трубопроводов:

- зона размещения райзеров (гибких трубопроводов, идущих от платформы к объектам на дне моря);
- зона безопасности (принимаемая по зарубежным нормативам равной 500 м вокруг платформы);
- «средняя» часть трубопроводов;
- прибрежная зона;
- береговая зона (сухопутный участок выхода морского трубопровода на берег).

На рис. 23 представлена статистическая информация о причинах и местах возникновения утечек на трубопроводах Северного моря [23].

По результатам анализа аварийности на зарубежных морских трубопроводах и с учетом отечественных технических решений по обеспечению их безопасности, а также методов контроля и надзора для морских трубопроводов континентального шельфа России в целях проектирования рекомендуется [63] принимать значения частот аварий, представленные в табл. 3.

Нижняя граница представленных в табл. 3 значений предлагается для новых трубопроводов, проектируемых с учетом применения современных технологий, материалов, методов строительства и контроля, а верхняя – это консервативная (завышенная) оценка.

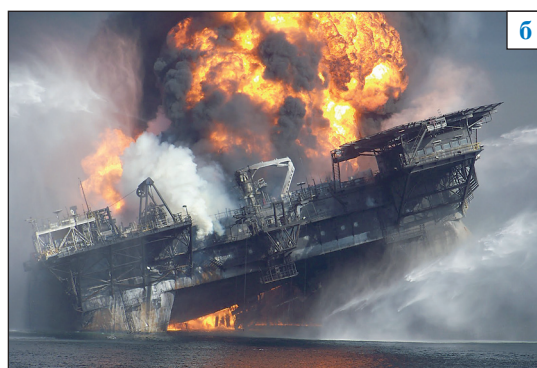


Рис. 22. Стоп-кадры развития аварий и пожаров на платформах:
а – пожар на платформе Mumbai High North (Индийский океан, 2005 г.),
б – авария на платформе Deepwater Horizon (Мексиканский залив, 2010 г.)

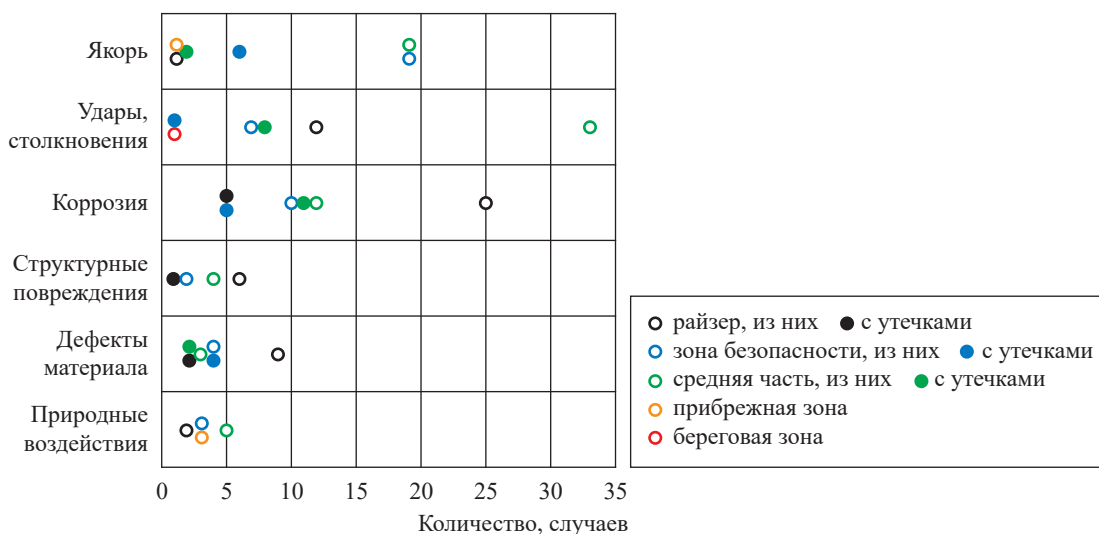


Рис. 23. Причины инцидентов и утечек на стальных морских трубопроводах

Последствия разгерметизации подводных газопроводов будут связаны: с опасностью нарушения осадки судов (в том числе опасностью возникновения на них крупных пожаров) в зоне газожидкостного пятна на поверхности воды, с возможностью протяженного распространения газового облака по ветру, а также с загоранием газа в месте выхода на поверхность. В качестве иллюстрации на рис. 24 показан максимальный расчетный профиль [63] изоконцентраций в газозвдушном облаке при истечении газа с «большой» глубины (подъем

пузырей под действием сил Архимеда) с расходом 1600 кг/с. Температуры воздуха и воды принимались соответственно +10 и +5 °С, класс устойчивости атмосферы (по Паскуиллу) – «D», скорость ветра 5 м/с.

На рис. 25, 26 представлены стоп-кадры горения газа на поверхности воды. Во втором случае струя газа при выходе на поверхность сохраняет (по крайней мере частично) свою сплошность и относительно высокую скорость.

Таблица 3

Ожидаемые частоты возникновения аварий на морских трубопроводах

Диаметр трубопровода, м	Частота аварий в год на 1000 км
До 0,2	$(0,15...1,5) 10^{-1}$
0,25...0,4	$(0,23...2,3) 10^{-1}$
0,43...0,6	$(0,18...1,8) 10^{-1}$
0,63...1,0	$(0,27...2,7) 10^{-1}$

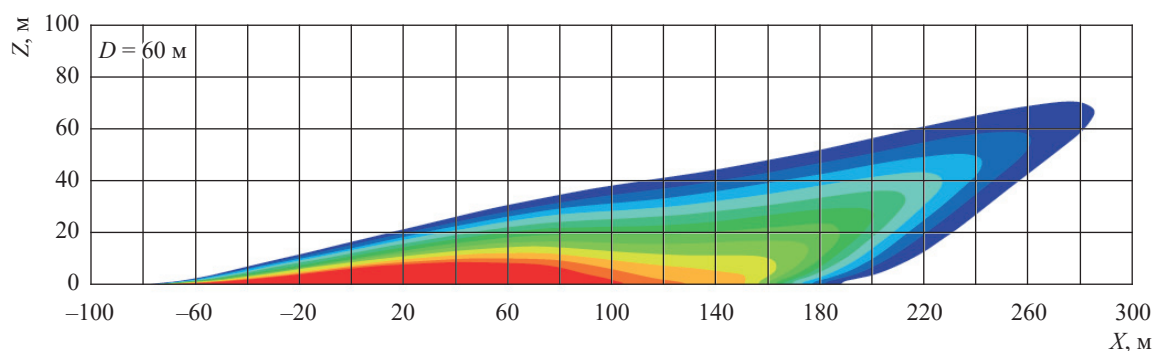


Рис. 24. Характер распространения взрывоопасного облака в приповерхностном слое атмосферы: диаметр «источника» на поверхности – 160 м, изменение цвета от красного к темно-синему соответствует изменению объемной концентрации метана от 15 до 5 % об.



Рис. 25. Горение газа на поверхности воды в Мексиканском заливе при повреждении подводного трубопровода компании Ретех на «большой» глубине (в данном случае более 80 м) [64]



Рис. 26. Горение газа при выходе на поверхность воды при повреждении подводного газопровода на мелководье рыболовецким судном (глубина менее 10 м, пролив Копана в США) [65]

Показатели производственного травматизма для персонала морских платформ

Следует отметить, что совокупность специфических производственно-бытовых и природно-климатических факторов воздействия на обслуживающий персонал морских платформ в северных широтах объективно создает определенные предпосылки для существенно повышенного (по сравнению с сухопутными объектами) производственного травматизма. В качестве иллюстрации на рис. 27 представлены основные показатели производственного травматизма для платформ Северного моря [45].

Причины ранений и гибели людей на платформах Северного моря, %:

- в рамках производственного процесса – 22,9;
- падение с высоты – 36,3;
- действие поражающих факторов аварий – 5,9;
- действие падающих предметов – 17;
- использование механизмов – 17,9.

Важно подчеркнуть, что в экстремальных аварийных ситуациях вероятность совершения ошибочных действий для среднестатистического человека при типовых операциях объективно значительно выше, чем в обычных условиях эксплуатации [66]. По данным

специальных расследований аварий на платформах норвежского сектора Северного моря установлено, что факторы, определившие возникновение тяжелых последствий для людей, подразделяются на две группы:

- природные и техногенные – 10...25 %;
- действия самих людей (в том числе при ликвидации аварии, чрезвычайных ситуаций и спасении) – 75...90 %.

По фактам ошибочных действий людей выявлено, что:

- в 87 % случаев ошибки могли быть устранены доступными средствами (32 % – в результате контроля процедуры выполнения работ, 55 % – в результате контроля результатов работ);
- в 13 % случаев ошибки не могли быть устранены.

Установлено также, что при ликвидации чрезвычайных ситуаций и при эвакуации с платформ вследствие трудностей с ориентацией в пространстве (ограниченность помещений, задымленность и т.п.) и отсутствия исчерпывающей информации о целостности конструкций отдельных модулей платформы и в целом о текущей обстановке адекватная реакция персонала объективно затруднена. Кроме того, в условиях холода реакция человека существенно ухудшается.

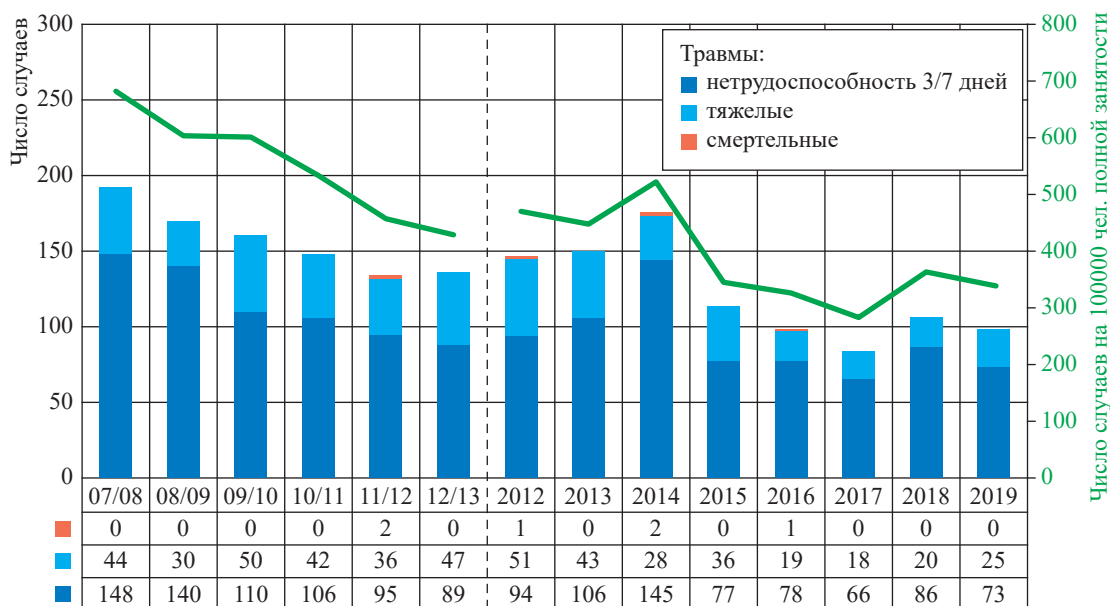


Рис. 27. Показатели ранений персонала на платформах в британском секторе Северного моря. По оценкам, в 2019 г. численность работников на британском шельфе составляла около 29 тыс. чел. в эквиваленте полной занятости (ФТЕ) – каждая смена в среднем длится 12 ч, а работник ФТЕ работает 2000 ч/год

Из представленных материалов следует, что производственная деятельность на платформах требует специальной профессиональной подготовки персонала. Необходимо также учитывать, что персонал на платформах объективно подвергается действию целого ряда негативных бытовых, природных и производственных факторов. Как показывает зарубежный опыт, для восстановления работоспособности персонала требуются при этом специальные реабилитационные программы [67–70].

Показатели аварийности вертолетов при доставке персонала на морские платформы или его эвакуации

В силу повышенного уровня природных и техногенных рисков для технического персонала морских платформ вопросы его спасения и эвакуации при авариях и ЧС являются одними из наиболее приоритетных. В принятом в Норвегии и Великобритании Своде правил [71] представлена структура основных нормативных требований к предотвращению каскадного развития аварий на платформах и обеспечению безопасности персонала при чрезвычайных ситуациях. Платформа рассматривается при этом как сложная система, имеющая техническую, организационную и человеческую составляющие. Проверка и оценка полноты выполнения функций спасения и эвакуации персонала, а также адекватности используемых для этого средств

проводятся на базе методологии риска с построением сценариев реализации опасностей, моделированием аварий и создаваемых ими нагрузок.

Основным средством оперативной эвакуации персонала с морских платформ при экстремальных погодных условиях и авариях являются вертолеты. Однако, как показывает мировая практика, безопасность вертолетных перевозок в целом невысока. Общемировая статистика по авариям вертолетов при доставке людей на платформы представлена на рис. 28. За указанный период налет составил более 7,5 млн ч, при этом в среднем на 1 млн ч полета имели место 3,8 аварии со смертельным исходом. Причины аварий со смертельными исходами: удар вертолета о землю – 32 % случаев, отказ систем управления – 22 %, потеря контроля – 16 %, прочие – 30 %. Соответствующая детализированная информация по Северному морю [73] представлена на рис. 29, 30.

При этом следует учитывать, что базы снабжения (обеспечения) вертолетов в Северном море расположены от платформ на относительно небольших расстояниях, гарантирующих необходимый по нормативам запас хода вертолета (включая возможность возврата на базу с запасом горючего или ухода на запасной аэродром).

Показатели надежности средств эвакуации персонала на воду

В качестве типовых средств экстренного покидания персоналом судов и платформ при чрезвычайной ситуации рассматриваются обычно самосбрасываемые герметичные капсулы-лодки [74, 75] (рис. 31). Однако вероятность успешной эвакуации людей этими средствами сильно зависит от погодных условий (табл. 4, 5). При этом следует учитывать также реальную опасность обледенения и выхода из строя механизмов управления средствами спасения в северных широтах.

Очевидно, что эвакуация персонала не на свободную воду, а на лед (рис. 32) требует применения иных технических решений. Эффективными при этом могут оказаться, видимо, многоцелевые спасательные амфибии компания Kerrel (рис. 33) или многоцелевые вездеходы-амфибии компании ARKTOS (рис. 34) [76], суда на воздушной подушке и аэролодки.



Рис. 28. Общемировая статистика аварий вертолетов, работающих на доставке людей на платформы [72]

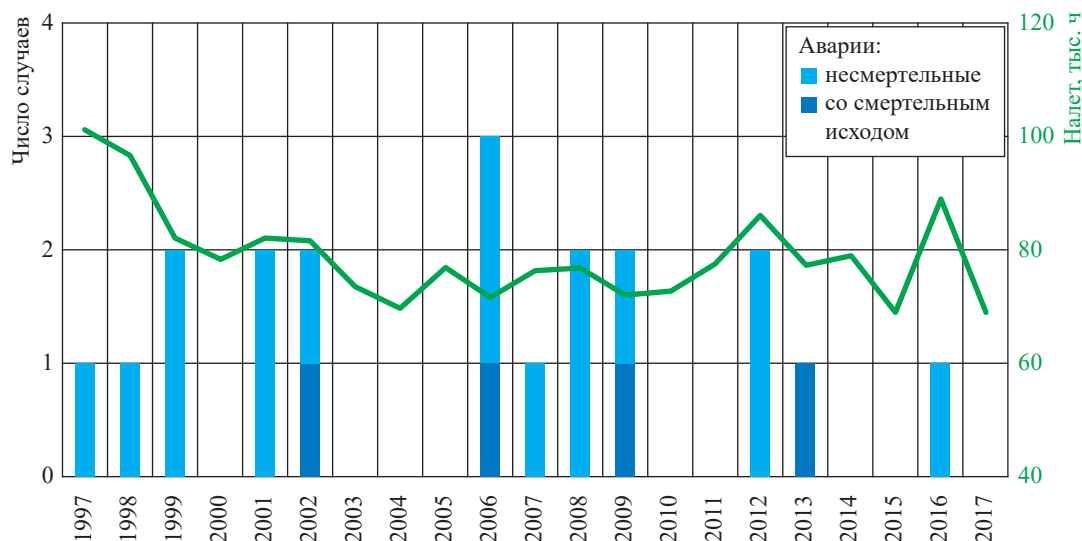


Рис. 29. Показатели аварийности вертолетов в британском секторе Северного моря [74]

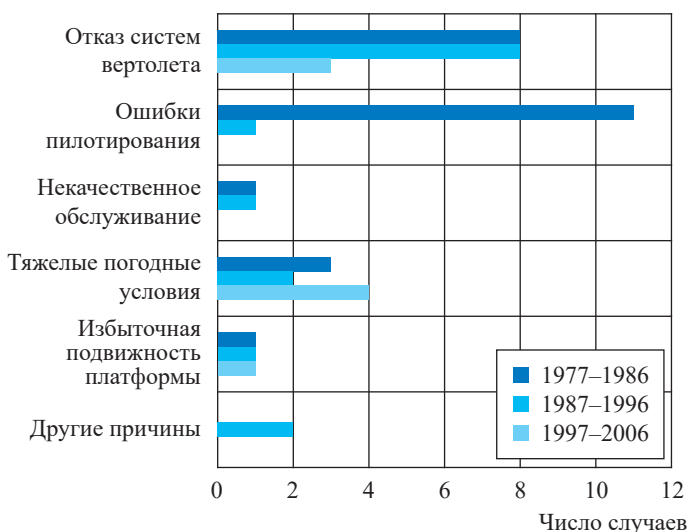


Рис. 30. Показатели аварийности вертолетов в британском секторе Северного моря [73]

Статистика аварий вертолетов на британском шельфе

Годы	Число погибших на 100000 ч полета	Число раненых на 100000 ч полета
1977–1986	5,53	2,25
1987–1996	1,58	1,40
1997–2006	2,20	0,98

Частота падений вертолетов (на одну платформу в год)

1980–1989 гг.	1990–2003 гг.
0,0054	0,0024

Состав погибших за 1968–2000 гг. (145 чел.)

Пассажиры	Экипаж	Персонал на посадочной площадке	Количество тяжелораненых
116	26	3	6

Таблица 4

Вероятность успешной эвакуации с помощью самоходных спасательных шлюпок типа TEMPSC

Скорость ветра, м/с	Вероятность успешной эвакуации
0...5	0,8
5...14	0,6
14...24	0,1
> 24	0,05

Таблица 5

Вероятность гибели персонала в воде при авариях для условий Северного моря

Наличие дежурного спасательного судна / погодные условия	Вероятность гибели
Отсутствует / любые	0,8
Присутствует / хорошие (скорость ветра 0...5 м/с):	
• без масштабного пожара на платформе;	0,06
• масштабный пожар на платформе	0,15
Присутствует / средние (скорость ветра 5...12 м/с)	0,22
Присутствует / тяжелые (скорость ветра > 12 м/с)	0,92

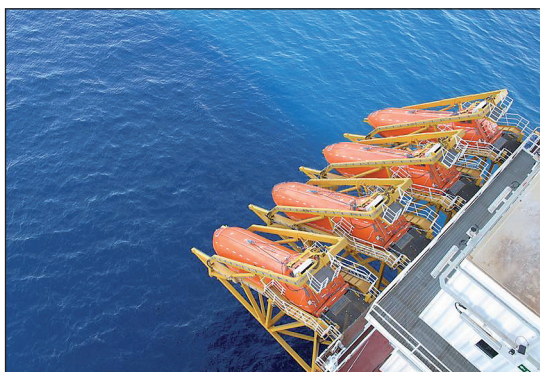


Рис. 31. Типовые средства экстренного покидания платформ (судов) при чрезвычайной ситуации



Рис. 32. Фрагмент учений по эвакуации персонала на лед



Рис. 33. Спасательная амфибия



Рис. 34. Многоцелевой арктический вездеход-амфибия

Как было отмечено выше, согласно имеющимся актам расследований в большинстве случаев локальные инциденты и аварии на морских объектах, и в первую очередь на технологических платформах, переходили быстро в фазу каскадного развития с резким возрастанием масштабов ущерба и существенными ограничениями временных рамок и эффективности аварийно-спасательных работ. Важно при этом иметь возможность оперативно оказать

необходимую помощь пострадавшему персоналу с использованием опыта экстремальной медицины. Поэтому качественные и количественные показатели именно этих факторов должны быть положены в основу планов мероприятий по борьбе за живучесть объекта, а также по сохранению жизни и эвакуации персонала. Представляется, что подобные планы наиболее целесообразно выстраивать в виде системы поддержки принятия решений на базе многофакторного имитационного моделирования характерных сценариев развития аварий с учетом объема оперативной информации о ситуации, эффективности функционирования штатных систем безопасности, текущей природно-климатической обстановки, а также инфраструктурной, технико-технологической специфики объекта.

Необходимо также обратить внимание на то, что поддержание безаварийного технического состояния (мониторинг, обслуживание, диагностика, ремонт) подводных и надводных морских объектов в силу целого ряда

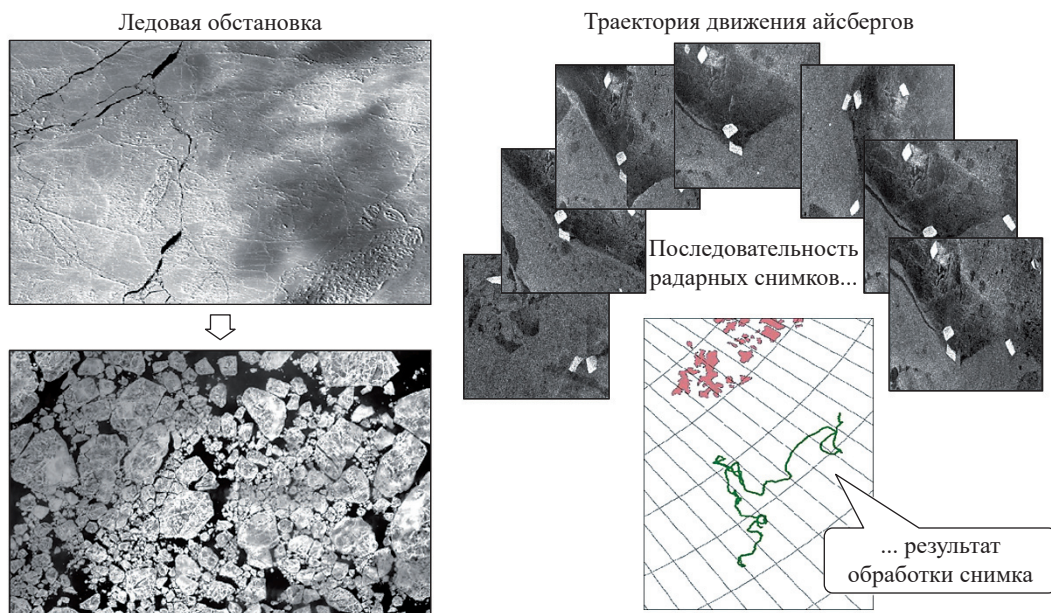


Рис. 35. Фрагменты спутникового контроля ледовой обстановки и движения айсбергов

специфических обстоятельств (ограниченность временной доступности, сложность и высокая стоимость доставки оборудования и проведения диагностических и ремонтных работ и т.п.) качественно отличается от аналогичных действий в отношении сухопутных объектов и проводится на базе методологии анализа и управления рисками (*англ.* risk based inspection, RBI)².

Очевидно, что разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений арктических и дальневосточных морей потребует создания комплексной системы аэрокосмического мониторинга состояния природной среды (моделирование, прогнозирование, предупреждение) [77, 78], объектов обустройства и инфраструктурного обеспечения, включая контроль местоположения летательных аппаратов и судов, возникновения аварий, разливов нефтепродуктов и др. В качестве иллюстрации на рис. 35 показаны фрагменты спутникового контроля ледовой обстановки и движения айсбергов [79, 80].

На основании изложенного можно сделать вывод о том, что основные усилия в решении проблемы обеспечения безопасности должны быть направлены:

- во-первых, на минимизацию различного рода отказов техники, систем диагностики и управления в основном за счет повышения

их надежности и обоснования соответствия реальным условиям эксплуатации материалов и оборудования;

- во-вторых, на предотвращение перерастания локальных инцидентов в каскадную фазу развития за счет применения различных организационно-технических барьеров безопасности;

- в-третьих, на минимизацию последствий инцидентов и аварий за счет целевой подготовки к действиям при различного рода чрезвычайных ситуациях.

Иначе говоря, в основу процесса должен быть положен принцип «предвидеть и предупредить», а не «реагировать и выправлять».

Заключение

Обеспечение безопасности объектов морской добычи УВ требует комплексного подхода, создания интегрированных систем управления с использованием многофакторного моделирования и программно-целевого планирования. Первоочередными применительно к созданию такой системы, по мнению авторов, должны стать следующие мероприятия:

- 1) анализ баз данных об инцидентах и авариях, а также материалов их расследований на морских нефтегазовых объектах, обоснование и составление исчерпывающего перечня расчетных (характерных) сценариев их возникновения и развития;

² Практические аспекты менеджмента риска. Процедуры проверки и технического обслуживания оборудования на основе риска: ГОСТ Р 55234.3-2013.

2) разработка комплекса имитационных математических моделей и числовых программ для анализа специфики аварийных процессов и возможных последствий аварий на морских объектах, включая:

- фонтанирование газа (газожидкостной смеси) из скважин;
- истечение газа (газожидкостной смеси) из поврежденных подводных трубопроводов и райзеров;
- формирование газожидкостного шлейфа в толще воды при различных глубинах;
- распространение газозооного облака над водной акваторией в атмосфере;
- горение подводных газовых выбросов при выходе на поверхность;
- взрывное сгорание утечек УВ в «технологически загроможденных» пространствах морских буровых установок и эксплуатационных платформ;
- разливы и горение жидких УВ на водной поверхности, в том числе в условиях ее частичного покрытия сплошным или битым льдом;
- динамическое воздействие ветра, волн, а также ледовых полей и айсбергов на морские инженерные сооружения;

3) обоснование и оптимизация на базе моделирования систем защиты (барьеров безопасности) для предотвращения каскадного развития аварий на скважинах, буровых установках, платформах и береговых производственных комплексах, оптимизация технических и организационно-планировочных решений на производственных объектах на базе принципа «встроенных систем безопасности»;

4) обеспечение нормативных требований промышленной (пожарной) безопасности морских объектов, включая объекты сжиженного природного газа, анализ и минимизация производственно-технологических рисков по всей технологической цепочке добычи УВ и отгрузки товарной продукции;

5) совершенствование отечественных нормативно-технической и расчетно-методологической баз;

6) создание системы контроля и поддержания заданного технического состояния удаленных морских объектов с использованием принципа допустимых рисков (RBI-технология);

7) обеспечение условий жизнедеятельности персонала на морских платформах и обоснование периодичности смены вахт и продолжительности реабилитационных процедур,

организация специальной профессиональной подготовки персонала, в том числе к действиям чрезвычайных условиях, обоснование и минимизация показателей профессионального риска;

8) разработка и апробирование на практике регламентов по спасению (эвакуации) персонала с платформ и судов при угрозе безопасности и чрезвычайной ситуации с учетом экстремальных природно-климатических условий. Обоснование требований к временным убежищам для персонала на платформах, включая требования к автономным отсоединяемым плавмодулям с соответствующей системой жизнеобеспечения (ковчеги), устойчивым к действиям поражающих факторов аварий. Разработка требований к возможности оказания собственными силами экстренной медицинской помощи персоналу;

9) формирование многоуровневых систем аварийного останова, локализации и ликвидации аварий, а также регламента проведения аварийно-восстановительных работ;

10) обоснование требований к показателям надежности функционирования и развития объектов обустройства морских месторождений (RAM-анализ), оптимизация резервов в различных звеньях технологической цепи с учетом кластерного принципа освоения группы месторождений, а также логистических и экономических факторов;

11) развитие системы аэрокосмического мониторинга и раннего предупреждения природных угроз, включая ледовую и айсберговую опасность, а также контроля движения судов, летательных аппаратов, возникновения аварий и чрезвычайных ситуаций, анализ зарубежного опыта и разработка предложений по борьбе с айсберговой опасностью для стационарных платформ;

12) разработка предложений по организации ситуационного управления и межведомственного взаимодействия при авариях и чрезвычайных ситуациях на морских объектах, в том числе при разливах жидких УВ;

13) разработка требований к самоходным беспилотным многоцелевым подводным аппаратам для подледного обслуживания и ремонта подводных объектов;

14) обоснование требований по защите морских объектов от противоправных действий с учетом технологических, природно-климатических и инфраструктурных факторов;

15) создание обучающих центров, специальных программ и тренажерных комплексов для морских объектов.

Решение перечисленных задач позволяет создать прочную методологическую,

нормативную и производственную базы для успешного освоения месторождений УВ Арктического региона и дальневосточных морей с обеспечением необходимого высокого уровня безопасности.

Список литературы

1. Offshore energy outlook / International Energy Agency. – 2018. – <https://www.iea.org/reports/offshore-energy-outlook-2018>
2. Tarantola S. Safety aspects of offshore oil and gas operations in Arctic and sub-Arctic waters: JRC technical report JRC114560 / S. Tarantola, A. Rossotti, E. Flitris. – Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2019. – <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC114560>
3. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года: утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р. – <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVdYt4IgsApssm6mZRb7wx.pdf>
4. Шельф Российской Федерации. Газы горючие: на 1 января 2021 г. / Минприроды России; составит. Н.Н. Рожецкая // Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации. – М.: Росгеолфонд, 2021. – Вып. 84.
5. Lozowski E.P. Sea spray icing of ships and offshore structures / Edward P. Lozowski // Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS). – <https://www.eolss.net/Sample-Chapters/C05/E6-178-62.pdf>
6. Вершинин С.А. Воздействия льда на сооружения Сахалинского шельфа / С.А. Вершинин, П.А. Трусков, К.В. Кузьмичев. – М.: Гипростроймост, 2005. – 208 с.
7. Ведяков И.И. Динамические ледовые нагрузки и колебания морских нефтегазопромысловых сооружений / И.И. Ведяков, В.К. Востров, В.В. Третьяков // Строительная механика и расчет сооружений. – 2014. – № 6. – С. 69–78.
8. Мацкевич Д.Г. Исследования воздействия льда на платформу «Гранд Поинт» / Д.Г. Мацкевич, У. Спринг, Г. Тилко и др. // RAO/CIS offshore2007: сб. аннотаций и докладов. – СПб.: Химиздат, 2007. – С. 217–220.
9. Ким С.Д. Определение ледовых нагрузок на сооружения континентального шельфа по нормам различных стран / С.Д. Ким, О.М. Финагенов, Т.Э. Уварова // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 97–103.
10. Гольдштейн Р.В. Вопросы механики разрушения льда и ледяного покрова при анализе ледовых нагрузок / Р.В. Гольдштейн, Н.М. Осипенко // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 104–112.
11. Наумов М.А. Параметрический анализ воздействия ледовой экзарации на заглубленный трубопровод / Н.А. Наумов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 141–149.
12. Оганов Г.С. Анализ возможных ледовых воздействий на ледостойкое сооружение в районе месторождения Каменномыское-море / Г.С. Оганов, И.Б. Митрофанов, А.М. Карпов и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 123–130.
13. Мансуров М.Н. Критические ледовые воздействия на морские нефтегазопромысловые сооружения / М.Н. Мансуров, В.К. Востров // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 1 (29): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 119–128.
14. Финагенов О.М. Начальный этап анализа и оценки риска аварий опорной части морской стационарной платформы при экстремальных природных воздействиях / О.М. Финагенов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 158–161.

15. Смирнов В.Г. Морской лед: свойства льда, основные виды морского льда, ледяной покров полярных областей / В.Г. Смирнов, Е.У. Миронов, А.Г. Егоров // Школа молодых ученых. – СПб., 2019. – <http://www.solab.rshu.ru/media/1530/ledsmirnov.pdf>
16. Онищенко Д.А. О необходимости учета айсберговой опасности при обосновании концепции освоения арктических месторождений углеводородов / Д.А. Онищенко, В.С. Сафонов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 1 (29): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 100–118.
17. Марченко Н.А. Изучение особенностей дрейфа льда в Баренцевом море / Н.А. Марченко // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 166–179.
18. Наумов А.К. Льды и айсберги в районе Штокмановского газоконденсатного месторождения / А.К. Наумов, Г.К. Зубакин, Ю.П. Гудошников и др. // Труды межд. конференции «Освоение шельфа России» (РАО-03), 16–19 сент. 2003. – СПб., 2003. – С. 337–342.
19. Наумов А.К. Распределение айсбергов в районе Штокмановского газоконденсатного месторождения и оценки столкновения айсберга с платформой / А.К. Наумов // Комплексные исследования и изыскания ледовых и гидрометеорологических явлений и процессов на арктическом шельфе. – СПб., 2004. – Т. 449. – С. 140–152. – (Труды ААНИИ).
20. Бузин И.В. Айсберги и ледники Баренцева моря: исследования последних лет. Ч. 1: Основные продуцирующие ледники, распространение и морфометрические особенности айсбергов / И.В. Бузин и др. // Проблемы Арктики и Антарктики. – 2008. – № 1 (78). – С. 66–80. – [http://www.aari.ru/misc/publicat/paa/РАА-78/РАА78-07%20\(66-80\).pdf](http://www.aari.ru/misc/publicat/paa/РАА-78/РАА78-07%20(66-80).pdf)
21. Вершинин С.А. Воздействие ледовых образований на подводные объекты / С.А. Вершинин, П.А. Трусков, П.А. Лиферов. – М., 2007. – 195 с.
22. Наумов М.А. Численное моделирование процессов взаимодействия ледяных образований с морским дном и заглубленным трубопроводом в двумерной постановке / М.А. Наумов, Д.А. Онищенко // Материалы IV Международной конференции ROOGD-2012. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 355–369.
23. Огородов С.А. Воздействие морских льдов на берега, дно и инженерные сооружения в прибрежно-шельфовой зоне российской Арктики / С.А. Огородов, А.И. Носков, Н.Г. Белова // Естественные и технические науки. – 2010. – № 5. – С. 344–348.
24. Самусева Е.А. Анализ опасности морских трубопроводов для количественной оценки риска аварий / Е.А. Самусева. – М.: НТЦ ПБ, 2011. – <http://riskprom.ru/Seminars/PromBezNTC/21/Samuseva21.pdf>
25. Мельников, А.В. Методологические аспекты обоснования показателей взрывопожароустойчивости при авариях на морских платформах / А.В. Мельников, В.С. Сафонов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 220–227.
26. Как добывают нефть в море: как создается и работает морская нефтяная платформа // PRO-ARCTIC. – 2021. – <https://pro-arctic.ru/06/03/2017/technology/25476>
27. Sédillot F. The Hibernia gravity base structure / F. Sédillot // Proc. of 8th International Offshore and Polar Engineering Conference, Montreal, Canada, May 24–29, 1998. – <http://www.isopec.org/publications/proceedings/ISOPE/ISOPE%201998/Paper/Volume%201/I98v1p654.pdf>
28. Hebron // ExxonMobil [online]. – <http://www.hebronproject.com/project/index.aspx>
29. Terra Nova // Suncor Energy Inc. [online]. – <http://www.suncor.com/en-CA/about-us/explorationand-production/east-coast-canada/terra-nova>
30. Новиков А.А. Специфика комплексных морских инженерных изысканий и оценка опасностей геологических процессов для проектируемых объектов подводного добычного комплекса шельфовых месторождений Кириновского блока о. Сахалин / А.А. Новиков // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 218–224.
31. Греков С.В. Управление процессом добычи газа при использовании подводных добычных систем / С.В. Греков, О.А. Корниенко, А.И. Новиков // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 167–173.

32. Демидов В.В. Перспективы использования подводного компримирования при освоении морских месторождений / В.В. Демидов, О.А. Корниенко // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 174–179.
33. Мандель А. О ходе работ по освоению месторождений Кириного блока // Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток (ROOGD-2012): тез. докл. IV Международной конференции. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 6.
34. Гоголюк В.В. Приоритетные задачи в энергоснабжении объектов обустройства морских нефтегазовых месторождений / В.В. Гоголюк, М.Н. Мансуров, Ю.Г. Прокопенко // Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток (ROOGD-2010): сб. докл. III Международной конференции. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 130–136.
35. Дзюбло А.Д. Штокман. Регрессивный прогиб поверхности морского дна крупнейшего арктического газоконденсатного месторождения / А.Д. Дзюбло, А. Разин // Neftegaz.RU [online]. – 2014. – № 9. – <https://magazine.neftegaz.ru/articles/aktualno/658733-shtokman-regressivnyy-progib-poverkhnosti-morskogo-dna-krupneyshego-arkticheskogo-gazokondensatnogo>
36. Алексеева М.Н. Экологические риски добычи нефти в Арктике / М.Н. Алексеева, И.Г. Ященко // Neftegaz.RU [online]. – 2020. – № 8. – <https://magazine.neftegaz.ru/articles/arktika/625052-ekologicheskie-riski-dobychi-nefti-v-arktike>
37. Грешняков М.И. Береговые базы обеспечения освоения морских нефтегазовых месторождений / М.И. Грешняков, Э.А. Вольгемут, С.В. Греков и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 66–71.
38. Журавель В.И. Практические вопросы учета аварийности морских скважин / В.И. Журавель, И.В. Журавель, М.Н. Мансуров // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 133–141.
39. Following through: How industry and government are improving the safety of offshore energy development in the post-Macondo era / American Petroleum Institute (API). – April 2020. – https://www.api.org/~media/Files/EHS/Clean_Water/Oil_Spill_Prevention/After-Macondo-report-April-2020.pdf
40. Дмитриевский А.Н. Роль информации в применении технологий искусственного интеллекта при строительстве скважин для нефтегазовых месторождений / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, В.Е. Столяров // Научный журнал Российского газового общества. – 2020. – № 3 (26). – С. 22–37.
41. Дмитриевский А.Н. Алгоритм создания нейросетевой модели для классификации в системах предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин / А.Н. Дмитриевский и др. // Датчики и системы. – 2019. – № 12 (243). – С. 3–10. – DOI: 10/25728/datsys.2019.12.1.
42. Еремин Н.А. Газовая скважина как ключевой объект цифрового месторождения / Н.А. Еремин, В.Е. Столяров // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 9 (554). – С. 5–14. – DOI: 10.33285/0132-2222-2019-9(554)-5-14.
43. Еремин Н.А. Цифровые технологии строительства скважин. Создание высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин / Н.А. Еремин и др. // Neftegaz.RU [online]. – 2020. – № 4 (100). – С. 38–50.
44. Christou M. Safety of offshore oil and gas operations: Lessons from past accident analysis / M. Christou, M. Konstantinidou. – Ispra, Italy: Joint Research Centre, 2012. – <https://euoag.jrc.ec.europa.eu/system/files/public/page/offshore-accident-analysis-draft-final-report-dec-2012-rev7-print.pdf>
45. Offshore statistics & Regulatory activity report. – Bootle, Merseyside, England: Health and Safety Executive, 2020. – <https://www.hse.gov.uk/offshore/statistics/hsr2019.pdf>
46. Assessment of performance of deepwater floating production facilities during hurricane Lili: Report no. GMH-3704-1377. – Washington, D.C.: Bureau of Safety and Environmental Enforcement U.S. Department of the Interior, 2004.

47. Loughney S. Platform Collision Incident Database (2015) for offshore oil and gas installations: RR1154 / S. Loughney, J. Wang, A. Wall. – Bootle, Merseyside, England: Health and Safety Executive, 2019. – <https://www.hse.gov.uk/research/rtrpdf/rtr1154.PDF>
48. Гордиенко Д.М. Обеспечение пожарной безопасности морских стационарных нефтегазодобывающих платформ / Д.М. Гордиенко, А.Ю. Лагозин, А.В. Мордвинова и др. // Вести газовой науки: науч.-технический. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 2 (39): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 138–144.
49. Аминев В.Ф. Обеспечение безопасности плавучих буровых установок в РФ: методы и пути решения конфликтов правового регулирования / В.Ф. Аминев // Вести газовой науки: науч.-технический. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 2 (39): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 145–150. – ISSN 2306-8949.
50. Regulations relating to design and outfitting of facilities, etc. in the petroleum activities // The Facilities Regulations. – Norway, 2020. – https://www.ptil.no/contentassets/fl18375b7184d4cd68fcl1733b318b3dc/innretningsforskriften_e-21.pdf
51. Hjertager B.H. Explosion propagation of nonhomogeneous methane-air clouds inside an obstructed 50 m³ vented vessel / B.H. Hjertager, M. Bjørkhaug, K. Fuhre // J. Haz. Mater. – 1988. – № 19. – С. 139–153.
52. Hjertager B.H. Gas explosion experiments in 1:33 scale and 1:5 scale; offshore separator and compressor modules using stoichiometric homogeneous fuel-air clouds / B.H. Hjertager, M. Bjørkhaug, K. Fuhre // J. Loss. Prev. Process Ind. – 1988. – № 1. – С. 197–205.
53. Wingerden C.J.M., van. Prediction of the strength of blast waves in the surroundings of vented offshore modules: ERA-report 95-1173 / C.J.M. van Wingerden, O.R. Hansen, R. Teigland. – London, 1995.
54. Al-Hassan T. Gas explosions in large-scale offshore module geometries: Overpressures, mitigation and repeatability / T. Al-Hassan, D.M. Johnson // OMAE-98. – Lisbon, Portugal, 1998.
55. Johnson D.M. Investigation of gas dispersion and explosions in offshore modules / D.M. Johnson, R.P. Cleaver, J.S. Puttock et al. // Offshore Technology Conference. – Houston, 2002. – С. 14134, TX.
56. NORSOK Z-013. Risk and emergency preparedness analysis. – 2001.
57. Bakke J.R. Probabilistic analysis of gas explosion loads / J.R. Bakke, O.R. Hansen // FABIG Technical Newsletters. – 2003. – Вып. 034. – С. 34.
58. Hansen O.R. Explosion risk assessment: how the results vary with the approach chosen / O.R. Hansen, J. Renoult, J.R. Bakke // Fall Symposium Proceedings. – Texas: Mary Kay O' Connor Process Safety Centre, Dept. of Chemical Engineering, Texas A&M University, 2001. – TX 77843–3122. – С. 395–410.
59. DNV technical report JIP ignition modelling: Time dependent ignition probability model // Rev. 04. – Det Norske Veritas, 1998. – Report no. 96-3629.
60. Huser A. Explosion risk analysis – Development of a general method for gas dispersion analyses on offshore platforms / A. Huser, O. Kvernfold // Proc. Parallel CFD. – Trondheim, 2000.
61. Vinnem J.-E. Offshore risk assessment principles, modelling and applications of QRA studies / Vinnem, Jan-Erik. – London: Springer, 2007.
62. 100 largest losses in the hydrocarbon industry 1974–2019. – 26th ed. – March 2020. – <https://www.marsh.com/us/insights/research/100-largest-losses-hydrocarbon-industry.html>
63. Сафонов В.С. Методические аспекты анализа аварийных процессов на подводных газопроводах / В.С. Сафонов, А.В. Мельников, С.В. Ганага // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 155–163. – <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/vgn-2-22-2015-155-163.pdf>
64. Salas-Rodriguez, I. Sea of flames. Gulf of Mexico gas pipeline ruptures as shock vid shows an 'eye of fire' in the OCEAN raging near Pemex oil platform / I. Salas-Rodriguez // The Sun [online]. – Jul. 2021. – <https://www.thesun.co.uk/news/15477174/gulf-of-mexico-eye-of-fire>
65. Natural gas pipeline rupture causes fire on the water in Copano Bay, Texas // Sott.net [online]. – 25 Mar. 2014. – <https://www.sott.net/article/276326-Natural-gas-pipeline-rupture-causes-fire-on-the-water-in-Copano-Bay-Texas>
66. Белов П.Г. Системный анализ и моделирование опасных процессов в техносфере: учеб. пособие для студ. вузов / П.Г. Белов. – М.: Academia, 2003.

67. Глебова Е.В. Разработка программного обеспечения для определения профессиональной пригодности персонала, работающего вахтовым методом в условиях Крайнего Севера / Е.В. Глебова, А.Т. Волохина // Вести газовой науки: Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 1 (29). – С. 205–210.
68. Морозов И.С. Изучение профессионально важных качеств персонала, работающего вахтовым методом в условиях Крайнего Севера / И.С. Морозов, И.М. Кривецкий, А.Т. Волохина и др. // Газовая промышленность. – 2013. – № 11. – С. 80–84.
69. Кулагин Б.Ф. Основы профессиональной психодиагностики / Б.Ф. Кулагин. – Л.: Медицина, 1984.
70. Краплин Ю.С. Разработка алгоритма определения профессиональной пригодности персонала, работающего вахтовым методом в условиях Крайнего Севера / Ю.С. Краплин, И.М. Кривецкий, А.Т. Волохина и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 3. – С. 89–92.
71. Prevention of fire and explosion, and emergency response on offshore installations. Offshore Installations (Prevention of Fire and Explosion, and Emergency Response) Regulations 1995. Approved Code of Practice and guidance: L65. – 3rd ed. – Bootle, Merseyside, England: Health and Safety Executive, 2016. – <https://www.hse.gov.uk/pubns/priced/l65.pdf>
72. HeliOffshore helicopter safety performance 2013–2018. – <https://heli-offshore.org/wp-content/uploads/2019/12/HeliOffshore-2019-Industry-Safety-Report.pdf>
73. 2018 Oil & Gas UK Health & Safety Report. – <https://oilandgasuk.cld.bz/Health-Safety-Report-2018>
74. Simões Ré A. Field trials of a lifeboat in ice and open water conditions / A. Simões Ré, B. Veitch, A. Kuczora et al. // Proc. of the 21st International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions, July 10–14, 2011, Montréal, Canada. – POAC11-160.
75. Simões Ré A. Evacuation in ice: ice loads on a lifeboat during field trials / A. Simões Ré, B. Veitch // Proc. of the ASME 2013 32nd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, OMAE2013, June 9–14, 2013, Nantes, France. – OMAE2013-10689.
76. Сазонов К.Е. Спасательные средства для ледовых условий: состояние вопроса и возможные пути решения / К.Е. Сазонов // Арктика: экология и экономика. – 2013. – № 4 (12). – С. 32–39. – <http://eng.arctica-ac.ru/docs/journals/12/spasatelnye-sredstva-dlya-ledovyh-usloviy-sostoyanie-voprosa-ivozmojnyeputi-res.pdf>
77. Дианский Н.А. Система диагноза и прогноза термогидродинамических характеристик и ветрового волнения в западных морях российской Арктики и расчет параметров экстремального шторма 1975 г. в Баренцевом море с учетом ледовых условий / Н.А. Дианский, И.М. Кабатченко, В.В. Фомин и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 156–165.
78. Никитин М.А. Влияние пространственно-временных вариаций температуры поверхности моря на эволюцию полярных циклонов / М.А. Никитин, Г.С. Ривин, М.М. Чумаков // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 209–217.
79. Кожина Л.Ю. Исследования динамики ледяного покрова на арктическом шельфе методами космического радиолокационного зондирования с целью обеспечения промышленной безопасности добычи и транспорта углеводородов / Л.Ю. Кожина, В.А. Черкасов, Ю.Б. Баранов и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 79–91.
80. Чумаков М.М. Определение характеристик ледяного покрова на акваториях западной части Карского моря и Обско-Тазовского региона по радиолокационным и спектрорадиометрическим данным дистанционного зондирования Земли / М.М. Чумаков, К.В. Лужкова // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 113–118.

An approach to the formation of an integrated safety system for development of offshore fields

M.Yu. Nedzvetskiy^{1,2}, V.S. Safonov^{1*}, A.G. Grechko¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

* E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article provides the retrospective of the experience of ensuring safety by foreign companies in the development of offshore hydrocarbon fields and analyzes the main aspects of this problem in the application to the tasks of PJSC Gazprom for development of offshore gas condensate fields. It is shown that the problem must be solved comprehensively, starting with consideration of the climatic and infrastructural features of the water area of the field location, justification and analysis of the characteristic cause-and-effect logic of incidents and accidents and their possible consequences in all parts of the technological chain from exploration and production drilling from mobile installations and stationary platforms to the shipment of commercial products from platforms, including the organization of logistics and management of the technical condition of the production complex, creation of life support and emergency rescue systems for personnel, minimization of environmental impact, etc.

Keywords: gas condensate fields of the Arctic and Far Eastern seas, safety of offshore facilities, statistics of incidents and accidents, comprehensive risk analysis of the technological process.

References

- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Offshore energy outlook* [online]. 2018. Available from: <https://www.ica.org/reports/offshore-energy-outlook-2018>
- TARANTOLA, S., A. ROSSOTTI, E. FLITRIS. *Safety aspects of offshore oil and gas operations in Arctic and sub-Arctic waters*: JRC technical report JRC114560. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2019. Available from: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC114560>
- Energy strategy of Russian federation till 2035* [Energeticheskaya strategiya Rossiyskoy Federatsii na period do 2035 goda]. Available from: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4lgsApssm6mZRb7wx.pdf>. (Russ.).
- MINISTRY OF NATURAL RESOURCES OF RUSSIAN FEDERATION. Shelf of the Russian Federation. Flammable gases [Shelf Rossiyskoy Federatsii. Gazy goryuchiye]: on 1st January 2021. N.N. ROZHETSKAYA. *State balance of mineral reserves of the Russian Federation* [Gosudarstvennyy balans zapasov poleznykh iskopayemykh Rossiyskoy Federatsii]. Moscow: Rosgeolfond, 2021, is. 84. (Russ.).
- LOZOWSKI, E.P. Sea spray icing of ships and offshore structures. *Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS)* [online]. Available from: <https://www.eolss.net/Sample-Chapters/C05/E6-178-62.pdf>
- VERSHININ, S.A., P.A. TRUSKOV, K.V. KUZMICHEV. *Ice effect on facilities located at Sakhalin shelf* [Vozdeystviya lda na sooruzheniya Sakhalina]. Moscow: Giprostroymost, 2005. (Russ.).
- VEDYAKOV, I.I., V.K. VOSTROV, V.V. TRETYAKOV. Dynamic ice loads and oscillations of marine oil-gas-production facilities [Dinamicheskiye ledovyye nagruzki i kolebaniya morskikh neftegazopromyslovykh sooruzheniy]. *Stroitel'naya Mekhanika i Raschet Sooruzheniy*, 2014, no. 6, pp. 69–78, ISSN 0039-2383. (Russ.).
- MATSKEVICH, D.G., U. SPRING, G. TILKO, et al. Studying ice effect on Grand Point platform [Issledovaniya vozdeystviya lda na platform "Grand Point"]. In: *RAO/CIS offshore 2007: collected papers*. St. Petersburg, 2007, pp. 217–220. (Russ.).
- KIM, S.D., O.M. FINAGENOV, T.E. UVAROVA. Determination of ice loads on the structures of continental shelf by the norms of different countries [Opredeleniye ledovykh nagruzok na sooruzheniya kontinentalnogo shelfa po normam razlichnykh stran]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 3 (14): Modern approaches and advanced technologies in projects of development of Russian offshore oil-and-gas fields, pp. 97–103. ISSN 2306-8949. (Russ.).
- GOLDSHTEIN, R.V., N.M. OSIPENKO. Issues of mechanical process of ice and ice cover destruction in analysis of ice loads [Voprosy mekhaniki razrusheniya lda i ledyanogo pokrova pri analize ledovykh nagruzok]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 3 (14): Modern approaches and advanced technologies in projects of development of Russian offshore oil-and-gas fields, pp. 104–112. ISSN 2306-8949. (Russ.).
- NAUMOV, M.A. Parametrical analysis of ice gouging impact upon a buried pipeline [Parametricheskii analiz vozdeystviya ledovoy ekzaratsii na zaglublennyy truboprovod]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 3 (14): Modern approaches and advanced technologies in projects of development of Russian offshore oil-and-gas fields, pp. 141–149. ISSN 2306-8949. (Russ.).

12. OGANOV, G.S., I.B. MITROFANOV, A.M. KARPOV, et al. Analysis of possible ice exposures to an ice-resistant structure in the area of Kamennomysskoye-more field [Analiz vozmozhnykh ledovykh vozdeystviy na ledostoykoye sooruzheniye v rayone mestorozhdeniya Kamennomysskoye-more]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 4 (36): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 123–130. ISSN 2306-9849. (Russ.).
13. MANSUROV, M.N., V.K. VOSTROV. Crippling ice impact to offshore oil-and-gas-production facilities [Kriticheskiye ledovyye vozdeystviya na morskoye neftegazopromyslovyye sooruzheniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 1(29): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 119–128. ISSN 2306-8949. (Russ.).
14. FINAGENOV, O.M. Primary stage of analysis and assessment of risk of accidents at the base of an offshore stationary platform in case of extreme natural influences [Nachalnyy etap analiza i otsenki riska avariyy opornoj chasti morskoy stacionarnoy platform pri ekstremalnykh prirodnykh vozdeystviyakh]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 3 (14): Modern approaches and advanced technologies in projects of development of Russian offshore oil-and-gas fields, pp. 158–161. ISSN 2306-8949. (Russ.).
15. SMIRNOV, V.G., Ye.U. MIRONOV, A.G. YEGOROV. Sea ice: ice properties, main types of sea ice, ice cover of Polar areas [Morskoy led: svoystva lda, osnovnyye vidy morskogo lda, ledyanoy pokrov polyarnykh oblastey]. In: *School of younger scientists [Shkola molodykh uchenykh]*. St. Petersburg, 2019. Available from: <http://www.solab.rshu.ru/media/1530/ledsmirnov.pdf>. (Russ.).
16. ONISHCHENKO, D.A., V.S. SAFONOV. On necessity to consider the iceberg threat at substantiation of a concept for development of Arctic hydrocarbon fields [O neobkhodimosti ucheta aysbergovoy opasnosti pri obosnovanii kontseptsii osvoyeniya arkticheskikh mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 1(29): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 100–118. ISSN 2306-8949. (Russ.).
17. MARCHENKO, N.A. Special study of ice drifting in Barents Sea [Izucheniye osobennostey dreyfa lda v Barentsevom more]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 4 (36): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 166–179. ISSN 2306-9849. (Russ.).
18. NAUMOV, A.K., G.K. ZUBAKIN, YU.P. GUDOSHNIKOV, et al. Ices and icebergs nearby Shtokman gas-condensate field [Ldy i aysbergi v rayone Shtokmanovskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya]. In: *Proc. of the International conference RAO-03*, 16–19 September 2003, St. Petersburg, pp. 337–342. (Russ.).
19. NAUMOV, A.K. Distribution of icebergs around Shtokman gas-condensate field and assessments of an iceberg collisions with platform [Raspredeleniye aysbergov v rayone Shtokmanovskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya i otsenki stolknoveniya aysberga s platformoy]. *Trudy AANII*. St. Petersburg, 2004, vol. 449: Complex research and front-end search of ice and hydrometeorological phenomena and precesses at Arctic shelf [Kompleksnyye issledovaniya i izyskaniya ledovykh i gidrometeorologicheskikh yavleniy i protsessov na arkticheskoy shelfe], pp. 140–152, ISSN 0130-5123. (Russ.).
20. BUZIN, I.V., et al. Icebergs and glaciers at Barents Sea: state-of-art studies [Aysbergi i ledniki Barentseva morya: issledovaniya poslednykh let]. Pt. 1: Prime producing glaciers, distribution and morphometric specifics of icebergs [Osnovnyye produktiruyushchiye ledniki, rasprostraneniye i morfometricheskiye osobennosti aysbergov]. *Problemy Arktiki i Antarktiki*, 2008, no. 1 (78), pp. 66–80, ISSN 0555-2648. (Russ.). Available from: [http://www.aari.ru/misc/publicat/paa/PAA-78/PAA78-07%20\(66-80\).pdf](http://www.aari.ru/misc/publicat/paa/PAA-78/PAA78-07%20(66-80).pdf)
21. VERSHININ, S.A., P.A. TRUSKOV, P.A. LIFEROV. *Influence of ice features to underwater objects* [Vozdeystviye ledovykh obrazovaniy na podvodnyye obyekty]. Moscow, 2007. (Russ.).
22. Naumov, M.A., D.A. Onishchenko. Numerical 2D simulation of interactions between ice features and either sea bottom or a buried pipeline [Chislennoye modelirovaniye protsessov vzaimodeystviya ledyanikh obrazovaniy s morskim dnom i zaglublennym truboprovodom v dvumernoy postanovke]. In: *Proc. of ROOGD-2012*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, pp. 355–369. (Russ.).
23. OGORODOV, S.A., A.I. NOSKOV, N.G. BELOVA. Effect of sea ice on sea shore, bottom and utilities in literal and shelf zone of Russian Arctic [Vozdeystviye morskikh ldov na berega, dno i inzhenernyye sooruzheniya v pribrezhno-shelfovoy zone rossiyskoy Arktiki]. *Yestestvennyye i Tekhnicheskiye Nauki*, 2010, no. 5, pp. 344–348, ISSN 1684-2626. (Russ.).
24. SAMUSEVA, Ye.A. *Hazard analysis of marine pipelines for quantitative assessment of emergency risks* [Analiz opasnosti morskikh truboprovodov dlya kolichestvennoy otsenki riska avariyy]. Moscow: Scientific Technical Center of Industrial Safety Problems Research, 2011. (Russ.). Available from: <http://riskprom.ru/Seminars/PromBezNTC/21/Samuseva21.pdf>
25. MELNIKOV, A.V., V.S. SAFONOV. Methodological aspects of substantiation of explosion and fire resistance indicators during accidents at offshore platforms [Metodologicheskiye aspekty obosnovaniya pokazateley vzryvopozharoustoychivosti pri avariyyakh na morskikh platformakh]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 3 (14): Modern approaches and advanced technologies in projects of development of Russian offshore oil-and-gas fields, pp. 220–227. ISSN 2306-8949. (Russ.).

26. How oil is recovered in sea waters: how a marine oil platform is created and works [Kak dobyvayut neft v more: kak sozdayetsya i rabotayet morskaya neftyanaya platforma]. In: *PRO-ARCTIC* [online]. 2021. (Russ.). Available from: <https://pro-arctic.ru/06/03/2017/technology/25476>
27. SÉDILLOT, F. The Hibernia gravity base structure. In: *Proc. of 8th International Offshore and Polar Engineering Conference*, Montreal, Canada, May 24–29, 1998. Available from: <http://www.isopec.org/publications/proceedings/ISOPE/ISOPE%201998/Paper/Volume%201/198v1p654.pdf>
28. Hebron. In: *ExxonMobil* [online]. Available from: <http://www.hebronproject.com/project/index.aspx>
29. Terra Nova. In: *Suncor Energy Inc.* [online]. Available from: <http://www.suncor.com/en-CA/about-us/explorationand-production/east-coast-canada/terra-nova>
30. NOVIKOV, A.A. Specifics of integrated marine engineering surveys and evaluation of geological hazards for objects of the subsea production facilities at the Sakhalin offshore fields belonging to the Kirinskiy block [Spetsifika kompleksnykh morskikh inzhenernykh izyskaniy i otsenka opasnostey geologicheskikh protsessov dlya proyektiruyemykh ob'yektov podvodnogo dabychnogo kompleksa shelfovykh mestorozhdeniy Kirinskogo bloka o. Sakhalin]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 4 (36): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 218–224. ISSN 2306-9849. (Russ.).
31. GREKOV, S.V., O.A. KORNIENKO, A.I. NOVIKOV. Management of gas production process using underwater production systems [Upravleniye protsessom dobychi gaza pri ispolzovanii podvodnykh dobychnykh sistem]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 3 (14): Modern approaches and advanced technologies in projects of development of Russian offshore oil-and-gas fields, pp. 167–173. ISSN 2306-8949. (Russ.).
32. DEMIDOV, V.V., O.A. KORNIENKO. Prospects of use of underwater compression in development of offshore fields [Perspektivy ispolzovaniya podvodnogo komprimirovaniya pri osvoenii morskikh mestorozhdeniy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 3 (14): Modern approaches and advanced technologies in projects of development of Russian offshore oil-and-gas fields, pp. 174–179. ISSN 2306-8949. (Russ.).
33. MANDEL, A. On course of works related with development of fields within Kirinskiy block [O khode rabot po osvoyeniyu mestorozhdeniy Kirinskogo bloka]. In: *ROOGD-2012 conference: synopsis of papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012, p. 6. (Russ.).
34. GOGOLYUK, V.V., M.N. MANSUROV, Yu.G. PROKOPENKO. Primary tasks of power supply for infrastructure facilities of marine oil-gas fields [Prioritetnyye zadachi v energosnabzhenii ob'yektov obustroystva morskikh neftegazovykh mestorozhdeniy]. In: *Proc. of ROOGD-2010 conference*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, pp. 30–136. (Russ.).
35. DZYUBLO, A.D., A. RAZIN. Shtokman. Regressive depression of sea bottom surface at the super giant Arctic gas-condensate field [Shtokman. Regressivnyy progib poverkhnosti morskogo dna krupneyshego arkticheskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Neftegaz.RU* [online], 2014, no. 9, ISSN 2410-3837. (Russ.). Available from: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/aktualno/658733-shtokman-regressivnyy-progib-poverkhnosti-morskogo-dna-krupneyshego-arkticheskogo-gazokondensatnogo/>
36. ALEKSEYEVA, M.N., I.G. YASHCHENKO. Environmental risks of oil recovery in Arctic [Ekologicheskiye riski dobychi nefti v Arktike]. *Neftegaz.RU* [online], 2020, no. 8, ISSN 2410-3837. (Russ.). Available from: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/arktika/625052-ekologicheskiye-riski-dobychi-nefti-v-arktike>
37. GRESHNYAKOV, M.I., E.A. VOLGEMUT, S.V. GREKOV, et al. Onshore supply base for maintenance of offshore oil and gas fields development. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 4 (36): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 66–71. ISSN 2306-9849. (Russ.).
38. ZHURAVEL, V.I., I.V. ZHURAVEL, M.N. MANSUROV. Practical questions of failure rate accounting for offshore wells [Prakticheskiye voprosy ucheta avariynosti morskikh skvazhin]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015, no. 2 (22): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf, pp. 133–141. ISSN 2306-8949. (Russ.).
39. *Following through: How industry and government are improving the safety of offshore energy development in the post-Macondo era*. API, April 2020. Available from: https://www.api.org/~media/Files/EHS/Clean_Water/Oil_Spill_Prevention/After-Macondo-report-April-2020.pdf
40. DMITRIYEVSKIY, A.N., N.A. YEREMIN, V.Ye. STOLYAROV. Role of information in application of artificial intellect techniques at construction of wells for oil-gas fields [Rol informatsii v primeneniі tekhnologiy iskusstvennogo intellekta pri stroitelstve skvazhin dlya neftegazovykh mestorozhdeniy]. *Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo gazovogo obshchestva*, 2020, no. 3 (26), pp. 22–37, ISSN 2412-6497. (Russ.).
41. DMITRIYEVSKIY, A.N. Algorithm of designing a neural network simulator for classifying within the failure and accident prediction systems at construction of oil and gas fields [Algoritm sozdaniya neyrosetevoy modeli dlya klassifikatsii v sistemakh preduprezhdeniya oslozhneniy i avariynykh situatsiy pri stroitelstve neftyanykh i gazovykh skvazhin]. *Dachiki i Sistemy*, 2019, no. 12 (243), pp. 3–10, ISSN 1992-7185. (Russ.). DOI: 10/25728/datsys.2019.12.1

42. YEREMIN, N.A., V.Ye. STOLYAROV. Gas well as a key object of a digital field [Gazovaya skvazhina kak klyuchevoy obyekt tsifrovogo mestorozhdeniya]. *Avtomatizatsiya, Telemekhanizatsiya i Svyaz v Neftyanoy Promyshlennosti*, 2019, no. 9(554), pp. 5–14, ISSN 0132-2222. (Russ.). DOI: 10.33285/0132-2222-2019-9(554)-5-14.
43. YEREMIN, N.A., et al. Digital techniques for well construction. Creation of a high-performance automated system for prevention of troubles and emergencies during construction of oil and gas wells [Tsifrovyye tekhnologii stroitelstva skvazhin. Sozdaniye vysokoproizvoditelnoy avtomatizirovannoy sistemy predotvrashcheniya oslozhneniy i avariynykh situatsiy v protsesse stroitelstva neftnykh i gazovykh skvazhin]. *Neftegaz.RU* [online], 2020, no. 4(100), pp. 38–50, ISSN 2410-3837. (Russ.).
44. CHRISTOU, M., M. KONSTANTINIDOU. *Safety of offshore oil and gas operations: Lessons from past accident analysis*. Ispra, Italy: Joint Research Centre, 2012. Available from: <https://euoag.jrc.ec.europa.eu/system/files/public/page/offshore-accident-analysis-draft-final-report-dec-2012-rev7-print.pdf>
45. *Offshore statistics & Regulatory activity report*. Bootle, Merseyside, England: Health and Safety Executive, 2020. Available from: <https://www.hse.gov.uk/offshore/statistics/hsr2019.pdf>
46. *Assessment of performance of deepwater floating production facilities during hurricane Lili*: Report no. GMH-3704-1377. Washington, D.C.: Bureau of Safety and Environmental Enforcement U.S. Department of the Interior, 2004.
47. LOUGHNEY, S., J. WANG, A. WALL. Platform Collision Incident Database (2015) for offshore oil and gas installations: RR1154. Bootle, Merseyside, England: Health and Safety Executive, 2019. Available from: <https://www.hse.gov.uk/research/trpdf/tr1154.PDF>
48. GORDIYENKO, D.M., A.Yu. LAGOZIN, A.V. MORDVINOVA, et al. Fire protection support of fixed offshore platforms for oil and gas production [Obespecheniya pozharney bezopasnosti morskikh statsionarnykh neftegazodobyvayushchikh platform]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 2 (39): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 138–144. ISSN 2306-8949. (Russ.).
49. AMINEV, V.F. Safety support of mobile offshore drilling units in Russia: approaches to resolution of legal-regulation conflicts [Obespecheniye bezopasnosti plavuchikh burovykh ustanovok v RF: metody i puti resheniya konfliktov pravovogo regulirovaniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 2 (39): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 145–150. ISSN 2306-8949. (Russ.).
50. Regulations relating to design and outfitting of facilities, etc. in the petroleum activities. *The Facilities Regulations*. Norway, 2020. Available from: https://www.ptil.no/contentassets/f18375b7184d4cd68fc1c733b318b3dc/innretningsforskriften_e-21.pdf
51. HJERTAGER, B.H., M. BJØRKHAUG, K. FUHRE. Explosion propagation of nonhomogeneous methane-air clouds inside an obstructed 50 m³ vented vessel. *J. Haz. Mater.*, 1988, no. 19, pp. 139–153, ISSN 1573-4803. (Russ.).
52. HJERTAGER, B.H., M. BJØRKHAUG, K. FUHRE. Gas explosion experiments in 1:33 scale and 1:5 scale; offshore separator and compressor modules using stoichiometric homogeneous fuel–air clouds. *J. Loss. Prev. Process Ind.*, 1988, no. 1, pp. 197–205, ISSN 0950-4230. (Russ.).
53. WINGERDEN, C.J.M. van, O.R. HANSEN, R. TEIGLAND. *Prediction of the strength of blast waves in the surroundings of vented offshore modules*: ERA-report 95-1173. London, 1995.
54. AL-HASSAN, T., D.M. JOHNSON. Gas explosions in large-scale offshore module geometries: Overpressures, mitigation and repeatability. In: *OMAE-98*. Lisbon, Portugal, 1998.
55. JOHNSON, D.M., R.P. CLEAVER, J.S. PUTTOCK et al. Investigation of gas dispersion and explosions in offshore modules. In: *Offshore Technology Conference*, Houston, 2002, pp. 14134, TX.
56. NORSOK Z-013. *Risk and emergency preparedness analysis*. 2001.
57. BAKKE, J.R., O.R. HANSEN. Probabilistic analysis of gas explosion loads. In: *FABIG Technical Newsletters*, 2003, is. 034, pp. 34.
58. HANSEN, O.R., J. RENOULT, J.R. BAKKE. Explosion risk assessment: how the results vary with the approach chosen. In: *Fall Symposium Proceedings*. Texas: Mary Kay O' Connor Process Safety Centre, Dept. of Chemical Engineering, Texas A&M University, 2001, TX 77843–3122, pp. 395–410.
59. DNV. *JIP ignition modelling: Time dependent ignition probability model*. Det Norske Veritas, 1998, Rev. 04, report no. 96-3629.
60. HUSER, A., O. KVERNIVOLD. Explosion risk analysis – Development of a general method for gas dispersion analyses on offshore platforms. In: *Proc. Parallel CFD*. Trondheim, 2000.
61. VINNEM, J.-E. *Offshore risk assessment principles, modelling and applications of QRA studies*. London: Springer, 2007.
62. *100 largest losses in the hydrocarbon industry 1974–2019*. 26th ed. March 2020. Available from: <https://www.marsh.com/us/insights/research/100-largest-losses-hydrocarbon-industry.html>

63. SAFONOV, V.S., A.V. MELNIKOV, S.V. GANAGA. Methodical aspects of analyzing the subwater gas pipelines emergency processes [Metodicheskiye aspekty analiza avariynnykh protsessov na podvodnykh gazoprovodakh]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015, no. 2 (22): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf, pp. 155–163. ISSN 2306-8949. (Russ.).
64. SALAS-RODRIGUEZ, I. Sea of flames. Gulf of Mexico gas pipeline ruptures as shock vid shows an ‘eye of fire’ in the OCEAN raging near Pemex oil platform. *The Sun* [online]. Jul. 2021. Available from: <https://www.thesun.co.uk/news/15477174/gulf-of-mexico-eye-of-fire>
65. Natural gas pipeline rupture causes fire on the water in Copano Bay, Texas. *Sott.net* [online]. 25 Mar. 2014. Available from: <https://www.sott.net/article/276326-Natural-gas-pipeline-rupture-causes-fire-on-the-water-in-Copano-Bay-Texas>
66. BELOV, P.G. *System analysis and simulation of dangerous processes in technosphere* [Sistemnyy analiz i modelirovaniye opasnykh protsessov v tekhnosfere]: guide for students of universities. Moscow: Academia, 2003. (Russ.).
67. GLEBOVA, Ye.V., A.T. VOLOKHINA. Development of software for estimation of work aptitude of rotating staff working in Far North conditions [Razrabotka programmogo obespecheniya dlya opredeleniya professionalnoy prigodnosti personala, rabotayushchego vakhtovym metodom v usloviyakh Kraynego Severa]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 1(29): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 205–210. ISSN 2306-8949. (Russ.).
68. MOROZOV, I.S., I.M. KRIVETSKIY, A.T. VOLOKHINA, et al. Studying professionally important qualities of rotating staff working in conditions of Extreme North [Izucheniye professionalno vazhnykh kachestv personala, rabotayushchego vakhtovym metodom v usloviyakh Kraynego Severa]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2013, no. 11, pp. 80–84, ISSN 0016-5581. (Russ.).
69. KULAGIN, B.F. Principles of professional psychodiagnostics [Osnovy professionalnoy psikhdiagnostiki]. Leningrad, USSR: Meditsina, 1984. (Russ.).
70. KRAPLIN, Yu.S., I.M. KRIVETSKIY, A.T. VOLOKHINA, et al. Development of an algorithm for estimating professional suitability of rotating personnel in condition of Extreme North [Razrabotka algoritma opredeleniya professionalnoy prigodnosti personala, rabotayushchego vakhtovym metodom v usloviyakh Kraynego Severa]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2015, no. 3, pp. 89–92. ISSN 0016-5581. (Russ.).
71. *Prevention of fire and explosion, and emergency response on offshore installations. Offshore Installations (Prevention of Fire and Explosion, and Emergency Response) Regulations 1995. Approved Code of Practice and guidance: L65*. 3rd ed. Bootle, Merseyside, England: Health and Safety Executive, 2016. Available from: <https://www.hse.gov.uk/pubns/priced/l65.pdf>
72. *HeliOffshore helicopter safety performance 2013–2018* [online]. Available from: <https://heli-offshore.org/wp-content/uploads/2019/12/HeliOffshore-2019-Industry-Safety-Report.pdf>
73. *2018 Oil & Gas UK Health & Safety Report* [online]. Available from: <https://oilandgasuk.cld.bz/Health-Safety-Report-2018>
74. SIMÕES RÉ, A., B. VEITCH, A. KUCZORA et al. Field trials of a lifeboat in ice and open water conditions. In: *Proc. of the 21st International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions*, July 10–14, 2011, Montréal, Canada. POAC11-160.
75. SIMÕES RÉ, A., B. VEITCH. Evacuation in ice: ice loads on a lifeboat during field trials. In: *Proc. of the ASME 2013 32nd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*, OMAE2013, June 9–14, 2013, Nantes, France. OMAE2013-10689.
76. SAZONOV, K.Ye. Life-saving appliances for ice conditions: status and possible solutions [Spatelnyye sredstva dlya ledovykh usloviy: sostoyaniye voprosa i vozmozhnyye puti resheniya]. *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*, 2013, no. 4 (12), pp. 32–39, ISSN 2223-4594. (Russ.). Available from: <http://eng.arctica-ac.ru/docs/journals/12/spatelnye-sredstva-dlya-ledovykh-usloviy-sostoyanie-voprosa-ivozmozhnye-puti-res.pdf>
77. DIANSKY, N.A., I.M. KABATCHENKO, V.V. FOMIN, et al. A marine and atmospheric research system for simulating hydrometeorological characteristics and wing waves in the western seas of Russian Arctic, and simulation of the extreme storm of 1975 in Barents Sea with ice conditions [Sistema diagnoza i prognoza termogidrodinamicheskikh kharakteristik i vetrovogo volneniya v zapadnykh moryakh rossiyskoy Arktiki i raschet parametrov ekstremalnogo shtorma 1975 g. v Barentsevom more s uchetom ledovykh usloviy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 4 (36): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 156–165. ISSN 2306-8949. (Russ.).
78. NIKITIN, M.A., G.S. RIVIN, M.M. CHUMAKOV. Effect of spatiotemporal variations of sea surface temperatures upon the evolution of polar vortices [Vliyaniye prostranstvenno-vremennykh variatsiy temperatury poverkhnosti moray na evolutsiyu polyarnykh tsiklonov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 4 (36): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 209–217. ISSN 2306-8949. (Russ.).

79. KOZHINA, L.Yu., V.A. CHERKASOV, Yu.B. BARANOV, et al. Survey of dynamics of an ice cover at the Arctic shelf by methods of space radar investigations in order to ensure industrial safety of hydrocarbon production and transportation [Issledovaniya dinamiki ledyanogo pokrova na arkticheskom shelfe metodami kosmicheskogo radiolokatsionnogo zondirovaniya s tselyu obespecheniya promyshlennoy bezopasnosti dobychi i transporta uglevodorodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 3 (14): Modern approaches and advanced technologies in projects of development of Russian offshore oil-and-gas fields, pp. 79–91. ISSN 2306-8949. (Russ.).
80. CHUMAKOV, M.M., K.V. LUZKOVA. Determination of characteristics of ice cover in water areas of western part of Kara Sea and Ob-Tazov region according to radiolocation and spectroradiometric ERS data [Opredeleniye kharakteristik ledyanogo pokrova na akvatoriyakh zapadnoy chasti Karskogo moray i Obsko-tazovskogo regiona po radiolokatsionnym i spektroradiometricheskim dannym distantsionnogo zondirovaniya Zemli]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 3 (14): Modern approaches and advanced technologies in projects of development of Russian offshore oil-and-gas fields, pp. 113–118. ISSN 2306-8949. (Russ.).



Анонс научно-технических конференций и семинаров ПАО «Газпром», организуемых ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2023 г.

IX Международная научно-техническая конференция
«Газотранспортные системы: настоящее и будущее»
03–07 апреля 2023 г.

IV Научно-практический семинар «Организация и проведение
подводно-технических работ на морских объектах добычи
и транспорта ПАО «Газпром»
20–21 апреля 2023 г.

V Международная научно-практическая конференция
«ГАЗОХИМИЯ-2023»
25–26 мая 2023 г.

III Международная научно-практическая конференция
«Путь инноваций и новые технологии в газовой промышленности»,
посвященная 75-летию ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
02 июня 2023 г.

II Научно-техническая конференция
ООО «Газпром ВНИИГАЗ» «Современные методы комплексного
моделирования разработки газовых и нефтегазоконденсатных
месторождений»
Сентябрь 2023 г.

II Международный научно-практический семинар «Экспериментальные
методы исследования пластовых систем: проблемы и решения»
5–6 октября 2023 г.

VIII Международная конференция
«Экологическая безопасность в газовой промышленности»
6–7 декабря 2023 г.

Международная научно-техническая конференция
«Производственная безопасность в газовой промышленности»
IV квартал 2023 г.

II квартал

III квартал

IV квартал

Подробная информация о мероприятиях доступна на сайте ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
в разделе «Конференции»: <https://vniigaz.gazprom.ru/events>



Тел.: +7 (498) 657-42-05
Факс: +7 (498) 657-96-05
E-mail: events@vniigaz.gazprom.ru
Сайт: <https://vniigaz.gazprom.ru>



УДК 004.413.4:621.6-5

Методические решения анализа вероятности отказа оборудования опасных производственных объектов при диагностировании и экспертизе его промышленной безопасности

А.В. Митрофанов^{1*}, В.А. Ломанцов¹, О.Н. Лисовский¹, С.П. Воронин¹

¹ АО «Системы и технологии обеспечения безопасности. Техдиагностика», Российская Федерация, 460047, г. Оренбург, ул. Юных Ленинцев, д. 22

* E-mail: contact@tdiag.ru

Тезисы. Рассмотрены: теоретические основы и актуальность оценки вероятности отказа нефтегазового оборудования опасных производственных объектов, накопившего значительную наработку и поврежденность; факторы и механизмы повреждаемости элементов этого оборудования; параметры и критерии оценки времени их эксплуатации до достижения ими предельного состояния. Разработаны методические решения и функциональные зависимости вероятностно-статистической оценки времени эксплуатации поврежденных элементов оборудования до перехода в предельное состояние и вероятности их отказа.

По представленным функциональным зависимостям выполнены расчеты времени эксплуатации и вероятности достижения поврежденными элементами единицы оборудования их предельного состояния по типичному для нефтегазового оборудования механизму повреждаемости – износу толщины стенки. Выполнен анализ результатов применения при диагностировании оборудования и экспертизе промышленной безопасности представленных методических решений и функциональных зависимостей оценки вероятности и времени эксплуатации элементов этого оборудования до достижения предельной толщины стенки.

Опасность технологического оборудования нефтегазовых опасных производственных объектов (ОПО) оценивается величиной риска отказа (аварии)¹. Величина риска оценивается по сочетанию уровней вероятности и тяжести последствий отказа и аварии. В случаях когда рассматривается оборудование новых ОПО, не накопившее поврежденности, достаточно оценивать уровень риска качественными или полуколичественными методами [1]. Напротив, когда в узлах и элементах оборудования ОПО накоплена значительная поврежденность и дефекты и техническое состояние (ТС) этого оборудования может приближаться к предельному (ПС), требуется применять количественный анализ риска². Как показано в ряде научных публикаций [1–3], поскольку далеко не все узлы и элементы оборудования ОПО имеют значительную поврежденность, согласно СТО Газпром 18000.1-001-2014³ предупредительные меры по поддержанию работоспособности, безотказности и безопасности эксплуатации оборудования будут тем эффективнее, чем обоснованнее будет их распределение по срокам, объемам и методам между фактически опасными и неопасными узлами и элементами такого оборудования. Ранее показано [1, 4], что для обоснования и планирования сроков, объемов и методов поддержания работоспособности, безотказности и безопасности оборудования, находящегося в эксплуатации, среди параметров количественного анализа риска, а именно вероятности и тяжести последствий отказа и аварии, необходимы и достаточны только значения вероятности отказа $V_{\text{отк}}$.

Ключевые слова: нефтегазовое оборудование, диагностирование, экспертиза промышленной безопасности, техническое состояние, предельное состояние, повреждаемость, факторы и механизмы повреждения, параметры технического состояния, методические решения, прогнозирование времени эксплуатации, вероятность отказа, износ толщины стенки.

¹ См.: Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах: руководство по безопасности: утв. приказом РТН № 144 от 11.04.2016.

² См.: Практические аспекты менеджмента риска. Процедуры проверки и технического обслуживания оборудования на основе риска: ГОСТ Р 55234.3-2013.

³ См.: Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром». Основные положения: СТО Газпром 18000.1-001-2014.

Именно по времени эксплуатации оборудования до достижения величиной $V_{\text{отк}}$ предельных значений $[V_{\text{отк}}]$ и/или по результатам оценки времени (τ) до достижения параметрами, определяющими ТС оборудования, своих предельных значений обосновываются сроки, методы и объемы предупредительных мер – диагностирования и экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ), ремонта или замены поврежденных элементов и др. [1, 4]. Следовательно, для обеспечения работоспособности, безотказности и безопасности определенной части эксплуатируемого в составе ОПО оборудования с накопленными повреждениями и дефектами количественные методы анализа вероятности его отказа приобретают большую значимость и актуальность.

Обзор и анализ методов оценки и прогнозирования параметров и критериев безотказности, безопасности, вероятности и риска отказа сложно нагруженных конструкций, сооружений, машин и оборудования, предложенных известными зарубежными и отечественными учеными (а именно: Э.Дж. Хенли и Х. Кумамото [5], Н.С. Стрелецким [6], А.Р. Ржанициним [7], В.В. Болотиным [8 и др.], Н.А. Махутовым [9 и др.], В.А. Светлицким [10], В.В. Харионовским [11] и др.), показал возможность их применения для решения задачи количественного анализа и оценки значений $V_{\text{отк}}$.

Э.Дж. Хенли и Х. Кумамото [5] изложили историю создания и подробно рассмотрели подходы и методы качественного анализа причин и вероятности отказов и аварий нефтегазового оборудования и ОПО, анализа тяжести последствий и риска реализации этих вероятностных событий. В начале 1990-х гг. эта книга явила собой в некотором роде «новое знание» и, по свидетельству авторов, стала настольной для многих специалистов высшего уровня квалификации в области обеспечения безопасности ОПО и специалистов надзорных органов. Но для решения задачи предупреждения отказов и аварий при эксплуатации ОПО знания, почерпнутые из этой книги, были востребованы только в общем виде. Однако совокупность подходов, теория, методы и особенно методические решения (МР) А.Р. Ржаницина, В.В. Болотина, В.А. Светлицкого [7, 8, 10] в полной мере содержат методические основы для решения вероятностных задач анализа и оценки на прогнозируемый период значений τ и вероятности достижения предельных значений параметров,

определяющих ТС оборудования, т.е. достижения ПС рассматриваемым оборудованием. Для решения таких задач, т.е. обоснования и применения МР и расчетных схем (РС) в вероятностной постановке, в настоящем исследовании использована информация, изложенная в книгах Н.А. Махутова [9 и др.], В.В. Харионовского [11], А.Ф. Гетмана и Ю.Н. Козина [12], Р.Г. Маннапова [13], В.Г. Вереземского [14] и др., где показаны МР использования статистических характеристик дефектов, значений параметров ТС (ПТС), критериев ПС (КПС) и других необходимых так называемых входных данных для решения вероятностных задач оценки значений τ и $V_{\text{отк}}$ и получения по результатам анализа так называемых выходных данных и статистических характеристик разброса их значений как случайных, т.е. вероятностных, величин. Решение перечисленных задач особенно востребовано при диагностировании и ЭПБ высокорискового оборудования. Безопасность эксплуатации такого оборудования может быть обоснована, если будет установлено, что в прогнозируемый период эксплуатации вероятность его отказа будет не выше предельно допустимого правилами безопасности значения, т.е. $V_{\text{отк}} < [V_{\text{отк}}]$.

В зависимости от требуемой достоверности результата для определения времени τ эксплуатации поврежденных элементов оборудования до перехода значений определяющих ПТС в предельные применяются соответствующие МР и РС. В данном случае под определяющими ПТС понимаются⁴ параметры, изменение которых вызвано доминирующим механизмом повреждения и (в отдельности или в некоторой совокупности) может привести оборудование в неработоспособное или предельное состояние.

На рисунке представлена принципиальная схема-пирамида развития подходов и методов обеспечения работоспособности оборудования по публикации Н.А. Махутова и М.М. Гаденина [15]. (Название рисунка оставлено в авторском варианте.)

Иерархия требований и критериев отражает исторически сложившуюся последовательность формирования научных основ, норм и правил инженерных методов расчета

⁴ См.: Методические указания по проведению диагностирования технического состояния и определению остаточного срока службы сосудов и аппаратов: РД 03-421-01.

2020	VIII	Защищенность	Обеспечение защищенности	
2010	VII	Риск	Приемлемые риски отказов, аварий и катастроф	
1990	VI	Безопасность	Управление безопасностью	
1980	V	Живучесть	Трещиностойкость	
1970	IV	Надежность	Отказоустойчивость	
1960	III	Ресурс	Долговечность	
1940	II	Жесткость, устойчивость	Сохранение размеров и форм	
1920	I	Прочность	Неразрушаемость	
Годы	Этапы развития	Базовые требования. Зона ответственности	Критерии. Практический результат	Направления развития

Общая структура обеспечения работоспособности стратегически важных объектов энергетики [15]

конструкций от элементарной прочности, жесткости и устойчивости с детерминированными данными и большими коэффициентами запасов к вероятности, риску и безопасности, что позволяет при диагностировании и ЭПБ оборудования увеличивать точность оценки значений τ вплоть до установления значения величины $V_{отк}$ и, как следствие, полнее использовать резервы конструкции поврежденных элементов оборудования.

Поскольку согласно нормам^{4,5} по результатам диагностирования оборудования, анализа и оценки значений τ , а в нашем случае и значений $V_{отк}$ должны быть рассмотрены все возможные механизмы повреждения и деградации ПТС оборудования, для примера с опорой на теоретические основы, подходы и методы [15] (см. рисунок) и перечень ПС оборудования⁶ рассмотрены теоретические основы анализа, факторы и механизмы, параметры

и критерии, используемые в оценке значений τ и $V_{отк}$ для типового нефтегазового оборудования – сепараторов нефти и газа. Результаты этого анализа представлены в табл. 1.

Для предупреждения отказов и аварий в качестве основного параметра безопасности вместо значения риска авторы используют значение вероятности отказа $V_{отк}$, а из параметров надежности оборудования – значение безотказности оборудования $V_{бо}$, где согласно [1]

$$V_{бо} = 1 - V_{отк}. \tag{1}$$

С использованием параметров и их критериев, приведенных в табл. 1, составлена функциональная зависимость для анализа и оценки τ и $V_{отк}$. В общем виде эту функцию можно представить следующим образом:

$$\{\tau, V_{отк}\} = f[\text{ПТС}(t), \text{КПС}(t), \text{Stat}_{\text{ПТС}}(t), \text{Stat}_{\text{КПС}}(t)], \tag{2}$$

$$\text{Stat}(t) = f[\mu(t), D(t), A_s(t), \dots], \tag{3}$$

где $\text{Stat}_{\text{ПТС}}$ и $\text{Stat}_{\text{КПС}}$ – статистические оценки распределений ПТС и КПС; μ – среднее значение (математическое ожидание); D – дисперсия; A_s – коэффициент асимметрии; все перечисленные параметры учитываются в своих зависимостях по времени t .

⁵ См.: Методика диагностирования технического состояния и определения остаточного ресурса технологического оборудования нефтеперерабатывающих, нефтехимических производств: ДиОР 05: утв. ОАО «ВНИКТИнефтехимоборудование» 13.01.2006.

⁶ См., например: Правила и нормы в атомной энергетике. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок: ПНАЭ Г-7-002-86: утв. Государственным комитетом СССР по использованию атомной энергии и Государственным комитетом СССР по надзору за безопасным ведением работ в атомной энергетике: дата введения 01.07.1987.

Таблица 1

Теоретические основы, факторы и механизмы повреждения, параметры, критерии и соответствующие им ПС оборудования⁶ [1, 2]: Q – обобщенная характеристика нагрузки; T – температура; σ – напряжение; h – толщина стенки; t – время; $a_{k/3}$ – скорость коррозионно-эрозионного износа; e – деформация; σ_t – предел текучести; σ_b – предел прочности; δ – относительное удлинение; ψ – относительное сужение; K_1 – коэффициент интенсивности напряжений; l – размер дефекта (трещины); R – обобщенная характеристика прочности. Индексы: «ном» – номинальное, «изм» – измеренное. В квадратных скобках указаны допустимые значения величин

Теоретические основы	Факторы и механизмы повреждения		Параметры и критерии	Предельные состояния
	факторы	механизм		
Прочность	Коррозийность, эрозийность рабочих сред	Утонение стенки	$Q, T, \sigma, [\sigma], h_{ном}, h_{изм}, [h], t, a_{k/3}$	Предельное утонение стенки, предельная деформация, образование свища
	Чрезмерные утонение и нагрузки	Пластическая деформация по всему сечению	$Q, T, \sigma, [\sigma], e, de/dt$	
Живучесть	Рабочая среда, вызывающая коррозионное растрескивание. Трещиноподобные дефекты	Растрескивание, образование магистральной трещины	$Q, T, \sigma_t, \sigma_b, \delta, \psi, l, [l], K_1, [K_1], dl/dt$	Предельный размер трещины, образование свища или лавинообразное разрушение
Безопасность	Любые из вышеперечисленных	Любой из вышеперечисленных, определяющий ТС	$f(Q, R, t), V_{отк}, [V_{отк}], V_{бо}, [V_{бо}]$	Любое из вышеперечисленных
Безотказность				

И в частных случаях:

1) для прочности:

$$\tau = f[\sigma, [\sigma], h_{изм}, [h], a_{k/3}], \quad (4)$$

$$\tau = f[\sigma, [\sigma], e, de/dt]; \quad (5)$$

2) для живучести при трещиноподобных дефектах:

$$\tau = f[Q, \sigma, K_1, [K_1], l, [l], dl/dt]; \quad (6)$$

3) для безопасности и безотказности:

$$\{\tau, V_{отк}\} = f[Q, R, t]. \quad (7)$$

На основе рассмотренных и представленных в табл. 1 параметров, критериев, механизмов повреждения и ПС оборудования и с использованием зависимостей (2)...(4) и (7) поставлена и решена задача обоснования и апробирования МР анализа при диагностировании и ЭПБ оборудования значений $[h]$, τ и $V_{отк}$ в детерминированной и вероятностно-статистической постановках на примере типового нефтегазового сепаратора с износом толщины стенки обечайки.

Предложенные МР представлены пятью вариантами сочетания видов (детерминированные и вероятностно-статистические) данных, используемых в анализе значений ПТС, скорости утонения стенки $a_{k/3}$ и КПС. Они показаны в виде пяти функциональных зависимостей (8)...(12), определяющих основу РС значений $[h]$, τ и $V_{отк}$: где под РС 1 подразумевается полностью детерминированный вариант – выражение (8), под РС 5 – полностью вероятностно-статистический вариант – выражение (12), а под РС 2, 3 и 4 – комбинированные варианты, где только часть значений ПТС, $a_{k/3}$ и КПС применяются в вероятностно-статистическом виде – выражения (9)...(11).

$$\tau = f[h, [h], a_{k/3}]; \quad (8)$$

$$\{\tau, V_{отк}\} = f[h(t), D_h, [h], a_{k/3}]; \quad (9)$$

$$\{\tau, V_{отк}\} = f[h(t), D_h(t), [h], a_{k/3}]; \quad (10)$$

$$\{\tau, V_{отк}\} = f[h(t), D_h(t), [h], a_{k/3}(t)]; \quad (11)$$

$$\{\tau, V_{отк}\} = f[h(t), D_h(t), [h], D_{[h]}, a_{k/3}(t)]; \quad (12)$$

Таблица 2

Применяемые в МР (см. выражения (8)...(12)) сочетания видов параметров, критериев и закономерностей

	Выражение (8), РС 1: детерминированный расчет значений $[h]$ и τ	Выражение (9), РС 2: вероятностно-статистический расчет $[h]$, τ и $V_{\text{отк}}$ с учетом вариации значений ПТС	Выражение (10), РС 3: ...и учетом динамики изменения во времени значений ПТС	Выражение (11), РС 4: ...и учетом нелинейности изменения ПТС	Выражение (12), РС 5: ...и учетом вариации значений КПС
Задание значений ПТС	Детерминированно – h	Вероятностно – $h(t)$			
Используемые значения ПТС	Минимальная измеренная толщина	Среднее значение (μ) измеренной толщины стенки			
Закон изменения значений ПТС во времени	Линейный: $h(t) = a_{\text{к/з}}t + \text{const}$			Нелинейный: $h(t) = f(a_{\text{к/з}}(t), t)$	
Дисперсия значений ПТС	Не анализируется: $D_h = 0$	Анализируется: $D_h > 0$			
Изменение дисперсии значений ПТС во времени		Постоянна: $D_h = \text{const}$	Возрастает: $D_h(t)$		
Задание значений КПС	Детерминированно: $[h]$ – расчетная (отбраковочная) толщина				Вероятностно: $[h], D_{[h]}$

Применяемые в предложенных МР и функциональных зависимостях (8)...(12) сочетания видов параметров, критериев и закономерностей представлены в табл. 2.

Для решения задачи анализа $[h]$, τ и $V_{\text{отк}}$ по представленным МР авторами выбран один из наиболее характерных, часто встречающийся и опубликованный ранее [16 и др.] пример диагностирования и ЭПБ сепаратора нефти и газа из стали 20ЮЧ с утонением стенки обечайки глубиной до 9,2 мм. Это утонение появилось при ремонте зашлифовкой обширной зоны язвенного поражения металла обечайки. Основные технические данные рассматриваемого сепаратора: внутренний диаметр обечайки – 1800 мм; номинальная толщина стенки $h_{\text{ном}}$ – 60 мм; рабочее давление – 6,6 МПа; расчетная температура – не выше +100 °С; продолжительность эксплуатации – 20 лет; материал – сталь 20ЮЧ; рабочая среда – углеводородный природный газ, газовый конденсат, метанольная вода, H_2S , CO_2 , пластовая вода, соли.

Исходные данные для решения задачи анализа и оценки значений $[h]$, τ и $V_{\text{отк}}$ для зоны зашлифовки обечайки сепаратора приняты следующими: ПТС – h ; минимальное измеренное значение толщины стенки в зоне утонения $h_{\text{мин}} = 50,8$ мм; среднее значение толщины стенки в зоне утонения $h_{\text{ср}} = 54,7$ мм при дисперсии 5,15 мм. Принятая для РС 1 скорость утонения стенки 0,46 мм/год определена по формуле $a_{\text{к/з}} = (h_{\text{ном}} - h_{\text{мин}})/t_{\text{экспл}}$, где

$t_{\text{экспл}}$ – продолжительность эксплуатации, лет; для РС 2 и 3 средняя скорость утонения 0,27 мм/год рассчитана по формуле $a_{\text{к/з}} = (h_{\text{ном}} - h_{\text{ср}})/t_{\text{экспл}}$; для РС 4 и 5 скорость утонения 0,26 мм/год рассчитана по ДиОР 05 (см. выражение (6.4)).

Предельная толщина стенки $[h]$ для всех РС вычислялась по пределу прочности в соответствии с ГОСТ 34233.2-2017⁷, но для РС 1 значение $[h]$ принято равным расчетной толщине h_p (см. ГОСТ 34233.2-2017, выр. (2)), а для РС 2...5 принято: $[h] = h_p + C$, где C – прибавка для перехода от критериальной оценки величины $h_{\text{мин}}$ к $h_{\text{ср}}$ для каждой из схем, такая что при $h_{\text{ср}} = [h]$ достигается $V_{\text{отк}} = [V_{\text{отк}}]$.

Применительно к указанным выше различиям измеряемых значений h , используемых в расчетах $[h]$, следует пояснить, что согласно НТД^{5,7} расчет отбраковочной, т.е. предельной, толщины стенки в зоне утонения по РС 1 выполняется по допускаемым напряжениям⁷. Из числа измеренных значений h в зоне утонения для этого расчета выбирается минимальное измеренное, которое сравнивается с $[h]$.

В РС 2...5 не используется $h_{\text{мин}}$ непосредственно, она учитывается в статистических данных оценки измеренных значений h и участвует в оценке параметров аппроксимирующего

⁷ См.: Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет цилиндрических и конических обечайек, выпуклых и плоских днищ и крышек: ГОСТ 34233.2-2017.

распределения значений h . В целом по всем пяти схемам в качестве характеристики h используется только h_{cp} .

Для РС 5 допускаемые напряжения задавались вероятностно по механическим свойствам для проката [17]. Статистические характеристики значений σ_b для рассматриваемого примера взяты по стали 20 [18] (сталь 20ЮЧ в справочных данных А.А. Кузнецова и др. [18] отсутствует): закон распределения – нормальный, среднее значение σ_b составляет 470 МПа, стандартное отклонение – 26,73 МПа.

В качестве методической основы решения задачи приняты положения нормативно-технической документации [13, 19 и др.], расчеты выполнены с использованием прикладной компьютерной программы STATISTICA и собственноручно разработанной авторами Программы вероятностного расчета остаточного ресурса нефтегазового оборудования по данным его диагностирования и критериям допустимого риска отказа, зарегистрированной в Реестре программ для ЭВМ под номером 2011615107 [20]. Результаты решения задачи приведены в табл. 3.

Для схем 2...5 [$V_{отк}$] = 10^{-4} [1] это значение для другого, менее или более опасного, оборудования может быть существенно уменьшено или увеличено, что приведет к снижению или увеличению прогнозной оценки времени τ . Величина [$V_{отк}$] может приниматься в диапазоне от 10^{-2} до 10^{-6} [1].

Приведенные в табл. 3 различия результатов оценки значений [h] объясняются следующим: по РС 1 оценивается [h] как h измеренное, минимально допустимое, равное h_p с исходными для расчета данными нормативных механических свойств стали обечайки. В РС 2...5 значение [h] оценивается как минимально допустимая средняя толщина в зоне утонения, где [h] = h_p , плюс прибавка C , которая для каждой из этих схем несколько отличается по причине разных законов изменения $h(t)$ и $D_h(t)$,

т.е. скорости утонения и разброса значений толщины (см. табл. 2). По РС 5 в исходных для расчета h_p данных используются статистические характеристики механических свойств металла обечайки.

Различия значений τ объясняются применением разных (см. табл. 2) законов изменения $h(t)$.

Полученные расчетные значения вероятности отказа сепаратора на прогнозируемый период эксплуатации не приводятся, так как для увеличения времени τ расчетом обеспечивается не превышение допустимого значения [$V_{отк}$] = 10^{-4} [1], что подтверждает требуемый уровень безопасности и безотказности сепаратора на время τ . Величина V_{BO} составит 0,9999 (см. формулу (1)).

Представленные в статье результаты апробаций МР анализа и оценки вероятности отказа нефтегазового оборудования показывают, что актуальность и значимость применения предложенных МР при диагностировании и ЭПБ оборудования возрастают по мере накопления оборудованием наработки и поврежденности. Фактическая наработка оборудования многих нефтегазовых объектов превышает установленный проектами срок эксплуатации в несколько раз. Большая часть этого оборудования имеет значительную поврежденность, его дальнейшая эксплуатация может быть обоснована соблюдением условия не превышения величиной $V_{отк}$ предельных значений, т.е. $V_{отк} \leq [V_{отк}]$.

Обзор известных методов и подходов анализа ТС длительно эксплуатируемого и накопившего значительную поврежденность оборудования, ПТС, КПС и их зависимостей от времени эксплуатации, а также результатов развития знаний о свойствах материалов и конструкций оборудования и методах оценки и обеспечения прочности, ресурса, надежности,

Таблица 3

Результаты оценки значений [h], τ и $V_{отк}$ для РС 1...5

РС	[h], мм	τ , лет	$V_{отк}$
1	48,3	5,4	–
2	52,9	6,6	Не более 10^{-4} [1]
3	53,2	5,5	
4	53,4	7,9	
5	51,0	16,3	

живучести, безопасности и риска оборудования показал возможность обоснования на базе этих знаний ряда МР в вероятностной постановке решения задач оценки и прогнозирования статистических (вероятностных) характеристик

значений ПТС, КПС, ПТС(t), $[h]$, τ и расчета величины $V_{\text{отк}}$. Предложенные МР позволяют оценивать ТС, безопасность и безотказность диагностируемого оборудования на прогнозируемый период эксплуатации.

Список литературы

1. Митрофанов А.В. Методы управления состоянием технологического оборудования по критериям вероятности и риска отказа / А.В. Митрофанов. – М.: Недра, 2007. – 380 с.
2. Барышов С.Н. Анализ повреждаемости и оценка вероятности разрушения оборудования, длительно эксплуатируемого в H_2S -содержащих средах / С.Н. Барышов // Прочность и разрушение материалов и конструкций: материалы V Международной научной конф., 12–14 марта 2008 г., Оренбург, Россия / под. ред. С.Н. Летуты, Г.В. Клевцова. – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2008. – Т. 2. – 424 с.
3. Митрофанов А.В. Современный подход к планированию технического обследования оборудования на объектах нефтяной и газовой промышленности / А.В. Митрофанов. – М.: Недра, 2004. – 186 с.
4. Барышов С.Н. Оценка поврежденности, несущей способности и продление ресурса технологического оборудования. Модели. Критерии. Методы / С.Н. Барышов. – М.: Недра, 2007. – 287 с.
5. Хенли Э.Дж. Надежность технических систем и оценка риска / Э.Дж. Хенли, Х. Кумамото. – М.: Машиностроение, 1984.
6. Стрелецкий Н.С. Основы статистического учета коэффициента запаса прочности сооружений / Н.С. Стрелецкий. – М.: Стройиздат, 1947. – 95 с.
7. Ржаницин А.Р. Теория расчета строительных конструкций на надежность / А.Р. Ржаницин. – М.: Стройиздат, 1978. – 239 с.
8. Болотин В.В. Методы теории вероятностей и теории надежности в расчетах сооружений / В.В. Болотин. – М.: Стройиздат, 1982. – 350 с.
9. Махутов Н.А. Прочность и безопасность. Фундаментальные и прикладные исследования / Н.А. Махутов. – Новосибирск: Наука, 2008. – 528 с.
10. Гусев А.С. Расчет конструкций при случайных воздействиях / А.С. Гусев, В.А. Светлицкий. – М.: Машиностроение, 1984. – 239 с.
11. Харионовский В.В. Прикладные задачи оценки надежности ЛЧМГ по результатам технического диагностирования / В.В. Харионовский, И.Н. Курганова, С.В. Нефедов // Надежность и ресурс газопроводных конструкций: сб. науч. трудов. – 2003. – С. 18–25.
12. Гетман А.Ф. Неразрушающий контроль и безопасность эксплуатации сосудов и трубопроводов давления / А.Ф. Гетман, Ю.Н. Козин. – М.: Энергоатомиздат, 1997. – 288 с.
13. Маннапов Р.Г. Оценка надежности химического и нефтяного оборудования при поверхностном разрушении: обзор. инф. / Р.Г. Маннапов. – М.: ЦИНТИХимнефтемаш, 1988. – 39 с. – (ХМ-1).
14. Вerezemskiy V.G. Вероятностная оценка ресурса для анализа безопасности при подготовке к продлению срока эксплуатации блока АЭС / В.Г. Вerezemskiy // Атомная энергия. – 1991. – Т. 93. – Вып. 4. – С. 264–271.
15. Махутов Н.А. Фундаментальные и прикладные исследования безопасности и рисков объектов энергетики / Н.А. Махутов, М.М. Гаденин // Федеральный справочник. – М.: Центр стратегических программ, 2011. – Т. 12: Топливо-энергетический комплекс России. – С. 123–130.
16. Митрофанов А.В. Методы исследования долговечности сепараторов установок добычи газа и нефти путем накопления нагрузочных режимов в эквивалентной модели / А.В. Митрофанов, С.П. Воронин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 6. – С. 20–28.
17. Зикеев В.Н. Конструкционные стали, стойкие против сероводородного растрескивания и хрупкого разрушения: дис. ... д-ра. тех. наук / В.Н. Зикеев. – М., 1984. – 363 с.
18. Кузнецов А.А. Вероятностные характеристики прочности авиационных материалов и размеров сортамента / А.А. Кузнецов, О.М. Алифанов, В.Н. Ветров. – М.: Машиностроение, 1970. – 567 с.

19. Методика прогнозирования остаточного ресурса безопасной эксплуатации сосудов и аппаратов по изменению параметров технического состояния / ЦЕНТРХИММАШ, НИИХИММАШ, Минтопэнерго. – М., 1993.
20. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2011616868 Российская Федерация. Программа вероятностного расчета остаточного ресурса нефтегазового оборудования по данным его диагностирования и критериям допустимого риска отказа: № 2011615107: заявл. 08.07.2011: опубли. 05.09.2011 / С.Н. Барышов, А.В. Митрофанов; заявитель и правообладатель ООО «Системы и технологии обеспечения безопасности. Техдиагностика». – 1 с.

Methodical procedures for probabilistic analysis of equipment failure at dangerous industrial facilities when diagnosing and expertizing its industrial safety

A.V. Mitrofanov^{1*}, V.A. Lomantsov¹, O.N. Lisovskiy¹, S.P. Voronin¹

¹ Systems and technologies for safety support. Tekhdiagnostika JSC, Bld. 22, Yunykh Lenintsev street, Orenburg, 460047, Russian Federation

* E-mail: contact@tdiag.ru

Abstract. This article examines the following items: the theoretical principles and topicality of the failure probability assessment for the durably operated and considerably deteriorated oil-gas equipment of the dangerous industrial facilities, the factors and the mechanisms of its damaging, the parameters and the criteria applied to determine their lifetime before they demonstrate the ultimate behavior. Authors suggest the methodical solutions and the functional dependencies for the probabilistic-statistical prediction of the failure probability and the residual operational time for the damaged elements prior to their transition to the ultimate state.

Using the named functional dependencies, authors calculated the lifetime and the failure probability for a typical element of the oil-gas equipment with a typical defect, which is the reduction of the wall thickness. Then they analyzed the results of application of the suggested methodical solutions during the technical diagnostics and the expert appraisal of industrial safety of the oil-gas equipment.

Keywords: oil-gas equipment, diagnostics, expert appraisal of industrial safety, technical status, ultimate behavior, damageability, factors and mechanisms of damage, parameters of technical state, methodical solutions, prediction of lifetime, probability of failure, deterioration of wall thickness.

References

1. MITROFANOV, A.V. *Methods for controlling process equipment status according to criteria of failure probability and risk* [Metody upravleniya sostoyaniyem tekhnologicheskogo oborudovaniya po kriteriyam veroyatnosti i riska otказа]. Moscow: Nedra, 2007. (Russ.).
2. BARYSHOV, S.N. Analysis of damageability and assessment of decay probability for equipment being durably operated within H₂S-bearing media [Analiz povrezhdayemosti i otsenka veroyatnosti razrusheniya oborudovaniya, dlitelno ekspluatiruyemogo v H₂S-soderzhshchikh sredakh]. In: *Strength and degradation of materials and structures* [Prochnost i razrusheniye materialov i konstruksiy]: proc. of the V International scientific conf., 12–14 March 2008, Orenburg, Russia. Orenburg: Orenburg State University, 2008, vol. 2. (Russ.).
3. MITROFANOV, A.V. *Contemporary approach to planning technical inspections of equipment at oil-and-gas industrial facilities* [Sovremennyy podkhod k planirovaniyu tekhnicheskogo obsledovaniya na obyektakh nefyanoy i gazovoy promyshlennosti]. Moscow: Nedra, 2004. (Russ.).
4. BARYSHOV, S.N. *Assessment of damage rate, carrying capacity and prolongation of resource for process equipment. Models. Criteria. Methods* [Otsenka povrezhdennosti, nesushchey sposobnosti i prodleniye resursa tekhnologicheskogo oborudovaniya. Modeli. Kriterii. Metody]. Moscow: Nedra, 2007. (Russ.).
5. HENLEY, E.J., H. KUMAMOTO. *Reliability engineering and risk assessment* [Nadezhnost tekhnicheskikh sistem i otsenka riska]. Translated from English. Moscow: Mashinostroyeniye, 1984.
6. STRELETSKIY, N.S. *Principles of statistical accounting load factor for installations* [Osnovy statisticheskogo ucheta koeffitsiyenta zapasa prochnosti sooruzheniy]. Moscow: Stroyizdat, 1947. (Russ.).
7. RZHANITSYN, A.R. *Theoretical derivations for calculating reliability of building structures* [Teoriya rascheta stroitelnykh konstruksiy na nadezhnost]. Moscow: Stroyizdat, 1978. (Russ.).
8. BOLOTIN, V.V. *Methods of probability and reliability theories in proportioning building structures* [Metody teorii veroyatnostey i teorii nadezhnosti v raschetakh sooruzheniy]. Moscow: Stroyizdat, 1982. (Russ.).
9. MAKHUTOV, N.A. *Strength and safety. Fundamental and applied studies* [Prochnost i bezopasnost. Fundamentalnyye i prikladnyye issledovaniya]. Novosibirsk: Nauka, 2008. (Russ.).

10. GUSEV, A.S., V.A. SVETLITSKIY. *Proportioning building structures against accidental expositions* [Расчет конструкций при случайных воздействиях]. Moscow: Mashinostroyeniye, 1984. (Russ.).
11. KHARIONOVSKIY, V.V., I.N. KURGANOVA, S.V. NEFEDOV. Applied problems in estimating reliability of lineal trunk gas pipelines according to results of a technical inspection [Прикладные задачи оценки надежности LChMG по результатам технического диагностирования]. In: *Reliability and resource of gas pipeline structures* [Надежность и ресурс газопроводных конструкций]: collected bk., 2003, pp. 18–25. (Russ.).
12. GETMAN, A.F., Yu.N. KOZIN. *Nondestructive testing and operational safety of vessels and pressurized pipelines* [Неразрушающий контроль и безопасность эксплуатации сосудов и трубопроводов давления]. Moscow: Energoatomizdat, 1997. (Russ.).
13. MANNAPOV, R.G. *Estimating reliability of chemical and oil equipment against skin destruction* [Оценка надежности химического и нефтяного оборудования при поверхностном разрушении]: review, XM-1 series. Moscow: TsINTIKhimneftemash, 1988. (Russ.).
14. VEREZEMSKIY, V.G. Probabilistic resource assessment for safety analysis when preparing to prolong life of a nuclear station block [Вероятностная оценка ресурса для анализа безопасности при подготовке к продлению срока эксплуатации блока AES]. *Atomnaya Energiya*, 1991, vol. 93, is. 4, pp. 264–271, ISSN 0004-7163. (Russ.).
15. MAKHUTOV, N.A., M.M. GADENIN. Fundamental and applied studies of safety and risks at power industry facilities [Фундаментальные и прикладные исследования безопасности и рисков объектов энергетики]. *Federal reference book*. Moscow: Tsentr strategicheskikh program, 2011, vol. 12: Fuel and energy complex of Russia [Топливо-энергетический комплекс России], pp. 123–130. (Russ.).
16. MITROFANOV, A.V., S.P. VORONIN. Methods of studying the life-time of failure-free operation of separators of gas and oil production units by accumulation of loading regimes in the equivalent model [Методы исследования долговечности separatorов установок добычи нефти и газа путем накопления нагрузочных режимов в эквивалентной модели]. *Oborudovaniye i Tekhnologii dlya Neftegazovogo Kompleksa*, 2017, no. 6, pp. 20–28, ISSN 1999-6934. (Russ.).
17. ZIKEYEV, V.N. *Sulfide corrosion and brittle rupture resistant machine steels* [Конструкционные стали, стойкие против сероводородного растрескивания и хрупкого разрушения]: Dr.'s thesis (engineering). Moscow, 1984. (Russ.).
18. KUZNETSOV, A.A., O.M. ALIFANOV, V.N. VETROV. *Probabilistic characteristics of aircraft material strength and dimensions of assortment grades* [Вероятностные характеристики прочности авиационных материалов и размеров сортамента]. Moscow: Mashinostroyeniye, 1970. (Russ.).
19. TSENTRKHIMMASH, NIIKHIMMASH, MINTOPENERGO. *Guidelines for predicting residual safe lifetime of vessels and apparatus according to changed parameters of their technical status* [Методика прогнозирования остаточного ресурса безопасной эксплуатации сосудов и аппаратов по изменению параметров технического состояния]. Moscow, 1993. (Russ.).
20. SISTEMY I TEKHNologii OBESPECHENIYA BEZOPASNOSTI. TEKHNODIAGNOSTIKA LLC. *Program for probabilistic calculation of residual resource for oil-gas equipment according to results of its diagnostics and criteria of tolerable failure risk* [Программа вероятностного расчета остаточного ресурса нефтегазового оборудования по данным его диагностирования и критериям допустимого риска отказа]. Inventors: BARYSHOV, S.N., A.V. MITROFANOV. Appl.: no. 2011615107, 08 July 2011. State registration certificate of computer program № 2011616868 Russian Federation.

УДК 620.93:339.166.2

Оценка потенциального экономического эффекта от перехода на взаиморасчеты с потребителями природного газа в энергетических единицах

И.А. Прудников¹, В.В. Васильев¹, И.О. Стурейко^{2*}, Р.Я. Грыб², А.Ю. Косарев²

¹ ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

² ООО «НИИГазэкономика», Российская Федерация, 119311, корп. 1, г. Москва, ул. Строителей, д. 8

* E-mail: i.stureyko@econom.gazprom.ru

Ключевые слова: природный газ, взаиморасчеты, энергетическая единица.

Тезисы. В работе рассматриваются вопросы оценки потенциальных экономических эффектов для ПАО «Газпром» в случае перехода на взаиморасчеты с потребителями за природный газ в энергетических единицах, как это происходит в Европе. Либерализация газового рынка, внедрение краткосрочных контрактов на внутреннем рынке и гармонизация взаиморасчетов и контроля газа, поставляемого на экспорт, требуют перехода к учету не объемных показателей, а потока энергии, транспортируемой потребителю. Оценка потенциальных эффектов показывает целесообразность дальнейшей работы в данном направлении.

До настоящего времени не уделялось должного внимания проблемам коммерческого учета газа в единицах энергии, в отличие от коммерческого учета количества (объема) природного газа. Сложившаяся в РФ практика измерения количества природного газа в объемных единицах, т.е. в метрах кубических, имела смысл при неизменности состава газа. В настоящее время в связи с переходом на коммерческий учет и повышением эффективности использования природного газа все более актуальным становится вопрос измерения количества энергии, которая может быть получена при сжигании природного газа, поскольку именно для сжигания и получения тепла используется более 99,5 % поставляемого потребителям природного газа.

Мировой опыт, и европейский опыт в частности, показывает необходимость перехода к учету именно получаемой энергии. Такой подход более естественным образом отражает полезное использование природного газа.

Активная разработка ачимовских и валанжинских залежей в Надым-Пур-Тазовском регионе, а также падение добычи сеноманского (легкого) газа приводят к изменению физико-химических показателей подаваемого газа и устойчивому повышению его теплотворной способности. Необходимо отметить, что теплотворная способность кубического метра газа с каждым годом повышается.

Эти обстоятельства стимулируют переход на рыночное ценообразование в условиях, когда большинство потребителей используют газ для получения тепловой энергии. Отметим, что потребляемый природный газ практически полностью используется для нагрева воды и получения тепловой энергии. При этом взаиморасчет газовых и тепловых компаний выполняется в разных единицах с помощью переводных коэффициентов, которые не всегда отражают истинную зависимость. На федеральном уровне установлен порядок [1, 2], в соответствии с которым плата за газ осуществляется по объемам поставок (выраженных в тысячах стандартных метров кубических) с поправкой на теплотворную способность. Поправка рассчитывается как отношение фактического ($Q_{\text{факт}}$, ккал/м³) и расчетного ($Q_{\text{расч}}$, ккал/м³) значений объемной теплоты сгорания газа. За $Q_{\text{расч}}$ принимается теплота сгорания 7900 ккал/м³, характерная для сеноманских залежей месторождений Надым-Пур-Тазовского региона. Недостатки такого подхода многократно рассматривались в научных публикациях [3–5].

В последние годы во многих странах как на уровне производителей средств измерений, так и метрологических институтах с целью снижения рисков

и издержек потребителей и поставщиков газа активно исследуются вопросы измерения расхода и теплоты сгорания. Так, во многих странах Европы и Америки ведется учет тепловой энергии – производство количества газа (объема или массы) и соответствующей удельной теплоты сгорания при конкретных условиях [1, 2]. В связи с этим на данный момент в национальной газовой отрасли одним из актуальных направлений совершенствования и оптимизации системы расчетов является проработка экономической целесообразности и законодательной практики перехода на коммерческий учет с потребителями за природный газ в единицах энергии.

На международном рынке существует достаточно широкий спектр моделей приборов,

которые применяются для мониторинга калорийности газа в цепях регулирования технологических процессов на производствах, на узлах смешения газов. Такие средства измерений (СИ) являются преимущественно приборами 2-го и 3-го типов, основанными на косвенных методах измерений. Поскольку они не внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, в России их использование возможно только вне сферы государственного регулирования.

В табл. 1, 2 представлены калориметры, проходившие в Российской Федерации процедуру испытаний в целях утверждения типа с 2000 г., а также основные подтвержденные метрологические и стоимостные характеристики некоторых из них.

Таблица 1

Перечень СИ утвержденного типа

Тип СИ	Производитель СИ	Номер в реестре СИ	Срок свидетельства	Принцип действия
Измеритель числа Воббе 9610	Cosa Xentaur Corporation, США	58095-14	31.05.2024	Стехиометрическое сжигание
Калориметр газовый НКС	ООО «Теплофизические приборы», Россия	28079-09	24.12.2019	Прямое сжигание
Система измерительная калориметрическая газовая RBM 2000	Reineke Meß- und Regeltechnik GmbH, Германия	27725-13	15.03.2018	Стехиометрическое сжигание
Калориметр газовый поточный Gas-lab Q1	Elster GmbH, Германия	49897-12	18.05.2017	Инфракрасная спектроскопия (ИКС), измерение теплопроводности
Калориметры газовые CWD 2000, CWD 2005	UNION Instruments GmbH, Германия	46777-11	18.05.2016 (на продлении)	Прямое сжигание
Калориметр газовый WI	Reineke Meß- und Regeltechnik GmbH, Германия	44796-10	01.08.2015	Прямое сжигание
КСНГ-У, КСНГ-05	ООО «Теплофизические приборы», Россия	20619-00, 13830-04	01.08.2009	Прямое сжигание
Калориметр газовый EMC 500	RMG Messtechnik GmbH, Германия	24854-03	01.06.2008	ИКС, измерение теплопроводности
Калориметр газовый автоматический 66	Reineke, Германия	14996-95	01.01.2001	Прямое сжигание
Измеритель числа Воббе WIM Compas	Horbe Instruments B.V., Нидерланды	–	На испытаниях	Стехиометрическое сжигание

Таблица 2

Сводная таблица основных характеристик калориметров: ОТС – объемная теплота сгорания

СИ	Диапазон измерений ОТС, МДж/м ³	Предел допускаемой погрешности измерений ОТС, МДж/м ³	Стоимость
9610	1...95	± 1,0	35000 USD (без НДС)
НКС	25...41	± 0,3	2000 тыс. руб. (не облагается НДС)
RBM 3000	3...100	± 1,0	40850 EUR (без НДС)
CWD 2000	2,5...500	± 1,0	42000 EUR (без НДС)
WIM Compas	0...90	± 0,7	5 500 тыс. руб. (с НДС)

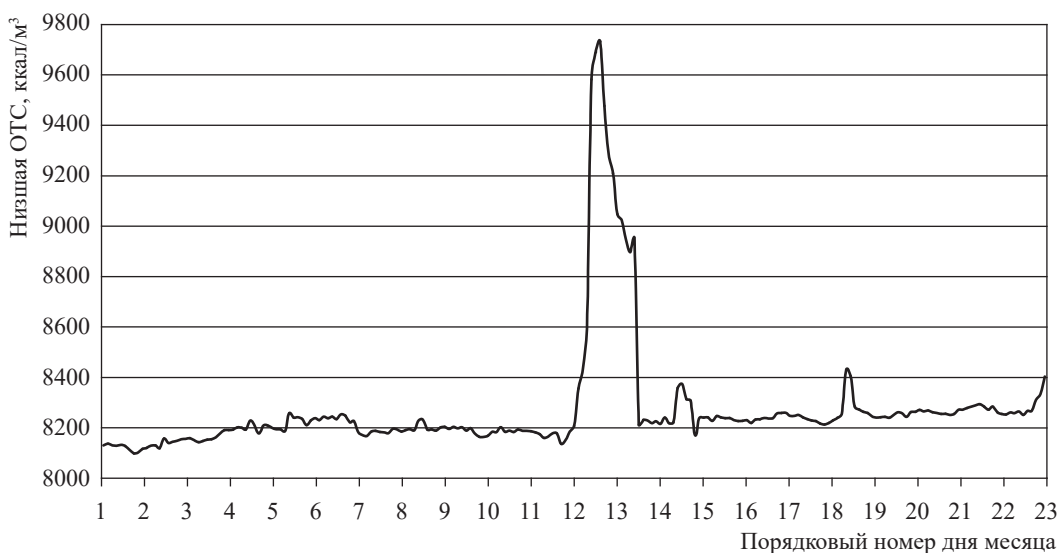


Рис. 1. Мониторинг калорийности газа, проведенный потоковым хроматографом в южном регионе РФ

Одним из представленных на рынке отечественных газовых калориметров является калориметр НКС производства ООО «Теплофизические приборы» (Санкт-Петербург). Режим работы калориметра – непрерывно-циклический. Преимуществами калориметра НКС являются: измерение низшей ОТС, низкая погрешность, непрерывный режим измерений, высокая надежность, отсутствие необходимости измерения влажности газа для расчета ОТС, относительно невысокая стоимость.

Международная практика коммерческих расчетов за природный газ (ПГ) показывает, что допускаяемые расхождения при определении общего энергосодержания ПГ (произведение теплоты сгорания и объема газа) в зарубежных контрактах на поставку, как правило, устанавливаются равными 0,8...1 %. Несмотря на столь высокий уровень требований к определению энергосодержания при экспорте и импорте газа внутри стран – членов ЕС, ежегодные потери несут как газовые корпорации (поставщики), так и потребители от неточного учета количества и качества газа.

В России, где объемы ежегодно поставляемого газа достигают 500 млрд м³, расхождение даже на уровне 0,8...1 % приводит к гигантским дисбалансам и упущенной выгоде. Точность измерения поставленной энергии имеет огромное значение в связи с тем, что смещения или систематические погрешности приносят в году одной стороне контракта в ущерб другой

в отличие от случайных ошибок, оказывающих нейтральный эффект¹.

Определенный интерес представляет вопрос стабильности состава газа во времени. Большое количество газоснабжающих предприятий используют дискретный пробоотбор с периодичностью 1 раз в неделю или в декаду с последующими анализом и расчетом теплоты сгорания. Мониторинговые исследования стабильности состава газа подтвердили обоснованность предположения о колебаниях состава и свойств газа практически во всех системах газоснабжения.

Для выяснения диапазона возможных ежемесячных колебаний калорийности ПГ в различных регионах России проанализированы статистические данные о двух газоснабжающих системах: первая находится в южном регионе и характеризуется высокой калорийностью перекачиваемого продукта вследствие смешивания природного и попутного нефтяного газов; по второй системе транспортируется так называемый «легкий» газ с большим содержанием метана (не менее 95 %), считающийся достаточно стабильным по составу. На рис. 1 видно, что изменение калорийности смеси на газораспределительной станции (ГРС) в южном регионе в течение одного месяца в отдельные дни достигало почти 1500 ккал/м³. Этот факт подтверждает необходимость непрерывного

¹ См.: Газ горючий природный. Определение энергии: ГОСТ Р 57614-2017.

мониторинга калорийности газа приборами поточного типа и свидетельствует, что невозможно получить достоверные заключения о ежемесячном значении калорийности поставляемого газа по дискретным анализам, проводимым раз в сутки или тем более раз в неделю, которые достаточно часто практикуются при коммерческих расчетах.

Мониторинг калорийности ПГ для условно стабильного по составу газа, проведенный с помощью потокового хроматографа, показал, что колебания калорийности в течение месяца даже для «легкого» газа также весьма значительны (рис. 2). Например, в первой половине мая в одной из пятidineвок калорийность в течение дня изменялась очень сильно, достигая значения 8060 ккал/м^3 , при том что в остальной период ее значения не выходили за пределы 8025 ккал/м^3 (табл. 3). Вывод аналогичен предыдущему: если однократно взятая на анализ проба попадет на период с минимальным или максимальным значением калорийности, то коммерческие данные, основанные на разовом анализе пробы лабораторным хроматографом и экстраполируемые на последующую неделю или декаду, будут искажены и характеризоваться наличием систематической погрешности.

Вместе с тем, как показывает практика, калориметры менее чувствительны к наличию примесей и воды, так как не измеряют компонентный состав, а основываются на прямом измерении теплоты сгорания исследуемого газа и ее сравнении с эталонной.

В настоящее время мониторинг теплотворной способности газа в реальном режиме времени производится только на экспортных газозамерительных станциях (ГИС), и, соответственно, по стабильности компонентного состава экспортный газ превосходит поступающий на внутреннее потребление. Особенно это относится к областям, расположенным ближе к «голове» системы, т.е. промышленным областям Урала и Западной Сибири.

Анализируя ряд данных, полученных на «экспортной» ГИС (рис. 3), можно видеть, что отклонение от показателя паспорта качества составляет около 5 %. Вместе с тем нужно понимать, что колебания данной величины носят в некоторой степени случайный характер и могут быть как со знаком плюс, так и со знаком минус относительно учтенного в паспорте качества. Тем не менее отклонения со знаком плюс – это недополученная прибыль ПАО «Газпром», тогда как отклонения

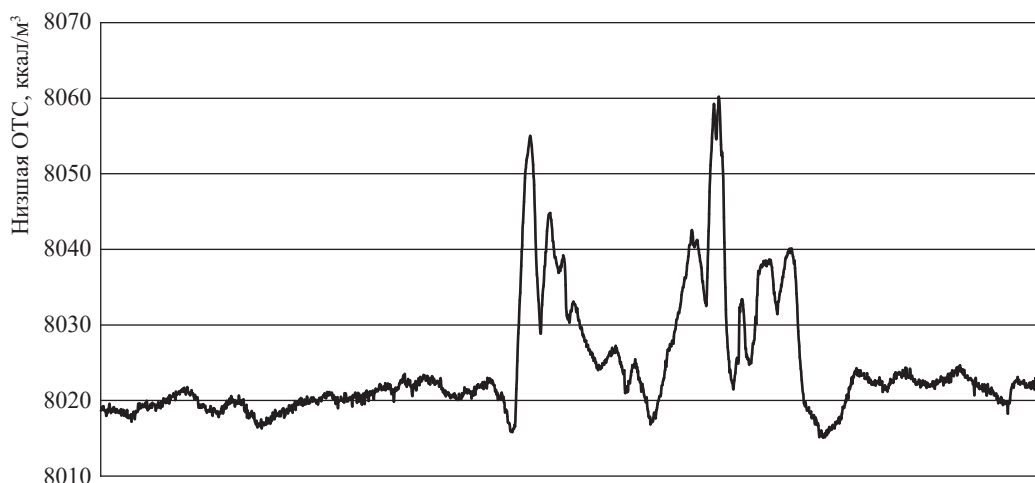


Рис. 2. Месячные (май) колебания калорийности «легкого» газа

Таблица 3

Данные о калорийности, ккал/м^3 , так называемого «легкого» газа, полученные с применением потокового хроматографа

Период	Минимальное значение	Максимальное значение	Среднее значение
11–30 апреля	8005	8021	8014
01–15 мая	8015	8060	8024
16–31 мая	8014	8038	8022
01–16 июня	8018	8043	8031

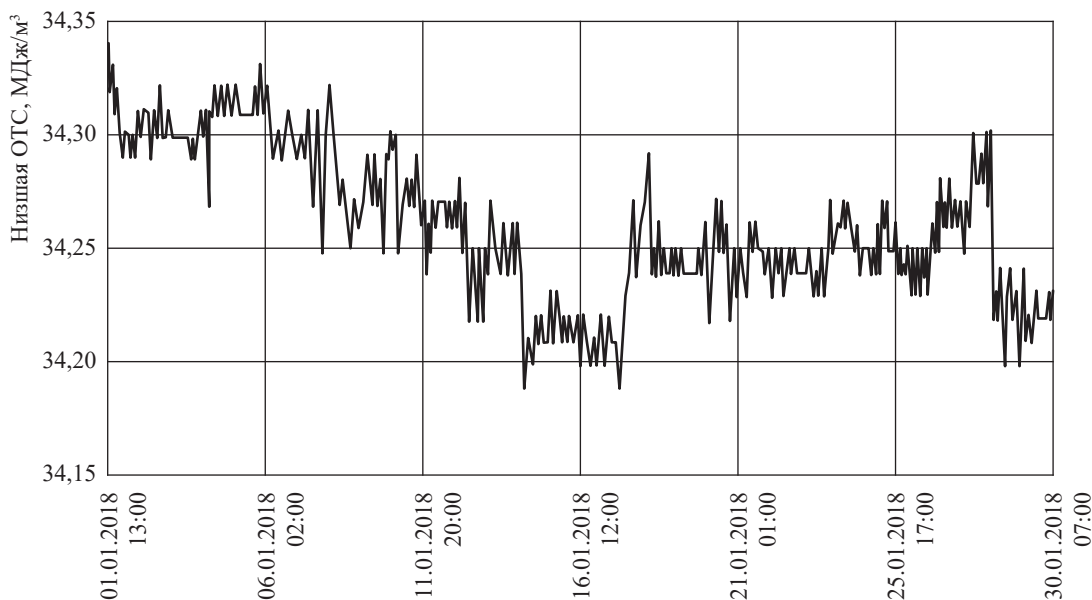


Рис. 3. Результаты изменения низшей теплотворной способности газа в течение месяца на «экспортной» ГИС

со знаком минус потенциально являются поводом к выставлению претензии со стороны потребителей, заплативших за газ по более высокой цене.

В настоящее время количество судебных исков по данному вопросу невелико, но стоит учесть, что с введением практики взаиморасчетов по количеству энергии данный вопрос может получить активное развитие. Таким образом, при формировании экономической модели следует все отклонения теплотворной способности от показателя, указанного в паспорте качества газа, оценивать как недополученную прибыль от продажи «жирного» газа (для положительных значений) или как понесенные убытки от взыскания разницы цен на газ с меньшей теплотворной способностью (для отрицательных значений).

Ретроспективный анализ показал, что среднее отклонение ОТС ПГ от паспортов качества за год для «экспортных» ГИС составляет около 4,7 %, этот показатель можно принять в качестве максимального значения. Анализ данных по потоковым хроматографам в отдельных точках контроля на газотранспортной сети дает значения около 1,5...2 %. Это минимальный показатель для оценки экономической эффективности.

Основными факторами экономической эффективности являются получение дополнительной прибыли и снижение рисков штрафных санкций. Рассмотрим подробнее каждую из составляющих.

Получение дополнительной прибыли.

На рис. 4 представлено изменение теплотворной способности газа на одной из точек контроля.

Существующая система тарификации подразумевает фиксацию значения ОТС газа один раз в месяц. На основании этой информации рассчитывается стоимость 1 м³ газа для потребителя в данном регионе. Такую теплотворную способность будем обозначать нормативной, что отражает характер ее формирования и использования.

На графике (см. рис. 4) зеленым цветом показано превышение каждые 2 ч реальными значениями ОТС ПГ нормативных. Фактически площадь зеленой заливки представляет собой недополученную прибыль ПАО «Газпром» за фактически поставленный ПГ. В численном выражении это составит около 0,1 % потерь или, если полагать объемы реализации ПГ ПАО «Газпром» [6] примерно в размере 1 трлн руб., в денежном выражении недополученную прибыль можно оценить в 650 млн руб./год.

Снижение рисков штрафных санкций.

Как отмечалось (см. рис. 4), наблюдаются отклонения как в сторону превышения нормативной теплотворной способности, так и в сторону недобора. Фактически это означает, что крупный потребитель, установив у себя аппаратуру контроля теплотворной способности, может потребовать возмещения недопоставленной энергии, так как фактическая среднемесячная

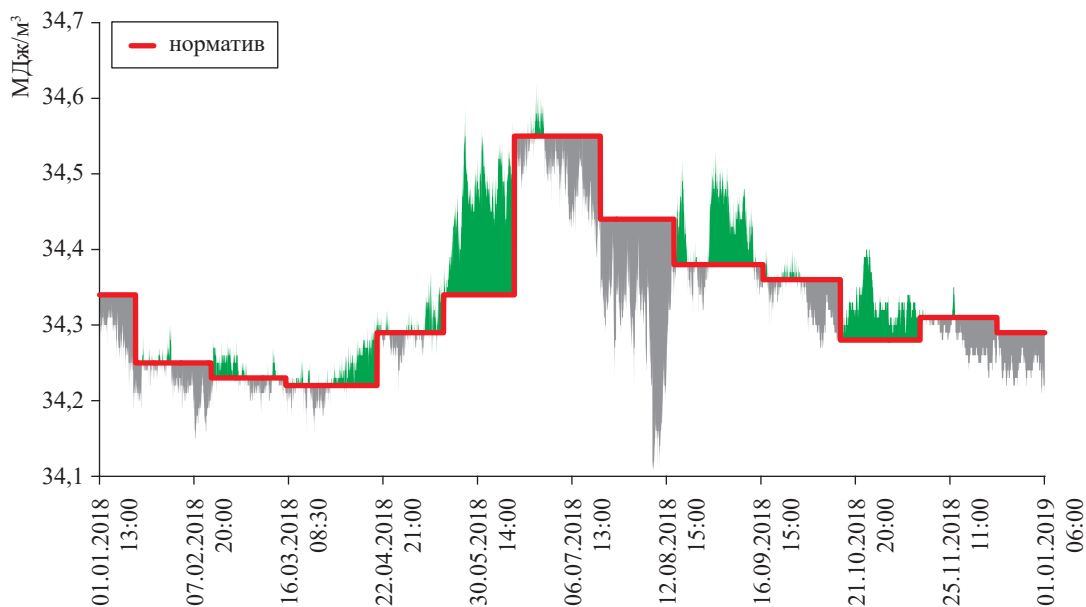


Рис. 4. Сравнительный анализ текущей и нормативной теплотворной способности ПГ на одной из точек контроля

теплотворная способность газа оказалась ниже нормативной, т.е. той, которая указывается в паспорте качества и на основании которой формируется стоимость.

Необходимо отметить, что крупные потребители, такие как теплоэлектроцентрали, металлургия и т.п., в первую очередь ощущают на себе изменение теплотворной способности газа и не нуждаются в измерении компонентного состава. Поэтому у таких потребителей зачастую установлены собственные средства измерения теплотворной способности, которая, как правило, отличается от рассчитанной по компонентному составу.

Фактически на сегодняшний день случаи обращения в суды по данному факту единичны, но они есть и их количество возрастает. При повсеместной практике внедрения такого оборудования у крупных промышленных потребителей можно рассматривать серую кривую (см. рис. 4) как финансовые потери в форме штрафных санкций.

В рамках задачи оснащения Единой системы газоснабжения (ЕСГ) средствами измерений можно рассматривать внедрение узлов определения теплоты сгорания ПГ как адаптацию требований ГОСТ Р 57614-2017 и СТО Газпром 5.27-2009 к существующей практике эксплуатации. Размещение узлов определения теплоты сгорания ПГ (УОТСПГ) должно обеспечивать достоверный контроль

теплотворной способности ПГ у каждого потребителя газотранспортной сети, т.е. вплоть до ГРС. Вопрос оптимизации схемы размещения узлов измерений состава и теплотворной способности газа, при которой реализуемы достоверные измерения, рассмотрен ранее [7].

Модель оценки экономической эффективности перехода на взаиморасчеты с потребителями ПГ в энергетических единицах

Для решения задачи оценки экономической эффективности перехода на взаиморасчеты с потребителями ПГ в энергетических единицах разработана экономическая модель [7], которая позволяет выполнять:

- расчет граничных условий эффективности применения калориметров на ГРС;
- сценарный расчет экономической эффективности оснащения ГРС калориметрами.

В основе модели лежат следующие нормативные документы:

- Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: № ВК 477 от 21.06.1999: утв. Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике. – 2-я редакция;
- Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме

капитальных вложений: № 01/07-99; утв. врио Председателя Правления ОАО «Газпром» С.Ф. Хомяковым 09.09.2009.

Модель представляет собой совокупность денежных потоков от операционной и инвестиционной деятельности поставщика ПГ и базируется на следующих принципах:

- рассмотрение проекта на протяжении всего жизненного цикла;
- расчет в постоянных ценах без учета инфляции с учетом только предстоящих затрат и поступлений;
- моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта затраты и поступления за расчетный период;
- учет фактора времени через дисконтирование денежных потоков.

Граничным условием эффективности применения калориметров на ГРС является минимальный объем поставки газа через ГРС, обеспечивающий корпоративные требования к доходности инвестиций. На значение граничных условий оказывают влияние следующие факторы:

- принадлежность ГРС субъекту РФ определяет некоторые исходные экономические параметры (цену реализации газа потребителям, тариф на электроэнергию и т.п.);
- возможное отклонение калорийности газа определяет доходную часть проекта.

Доходную часть проекта применения калориметров на ГРС формирует прирост выручки от реализации газа, обусловленный более точными измерениями количества энергии, поставленной потребителю. Доходная часть определяется как произведение прироста объема поставки энергии через ГРС и цены ее реализации.

Расходную часть проекта применения калориметров на ГРС формируют:

- затраты на приобретение оборудования и его монтаж, включая калориметры, запасные части, инструменты и принадлежности, блок-боксы;
- годовые затраты на эксплуатацию калориметров, включая затраты на газовые смеси, сервисное обслуживание и потребляемую электроэнергию.

Функционал модели позволяет осуществлять подбор минимального объема поставки газа через ГРС, который обеспечивает корпоративные требования к доходности инвестиций.

Апробация модели на реальных данных показала следующие граничные условия эффективности применения калориметров:

- с учетом монтажа блок-боксов – от 280 млн м³/год;
- без учета монтажа блок-боксов – от 104 млн м³/год.

Граничные условия существенно варьируются в зависимости от региона выполнения работ. Чем сложнее условия выполнения работ (например, в северных регионах), тем выше пороговое значение объема поставки газа, обеспечивающее эффективность проекта. Кроме того, граничные условия эффективности чувствительны к изменению (в порядке уменьшения значимости) объемов и цены реализации газа потребителям, к капитальным вложениям и эксплуатационным затратам.

Необходимо отметить, что невозможно осуществить переход на взаиморасчеты в энергетических единицах только с частью потребителей. Задача связана с изменением законодательства, тарифообразования, организации контроля и передачи информации и др. В связи с этим для оценки экономической эффективности оснащения ГРС калориметрами в масштабах газотранспортной сети ЕСГ России разработаны три сценария.

- 1) оснащение УОТСПГ всех ГРС;
- 2) оптимизация количества УОТСПГ по кустовому принципу;
- 3) оптимизация количества УОТСПГ по кустовому принципу с учетом динамики изменения теплотворной способности газа (минимальное количество).

Сценарий 1. В настоящее время, по данным годового отчета ПАО «Газпром», количество ГРС составляет не многим более 4250 ед. В рамках сценария сделано допущение об оснащении ГРС УОТСПГ равными долями в течение 10 лет (ожидаемый период реализации программы). При этом в первую очередь осуществляется оснащение ГРС с объемом поставки газа более 1 млрд м³/год и вахтовым типом обслуживания. Оснащение таких ГРС осуществляется калориметрами НКС (см. табл. 1, 2), а последующих – блок-боксами.

Сценарий 2. Кустовой принцип предполагает выделение «контрольной ГРС» и принятие ее показаний для всех ГРС куста с поправкой на время распространения изменений, зависящее от объемов потребления, геометрических параметров газопровода подключения

и рабочего давления в конкретный момент времени. В рамках сценария выделены 889 контрольных ГРС, в том числе 363 ед. оснащаются НКС, 526 ед. – блок-боксами. Оснащение ГРС осуществляется также равными долями в течение 10 лет.

Сценарий 3. На основании кустового принципа выделены кусты с контрольной ГРС. Анализируя изменения теплотворной способности газа в течение года и по различным ниткам газопровода, можно сделать вывод о возможности укрупнения технологических кустов, так как изменения теплотворной способности между ними минимальны. В рамках сценария выделены 33 контрольные точки, на которых осуществляется монтаж 106 НКС равными долями в течение 10 лет.

Результаты экономического моделирования показали, что переход на взаиморасчеты с потребителями в энергетических единицах экономически целесообразен в рамках сценариев 2 и 3. Установка калориметров на всех ГРС является экономически нецелесообразной и технологически избыточной.

Подводя итоги, необходимо отметить экономическую эффективность мероприятий по переходу на взаиморасчеты за газ с потребителями в энергетических единицах. Реализацию проекта целесообразно начать с установки минимального количества УОТСПГ в соответствии со сценарием 3, а далее перечень объектов может быть расширен до объема, рассмотренного в рамках сценария 2.

Список литературы

1. The Natural Gas Policy Act 1978. – <https://pdfs.semanticscholar.org/275d/fa932e81f0ebb205d0b76b9eb277b6041196.pdf>
2. Gas Act 1986. – <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1986/44/contents>
3. Александров Ю.И. Природный газ – сырье или энергоноситель? / Ю.И. Александров, Е.Н. Корчагина // Измерительная техника. – 1994. – № 5. – С. 66–68.
4. Александров Ю.И. Метрологические проблемы коммерческого учета калорийности природного газа / Ю.И. Александров, Е.Н. Корчагина, В.И. Беляков // Законодательная и прикладная метрология. – 2004. – № 5. – С. 39–44.
5. Козлов А.М. Определение энергии – важный фактор при реализации природного газа / А.М. Козлов, А.Б. Карпов, Е.Б. Федорова и др. // Нефтегазохимия. – 2015. – № 4. – С. 31–34. – <https://cyberleninka.ru/article/v/opredelenie-energii-vazhnyy-faktor-pri-realizatsii-prirodnogo-gaza>
6. Эффективное развитие: годовой отчет ПАО «Газпром» о деятельности за 2019 год. – <https://www.gazprom.ru/investors/disclosure/reports/2019/?ysclid=15tnelm83q817127248>
7. Кисленко Н.А. Технологические вопросы контроля теплотворной способности газа, поставляемого потребителям Единой системы газоснабжения России / Н.А. Кисленко, И.А. Прудников, В.В. Васильев и др. // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – № 1 (42): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 19–22.

Estimating potential economic benefits deriving from transition to mutual exchanges with consumers of natural gas in energy units

I.A. Prudnikov¹, V.V. Vasilyev¹, I.O. Stureyko^{2*}, R.Ya. Gryb², A.Yu. Kosarev²

¹ Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

² NIlgazekonomika LLC, Bld. 8, block 1, Stroiteley street, Moscow, 119311, Russian Federation

* E-mail: i.stureyko@econom.gazprom.ru

Abstract. This paper examines the potential economic advantages of the Gazprom PJSC in case of transition to mutual settlement with gas consumers in energy units, like in Europe. Liberalization of the gas market, implementation of the short-term contracts within the domestic market, and harmonization of the mutual payments and control of the exported gas require transition from accounting volumetric parameters to accounting the energy flow being transported to a consumer. Prediction of potential benefits shows expediency of the further activities in this direction.

Keywords: natural gas, mutual settlement with gas consumers, energy unit.

References

1. *The Natural Gas Policy Act 1978* [online]. Available from: <https://pdfs.semanticscholar.org/275d/fa932e81f0ebb205d0b76b9eb277b6041196.pdf>
2. *Gas Act 1986* [online]. Available from: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1986/44/contents>
3. ALEKSANDROV, Yu.I., Ye.N. KORCHAGINA. Natural gas: is it a raw product or an energy carrier? [Prirodnyy gaz – syrye ili energonositel?]. *Izmeritel'naya Tekhnika*, 1994, no. 5, pp. 66–68, ISSN 0368-1025. (Russ.).
4. ALEKSANDROV, Yu.I., Ye.N. KORCHAGINA, V.I. BELYAKOV. Metrological problems in commercial account of natural gas calorific capacity [Metrologicheskiye problemy kommercheskogo ucheta kaloriynosti prirodnogo gaza]. *Zakonodatelnaya i Prikladnaya Metrologiya*, 2004, no. 5, pp. 39–44, ISSN 0889-575X. (Russ.).
5. KOZLOV, A.M., A.B. KARPOV, Ye.B. FEDOROVA, et al. The definition of energy is an important factor in the implementation of natural gas [Opredeleniye energii – vazhnyy faktor pri realizatsii prirodnogo gaza]. *Neftegazokhimiya*, 2015, no. 4, pp. 31–34. ISSN 2310-8266. Available from: <https://cyberleninka.ru/article/v/opredelenie-energii-vazhnyy-faktor-pri-realizatsii-prirodnogo-gaza>
6. *PJSC Gazprom annual report 2019. Efficient growth* [online]. Available from: <https://www.gazprom.com/investors/disclosure/reports/2019/>
7. KISLENKO, N.A., I.A. PRUDNIKOV, V.V. VASILYEV, et al. Technological issues of calorific capacity control of gas being delivered to the consumers of the Unified Gas Supply System of Russia [Tekhnologicheskiye voprosy kontrolya teplotvornoy sposobnosti gaza, postavlyayemogo potrebitelyam Yedinoy sistemy gazosnabzheniya Rossii]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2020, no. 1(42): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 19–22. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК 621.59:04-182.1

Взрывопожароопасность при создании и эксплуатации промышленных систем получения, хранения и транспортирования жидкого водорода. Методы обеспечения защиты

А.М. Домашенко^{1*}, А.В. Степанов¹

¹ ПАО «Криогенмаш», Российская Федерация, 143907, Московская обл., г. Балашиха, пр-т. Ленина, д. 67

* E-mail: domashenko@cryogenmash.ru

Тезисы. Предложена классификационная схема аварийных ситуаций и опасностей, возникающих при получении, хранении, транспортировании и потреблении газообразного и жидкого водорода. В схему включены четыре группы взрывопожароопасности с описанием соответствующих методов защиты людей, оборудования и производственных помещений. Рассмотрены характерные процессы, сопровождающие или вызывающие аварийные ситуации. Проанализированы наиболее эффективные методы защиты. Результаты использованы при разработке свода правил «Требования безопасности при производстве, хранении, транспортировании и использовании жидкого водорода» в ПАО «Криогенмаш» совместно с предприятиями и институтами ГК «Роскосмос» и РАН.

Ключевые слова: водород, азот, кислород, авария, пролив, газосброс, энергия зажигания, допустимая концентрация.

Перспективная разработка и реализация программ научно-технического развития цивилизации не может осуществляться без комплексного подхода к решению проблем безопасности. В ряду опасных технических комплексов особое место занимают водородные системы, поскольку водород обладает высокой степенью взрывопожароопасности. Из исследованных 150 крупных промышленных аварий, произошедших в СССР в период 1970–1989 гг., 27 связаны со взрывами водорода, причем в основном в замкнутых объемах помещений [1].

Создание в СССР в 1960–1980 гг. инфраструктуры снабжения ракетно-космической техники и ряда отраслей науки и промышленности жидким водородом (ЖН_2), включающей в себя крупномасштабное производство газообразного и жидкого водорода (до 12 тыс. т/год), хранилища ЖН_2 суммарным объемом до 11 тыс. м^3 на базе горизонтальных резервуаров объемом до 250 м^3 и шаровых резервуаров объемом 1400 м^3 (рис. 1), хранилища газообразного водорода на базе баллонов высокого давления объемом до 10 м^3 , автомобильные (рис. 2) и железнодорожные цистерны вместимостью 45 и 100 м^3 соответственно, потребовало выполнения значительного объема исследовательских и опытно-конструкторских работ по проблемам взрывобезопасности. В те годы создание крупномасштабных водородных систем представлялось задачей чрезвычайно сложной и опасной вследствие широты диапазона взрывопожароопасных свойств смесей водорода с воздухом и уже тогда известных детонационных явлений в закрытом пространстве. Эти смеси воспламеняются и детонируют в диапазонах концентраций водорода в среде воздуха соответственно 4...75 % и 18,3...74 %, в среде кислорода – соответственно 4...96 % и 15...94 %. При этом энергия зажигания, необходимая для воспламенения, составляет 0,019 мДж. Подоженный водород горит невидимым спокойным пламенем при температуре $T = 2200 \text{ К}$, пламя распространяется со скоростью 2,7 м/с. Но при этом интенсивность радиации водородного пламени почти на порядок меньше интенсивности радиации при горении углеводородов. Фундаментальной характеристикой взрывоопасности является тротиловый эквивалент взрыва стехиометрических смесей. Для смесей водорода с воздухом эта величина составляет 10,6 кг на один килограмм H_2 (для метана – 4,8 кг).



Рис. 1. Хранилище жидкого водорода объемом 11000 м³ на базе резервуаров РС-1400/1



Рис. 2. Автотранспортная цистерна жидкого водорода объемом 45 м³

К взрывоопасным свойствам жидкого водорода следует также отнести его способность накапливать твердый кислород из-за его низкой растворимости. При $T = 20,28$ К предельная растворимость кислорода составляет $2 \cdot 10^{-8}$ % об. Надо отметить, что с повышением температуры растворимость кислорода в водороде увеличивается значительно. Например, при $T = 25$ К растворимость увеличивается по сравнению с $T = 20$ К примерно в 50 раз, при $T = 30$ К – в 2000 раз. Практически все технологические операции, связанные с испарением водорода, приводят в конечном итоге к кристаллизации кислорода и накоплению его на поверхностях оборудования.

Кроме взрывопожарных свойств водород несет человеку некоторые биологические опасности. Водород – газ физиологически инертный, но поскольку он не поддерживает дыхания, пребывание в среде водорода требует обязательной защиты органов дыхания. Жидкий водород и пар на уровне насыщения или близком к температуре насыщения опасны для органов дыхания, а их воздействие на открытые участки тела приводит к обморожению. Следовательно, нужны индивидуальные средства защиты от поражения органов дыхания, глаз, кожи.

Проблемы взрывобезопасности

Опыт создания водородного оборудования и систем и их эксплуатации с учетом свойств водорода позволил выделить четыре основные группы взрывопожароопасности и методов защиты людей, оборудования и производственных помещений (рис. 3) [2]. Первая группа (условно) – это аварийные ситуации, которые могут возникнуть в водородном оборудовании

при его эксплуатации за счет накопления кислорода. В газообразном оборудовании эксплуатация осуществляется при давлении, большем атмосферного, и поэтому в реальности накопление кислорода трудноосуществимо и возникновение аварии маловероятно. В жидкостных системах, начиная от технологической операции заправки цистерны на производстве и кончая использованием у потребителя, постоянно происходит повышение концентрации кислорода и после достижения состояния насыщения его высаживание на поверхностях оборудования. Следует отметить, что степень перенасыщения в этих процессах крайне незначительна и соответствует снижению температуры жидкого водорода на 0,1...0,2 градуса по сравнению с температурой насыщения. Релаксационный период кристаллизации, т.е. время от момента создания перенасыщения до момента появления первых кристаллов примеси в жидкости, составляет миллисекунды. Дисперсный состав образующихся частиц в зависимости от условий создания перенасыщения находится в пределах от десятых долей микрона до десятков микрон. Исследования ФГУП РНЦ «Прикладная химия» позволили установить предельные толщины (δ) слоя осадка твердого кислорода, который способен гореть ($\delta > 30$ мкм), детонировать ($\delta > 100$ мкм), проявлять бризантное действие взрыва ($\delta > 300$ мкм). К этому следует добавить весьма значимый результат исследования: твердый воздух в отличие от кислорода в жидком водороде не горит и не детонирует. Кроме этого, в системах, периодически заправляемых жидким водородом и обогреваемых перед повторными заправками, взрывоопасное накопление кислорода практически невозможно.

В нормативных документах¹ для расчета норм безопасного накопления (безопасной массы m_6 , г) кислорода в резервуарах с жидким водородом принято соотношение:

$$m_6 = 0,42\delta S_{oc}, \quad (1)$$

где 0,42 – плотность осадка кислорода, г/см³; δ – безопасная толщина слоя осадка кислорода в резервуаре, см; S_{oc} – площадь днища резервуара, на которой происходит осаждение и адгезия кислорода, см². Толщина δ принимается равной $1,5 \cdot 10^{-3}$ см. Это в 2 раза меньше толщины слоя кислорода, способного гореть под слоем жидкого водорода; приблизительно в 7 раз меньше толщины слоя, способного детонировать от сильного источника инициирования; примерно в 20 раз меньше значения, при котором проявляется бризантное действие взрыва. За S_{oc} принимается площадь днища резервуара, на которую частицы кислорода могут падать под углом 45°...90°. Количество кислорода в слое не должно также приводить к образованию взрывоопасной смеси кислорода с водородом при отогреве резервуара.

При накоплении кислорода в процессе длительной эксплуатации выше допустимых значений, что определяется расчетным путем либо измерениями, водород очищается в адсорбционных аппаратах или оборудование освобождается от жидкого водорода, отогревается до температуры выше 95 К и очищается от примесей. Если в системе не предусмотрено измерение концентрации примесей, нормативные документы допускают 10-кратное заполнение жидкостью резервуаров². Это реальная защита от аварий, связанных с горением или детонацией твердого кислорода в жидком водороде. Очевидно также, что для обеспечения безопасности эксплуатации систем ЖН₂ требуется строгое соблюдение технологии с контролем параметров всех операций (подготовка систем к заправке, заправка, транспортирование, перелив в хранилище, хранение, заправка потребителей). При этом наиболее сложным является процесс отбора пробы жидкого водорода и измерения концентрации в нем примесей.

¹ См.: Водород жидкий. Определение содержания примесей: РД 2082-33-2003. – Балашиха: Криогенмаш, 2003. – 48 с.

² См.: Оборудование криогенное. Системы транспортирования и хранения жидкого водорода. Общие требования к эксплуатации: СТП 2082-561-2006.

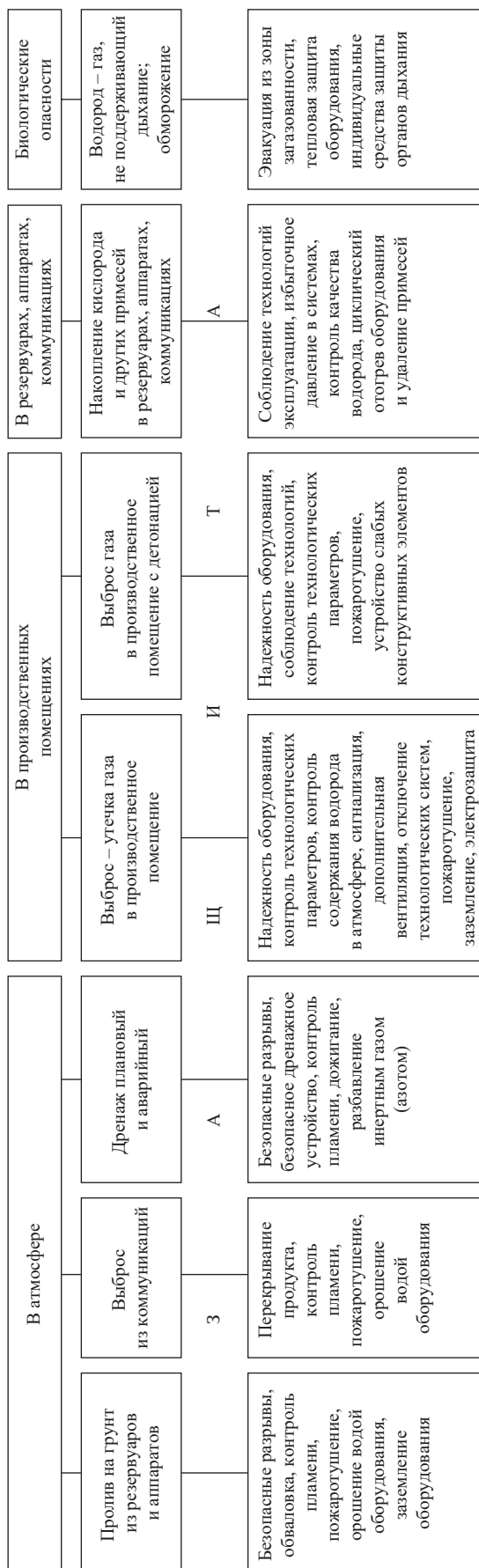


Рис. 3. Классификационная схема аварийных ситуаций и опасностей при обращении с водородом в процессах получения, хранения, транспортирования, потребления газообразного и жидкого водорода

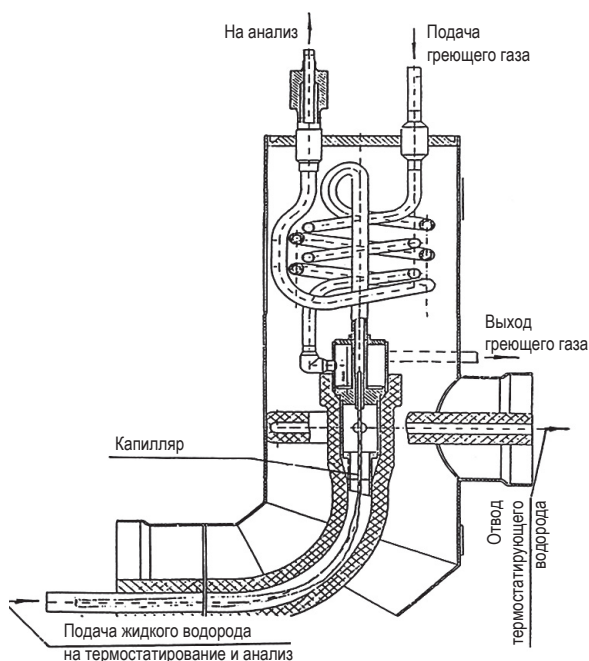


Рис. 4. Пробоборборник капиллярного типа производства ПАО «Криогенмаш»

На рис. 4 представлено конструктивное изображение устройства для отбора жидкой пробы. Сама технология взятия анализа требует тщательной подготовки (очистки) всех коммуникаций от любых примесей и прежде всего воздуха. Устройство для отбора пробы ЖН₂ для надежного измерения растворенных примесей должно решать две главные задачи. Прежде всего, ЖН₂ должен доставляться к теплообменному элементу без подпаривания, для чего тепло от окружающей среды к капилляру снимается омывающим его потоком ЖН₂.

Вторая проблема заключается в том, чтобы водород, испаряясь в теплообменнике, нагревался до температуры выше температуры конденсации измеряемых примесей. Для испарения и нагрева водорода используется в качестве теплоносителя теплый азот. Если системы оснащены описанными средствами отбора пробы ЖН₂ и измерения концентрации примесей, то в случае когда концентрация в жидкости достигнет предельного значения, после чего начинается неконтролируемый процесс накопления твердого кислорода, рекомендуется перекрыть газосброс из резервуаров (аппаратов), обеспечивая тем самым нагрев за счет теплопритока из окружающей среды 2-фазной системы с одновременным растворением твердого кислорода. При этом в ходе

последовательного отбора жидкости на анализ определяется концентрация каждой примеси, и если уровни концентрации будут меньше предельной концентрации растворения, то нагрев прекращается, поскольку в этом случае может быть рассчитано количество примесей в резервуаре. Если концентрация не уменьшается ниже предельной при нагреве жидкости до температуры, равновесной рабочему давлению, то определить количество примесей не представляется возможным. В этом случае необходимо сбросить давление до значения, на 0,05 МПа превышающего атмосферное давление, выдержать некоторое время, перелить жидкость в свободный резервуар, отогреть рабочий резервуар до $T > 95$ К и произвести его очистку.

Далее рассмотрим некоторые особенности аварийных ситуаций и методов защиты в производственных помещениях (см. рис. 3), где размещается оборудование, обеспечивающее получение, хранение и использование газообразного и жидкого водорода. Такие помещения, в которых обращается водород, но при этом не допускается его присутствия в атмосфере помещения, относятся³ к классу взрывоопасности В-1а. С точки зрения обеспечения оптимальных условий взрывопожаробезопасности водородных технологических систем, размещенных в производственных помещениях, прежде всего необходимо выбирать схемы рациональные и обязательно с минимально возможными энергетическими потенциалами входящих в них технологических блоков. Необходимо также предусматривать специальные меры, предотвращающие образование в системах взрывоопасных смесей водорода с кислородом или другими окислителями, обеспечивать контроль параметров, определяющих взрывоопасность процессов, с регистрацией показаний и предаварийной сигнализацией их значений, а также пользоваться средствами автоматического регулирования и противоаварийной защиты. Поскольку водород образует с воздухом взрывоопасные смеси, то, естественно, технологические системы должны быть герметичными и исключать возможность создания опасных концентраций в окружающей среде при всех режимах работы. Следовательно, любые утечки из элементов водородного оборудования

³ См.: Правила устройства электроустановок. – СПб., 1999.

необходимо относить к началу развития аварии. Поэтому производственные помещения оборудуются системами измерения концентрации водорода в их атмосфере с устройством световой и звуковой сигнализации, срабатывающей по достижении в атмосфере десятой доли нижнего концентрационного предела воспламенения. При повышении концентрации выше 25 % нижнего предела воспламенения (1 % об.) начинают реализовываться защитные мероприятия: включается дополнительная (аварийная) вентиляция и отключаются все технологические системы. В случае необходимости должны включаться системы пожаротушения. Поскольку энергия зажигания смесей водорода с воздухом чрезвычайно мала, в качестве защиты необходимо также исключать по крайней мере очевидные источники воспламенения. Электроаппаратура должна быть применена во взрывозащищенном исполнении, инструменты должны быть искробезопасными, требуется заземление оборудования, предотвращающее статистические разряды, и всех компонентов оборудования общим заземляющим проводом. Для полноты системы безопасности целесообразно также контролировать наличие пламени водорода в атмосфере производственных помещений.

В замкнутых объемах или частично замкнутых, а именно к таким объемам относятся производственные помещения, при значительных выбросах водорода из-за влияния ограничивающих стенок даже слабые источники воспламенения могут вызвать детонационное горение водородо-воздушной смеси, которое приводит к увеличению статического давления. Для производственных помещений считается⁴, что во взрыве принимает участие весь выбрасываемый водород. Для уменьшения разрушений при неуправляемом «мгновенном» процессе детонации водородо-воздушной смеси в строительных сооружениях в качестве защиты устраиваются ослабленные элементы: окна, сбросные крыши, неукрепленные стены и др.

Особое место в проблеме взрывопожаробезопасности водородных систем имеют аварии, связанные с выбросом или проливом значительных количеств жидкого или газообразного водорода в атмосферу. Именно

вероятность таких ситуаций предопределяет размещение и основного, и вспомогательного оборудования на генеральном плане и допустимые безопасные расстояния между промышленными объектами и жилой зоной, дорогами, общественными зданиями и т.д.

Очевидно, что основной и серьезнейшей аварией, которая может произойти и привести к катастрофическим последствиям, является разрушение резервуара, цистерны или аппарата и пролив на грунт жидкого водорода, который при этом интенсивно испаряется и смешивается с воздухом. Последствия очевидны: это или воспламенение, или детонация смеси [3, 4]. Одной из мер обеспечения безопасности в этом случае является соблюдение безопасных расстояний между объектами и другими сооружениями. Причем под безопасным понимается наибольшее из двух расстояний, одно из которых определяется исходя из опасности действия взрыва, а другое исходя из опасности возникновения пожара. Для решения вопроса о безопасности расстояний важное значение имеет выяснение возможностей и условий возникновения детонации. Известно [2–5], что сферическая детонация газообразных смесей водорода с воздухом в открытом пространстве реализуется в том случае, если смесь хорошо перемешана и имеется сильный источник инициирования.

Если рассматривать физическую картину пролива ЖН₂, то наиболее близкой к реальным событиям может быть модель мгновенного пролива жидкого водорода в организованный под резервуаром с помощью обваловки объем глубиной h и площадью F_r поверхности теплообмена с грунтом, имеющий температуру окружающей среды (T_0). В этой модели массовая скорость испарения жидкости с единицы свободной поверхности определяется из соотношения

$$m(t) = \frac{q(t) F_r}{r F_{ж}}, \quad (2)$$

где $q(t)$ – удельный поток тепла к жидкости от поверхности F_r ; r – теплота испарения; $F_{ж}$ – площадь поверхности зеркала жидкости.

Зависимость (2) показывает, что скорость испарения определяется тепловым потоком от грунта (рис. 5). Расчет теплового потока и количества испарившейся жидкости в начальный период пролива производится для режима пленочного кипения. Этот режим существует

⁴ См.: Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств: ПБ 09-540-03.

достаточно малое время. Далее начинаются короткий переходный режим и режим интенсивного пузырькового кипения, который практически можно не учитывать. Основное время захлаживания грунта и соответствующего испарения водорода осуществляется в режиме пузырькового кипения с постоянным дальнейшим понижением температуры охлаждаемого слоя грунта.

Следующий этап развития аварии связан с процессом смешения испаряющегося водорода с воздухом. При проливах ЖН_2 на грунт режим испарения, как установлено выше, нестационарный. В начальный момент скорость испарения велика. Это приводит к значительному турбулентному конвективному перемешиванию водорода с окружающим воздухом, что одновременно приводит к увеличению притока тепла от воздуха к смеси. Благодаря этому смесь водорода с воздухом интенсивно прогревается и «всплывает». В дальнейшем грунт охлаждается, и скорость испарения снижается. Смешение холодного водорода с воздухом сопровождается, кроме всего, еще и конденсацией водяных паров, что приводит к появлению «видимого» облака. При этом освобождается дополнительное количество тепла, которое идет на нагревание смеси и приводит также к увеличению скорости перемешивания. В некоторый момент времени облако достигнет постоянных размеров, при которых распределение температуры и концентрации водорода в смеси имеет устойчивый, стационарный характер, а масса водорода, поступающая в облако, равна массе, уходящей из него.

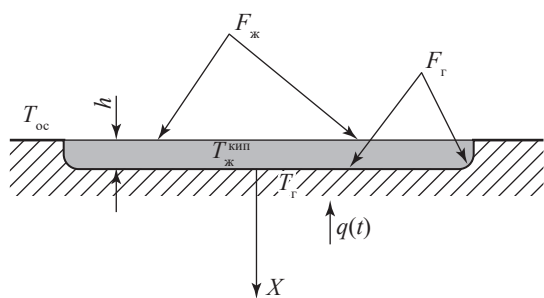


Рис. 5. Схематическое изображение «лужи» жидкого водорода: T_{oc} – температура окружающей среды; $T_{ж}^{кп}$ – температура кипения жидкости; $T_{г}$ – температура грунта; $F_{ж}$ – поверхность зеркала жидкости; X – изменение температуры по мере охлаждения грунта; $q(t)$ – удельный поток тепла к жидкости от поверхности $F_{г}$.

Реально в процессе смешения образуется неоднородная смесь водорода с воздухом, плотность которой может превышать как плотность холодного водорода над поверхностью испарения, так и плотность окружающего воздуха. Например, при $T = 100$ К плотность смеси 75 % по объему водорода и 25 % воздуха составляет $1,07$ кг/м³, т.е. равна плотности холодного водорода, а плотность смеси с 30 % водорода по объему при 160 К составляет $1,7$ кг/м³, что больше, чем плотность окружающего воздуха. Следовательно, смесь водорода с воздухом над поверхностью испарения существенно неоднородна по плотности. Худший случай с точки зрения взрывоопасности реализуется, когда облако отрывается и начинает расплываться в окружающей атмосфере. В те же моменты, когда смесь находится над поверхностью испарения, взрывоопасность может быть минимальной из-за высокой концентрации водорода в смеси.

Дифференциальное уравнение, описывающее распределение массовой концентрации водорода в смеси (знание ее необходимо для определения взрывоопасной массы), выражающее закон сохранения потоков массы через произвольную замкнутую поверхность, находящуюся внутри облака смеси, рассмотрено и решено Н.В. Филиным и др. [4].

Конечное уравнение для расчета взрывоопасной массы водорода получено в следующем виде:

$$M = 0,175 S^{\frac{4}{3}} U_{ж}^{\frac{2}{3}} \text{ кг}, \quad (3)$$

где S – площадь испарения, м²; $U_{ж}$ – скорость испарения, см/мин. $M \approx 6$ % от общего количества пролитой жидкости.

Зависимость (3) отнесена к оценочной, поскольку для корректного решения необходимо экспериментально исследовать изменения концентрации водорода в атмосфере в зависимости от площади испарения, скорости испарения и ветровой нагрузки. Такие данные позволят определить режим смешения и более точно рассчитать взрывоопасную массу.

Практически во всех известных работах авторы утверждают, что поскольку образование стехиометрической смеси и появление мощного источника при проливе ЖН_2 маловероятны, то маловероятна и детонация. Испытания по проливу 10 м³ жидкого водорода из транспортной цистерны, выполненные

Вместимость одной цистерны, м ³	Суммарная допустимая вместимость транспортных средств на площадке, м ³	Расстояние до производственных зданий, не относящихся непосредственно к площадке наполнения, м	Расстояние до жилых зданий, м
0,1...2,6	5,2	25	70
2,6...10	100	100	500
10...50	500	150	750
50...100	1000	200	1000

ПАО «Криогенмаш» и ФГУП ВНИИПО МЧС России, подтвердили известные выводы: водород сгорает без детонационных явлений. И все-таки, поскольку абсолютно исключить возможность детонации нереально, принимается версия о том, что детонация смеси возможна во всех случаях. Но при широкомасштабном внедрении водорода в промышленность, транспорт и бытовую жизнь потребуются новые, более смелые, но и разумные подходы к оценке опасности и безопасных разрывов.

Конечным результатом расчетных и экспериментальных исследований является определение безопасных расстояний до объектов различного назначения в зависимости от количества пролитой жидкости. Если принять скорость испарения 6 см/мин, что соответствует интенсивности испарения 225 кг/(ч·м²), то тротильный эквивалент взрыва $C_{\text{экв}}$, кг ТНТ⁵, рассчитывается [4] по зависимости

$$C_{\text{экв}} = 50F_{\text{ж}}, \text{ где } F_{\text{ж}}, \text{ м}^2. \quad (4)$$

Особо следует остановиться на случае, когда во взрыве участвует 42 % пролитой жидкости, что соответствует случаю мгновенного выброса газообразного водорода, проливу и испарению всего объема водорода. Физически такой аварийный режим может быть реализован, например, при нагреве жидкого водорода в резервуаре до давления, близкого к критическому или закритическому (для отечественной промышленности ПАО «Криогенмаш» построены резервуары жидкого водорода вместимостью до 1400 м³, рассчитанные на давление 1,0 МПа, и вместимостью 16 м³, рассчитанные на давление 2,5 МПа), разрыве и выбросе в атмосферу значительного количества перегретого относительно давления окружающей среды водорода. При таком выбросе большая часть водорода мгновенно испаряется или находится в объеме в виде капель и только незначительная часть

может вылиться в поддон. Такое развитие события соответствует выбросу в атмосферу газового облака, его смешению с воздухом и детонации примерно 42 долей выброшенного водорода.

Существует еще одна нерешенная проблема. Известно, что с увеличением объема смеси увеличивается скорость пламени, а следовательно, возможно существование облаков таких критических размеров, при которых скорости пламени достигнут значений, которые будут способны сформировать ударный фронт и создать условия для перехода горения в детонацию. В этом случае в качестве защиты возможна установка факелов в расчетных точках для своевременного поджигания смеси.

В Единых правилах безопасности при взрывных работах [6] для расчета безопасных расстояний ($R_{\text{без}}$) по действию воздушной ударной волны даются следующие формулы:

$$R_{\text{без}} = k_1 \sqrt[3]{C_{\text{экв}}} \text{ для взрывов мощнее 10 т ТНТ; } (5)$$

$$R_{\text{без}} = k_2 \sqrt{C_{\text{экв}}}, C_{\text{экв}} < 10 \text{ т ТНТ. } (6)$$

При расчетах безопасных расстояний по зависимостям (5) и (6) коэффициенты k_1 и k_2 выбираются в зависимости от типа сооружения и допускаемых повреждений. В таблице приведены в качестве примера рассчитанные минимальные расстояния от отдельной площадки наполнения хранилища из транспортных цистерн до зданий и сооружений, непосредственно не относящихся к площадке наполнения. Расстояния могут быть уменьшены при обеспечении определенной стойкости зданий к воздействию ударной волны взрыва.

Второй вариант аварии в атмосфере связан с выбросом больших количеств газообразного и быстрым испарением жидкого водорода, разрывом баллонов и трубопроводов с водородом. Как и при проливах, это приводит к образованию взрывоопасной смеси водорода с воздухом. Такой процесс целесообразно в первом

⁵ ТНТ – тротил, или тринитротолуол.

приближении рассматривать как мгновенный, особенно в том случае, когда время реального выброса во много раз меньше, чем время смешения водорода с воздухом до взрывоопасных концентраций. Этот случай с достаточной вероятностью реализуется на практике. В ряде работ [2, 4] теоретически рассматривается изотермический процесс диффузии водорода, первоначально помещенного в сферическую оболочку, которая мгновенно убирается, и начинается смешение водорода с воздухом.

К проблеме взрывоопасности жидкостных водородных систем относятся также плановые и аварийные газосбросы. Несмотря на то что газосбросные операции осуществляются из заранее созданных дренажных систем и в заданной точке промышленной зоны, они обеспечивают регулярно выброс водорода, который после смешения с воздухом может, если расчет сбросных систем выполнен некорректно, создавать аварийные ситуации. Места расположения газосбросных устройств и их высоты выбираются с таким расчетом, чтобы при заданных расходах газа и геометрических характеристиках магистрали обеспечивались условия, при которых опасная зона струи сбрасываемого газа не достигала зданий и сооружений, мест размещения обслуживающего персонала и мест расположения воздухозаборных устройств вентиляционных и других систем [7]. При этом опасной зоной считается зона по горизонтали и вертикали вокруг среза газосбросной трубы, внутри которой концентрация водорода в воздухе составляет 4 % и более. Таким образом, при воспламенении струи величина первоначальной зоны, охваченной пламенем, будет ограничена поверхностью с концентрацией водорода ≈ 4 % об. Через некоторое время (секунды) размеры пламени уменьшаются и будут ограничены поверхностью, где содержание водорода в струе близко к стехиометрическому соотношению с кислородом воздуха. Очевидно, что размеры зон, где водород воспламеняется и непосредственно воздействует на окружающие объекты, определяются полем концентраций водорода в струе. Если рассматривать случай детонации сбрасываемого водорода в смеси с воздухом, то безопасные расстояния определяются на основе вычисления массы водорода, способной принять участие во взрыве. Эту массу находят путем расчета полей взрывоопасных концентраций водорода в струе.

Следует помнить, что над пламенем всегда имеется струя горячих газов, поэтому безопасные расстояния необходимо увеличить на 0,5...3 м. Если предположить, что при истечении струи водорода возникает взрывоопасная масса, то требуется рассчитывать взрывоопасное расстояние от точки газосброса до окружающих объектов. Расчеты показали, что взрывоопасные расстояния меньше пожароопасных расстояний для диаметров выходного сечения трубы газосброса, обычно используемых на практике [7, 8]. Следует отметить, что при эксплуатации промышленных систем жидкого водорода случаев взрыва истекающей струи водорода не наблюдалось.

С точки зрения схемно-конструкторских решений систем планового и неконтролируемого (аварийного) газосброса существует ряд отличий. Плановый сброс газообразного водорода в атмосферу может производиться как с дожиганием, так и без него. Сброс без дожигания производится через вертикальные трубные стояки с направлением истечения вертикально вверх при наименее возможном диаметре выходного сечения трубы. Сброс может осуществляться или над сооружениями, или на отдельной площадке, но при этом расстояние до мест газосбросных устройств или их высота над сооружениями должны обеспечивать условия, при которых опасная зона не достигает окружающих объектов и мест работы персонала.

Перед началом и после окончания газосброса производится продувка газосбросных магистралей азотом десятикратным объемом относительно объема трубопровода. В определенных условиях эксплуатации, например при циклическом сбросе, можно проводить постоянную продувку азотом с расходом не ме-

нее $0,085D_0^{\frac{5}{2}}$ кг/с, где D_0 – внутренний диаметр выходного сечения газосброса, м. Температура водорода на выходе в атмосферу при сбросе без дожигания не должна превышать 700 К. Нижний предел рекомендуется не понижать ниже 100 К. Если температура может снижаться до значения меньше 90 К, то нужно принять меры, исключающие конденсацию воздуха на наружной поверхности труб. Чтобы исключить попадания воздуха в газосбросную магистраль, массовый расход водорода должен быть не ниже $0,085D_0^{\frac{5}{2}}$ кг/с [9].

Способ сброса с дожиганием реализуется в том случае, если сброс без дожигания может привести к накоплению взрывопожароопасных смесей водорода с воздухом. Этот вариант возможен при длительном истечении с расходом водорода более 0,5 кг/с. Дожигание водорода может производиться непосредственно на выходе из газосбросных труб или в дожигающих устройствах⁶. Неконтролируемый газосброс осуществляется, как правило, через специальные предохранительные устройства (предохранительные клапаны, мембраны и т.д.). При этом можно осуществить сброс и через штатную газосбросную систему, если последняя способна полностью пропустить расход газа. Выходное сечение патрубка должно быть расположено не менее чем на пять его диаметров выше самой верхней точки резервуара и окружающих объектов, попадающих в опасную зону струи сбрасываемого газа с учетом сноса ее ветром. Продувка устройств неконтролируемого газосброса инертным газом не обязательна. Однако при диаметре сечения газосброса более 30 мм желательно поддерживать в нем атмосферу инертного газа, заполняя азотом примерно 1 раз в смену.

В заключение необходимо отметить, что изложенные в статье возможные сценарии аварийных ситуаций, меры их локализации, способы защиты и методики расчетов явились основой СП 162.1330610.2014 «Требования безопасности при производстве, хранении, транспортировании и использовании жидкого водорода», разработанного специалистами ПАО «Криогенмаш», ГК «Роскосмос», РАН.

⁶ См.: Устройство факельных систем и режимы их эксплуатации: ПБ 03-591.

Список литературы

1. Бесчастнов М.В. Промышленные взрывы. Оценка и предупреждение / М.В. Бесчастнов. – М.: Химия, 1991.
2. Домашенко А.М. Безопасность водородных криогенных систем / А.М. Домашенко // Энергия: экономика, техника, экология. – 2007. – № 4. – С. 20–28.
3. Забетакис М. Взрывобезопасность жидкого водорода. Жидкий водород: сб. переводов / М. Забетакис и др. – М.: Мир, 1964.
4. Филин Н.В. Некоторые вопросы безопасности при хранении водорода и работа с ним / Н.В. Филин, В.Ф. Комов, Ю.А. Кондрашков и др. – М.: Цинтихимнефтемаш, 1971. – № 5. – С. 14–17.
5. Гаусорн В. Смешение и горение в турбулентных газовых струях / В. Гаусорн, Д. Уиддел, Г. Хотел // Вопросы горения. – М.: Изд-во иностр. лит., 1953. – Т. 1. – С. 146–193.
6. Единые правила безопасности при взрывных работах. – М.: Наука, 1968.
7. Руководство по расчету загрязнения воздуха на промышленных площадках // Научные работы институтов охраны труда: сб. – Вып. 100.
8. Правила безопасности при производстве, хранении и работе с водородом / НПО «Криогенмаш». – Балашиха, 1974. – 144 с.
9. Шевяков Г.Г. Распространение и горение струи водорода в открытой атмосфере / Г.Г. Шевяков, Н.И. Савельева // Альтернативная энергетика и экология. – 2004. – № 1. – С. 23–27.

Explosion and fire hazard at development and operation of industrial systems for production, storage and transportation of liquid hydrogen. Protection methods

A.M. Domashenko^{1*}, A.V. Stepanov¹

¹ Cryogenmash JSC, Bld. 67, prospect Lenina, Balashikha, Moscow Region, 143907, Russian Federation

* E-mail: domashenko@cryogenmash.ru

Abstract. Authors suggest a classification of emergency situations and hazards arising under production, storage, transportation and consumption of gaseous and liquid hydrogen. The system includes four groups of explosion-fire hazards and methods for protecting people, equipment and production facilities. The typical processes accompanying or causing emergency situations are considered. The most effective protection methods are analyzed. The results were used under elaboration of the “Code of Practice. Safety requirements for liquid hydrogen production, storage, transportation and use”, which was developed by “Cryogenmash” JSC jointly with companies and institutes of “Roscosmos” and Russian Academy of Sciences.

Keywords: hydrogen, nitrogen, oxygen, emergency, spillage, gas discharge, ignition energy, allowable concentration.

References

1. BESCHASTNOV, M.V. *Industrial explosions. Assessment and prevention* [Promyshlennyye vzryvy. Otsenka i preduprezhdeniye]. Moscow: Khimiya, 1991. (Russ.).
2. DOMASHENKO, A.M. Safety of hydrogen cryogenic systems [Bezopasnost vodorodnykh kriogennykh sistem]. *Energiya: Ekonomika, tekhnika, ekologiya*, 2007, no. 4, pp. 20–28, ISSN 0233-3619. (Russ.).
3. ZABETAKIS, M.G., et al. *Explosion Hazards of Liquid Hydrogen. Liquid Hydrogen* [Vzryvobezopasnost zhidkogo vodoroda. Zhidkiy vodorod]: collected translations. Moscow: Mir, 1964. (Russ.).
4. FILIN, N.V., V.F. KOMOV, Yu.A. KONDRASHKOV, et al. *Few questions of safe hydrogen storing and its operation* [Nekotoryye voprosy bezopasnosti pri khraneni vodoroda i rabota s nim]. Moscow: Tsintikhimneftemash, 1971, no. 5, pp. 14–17. (Russ.).
5. GAUSORN, V., D. UIDELL, G. KHOTTEL. Mixing and combustion in turbulent gas jets [Smesheniye i goreniye v turbulentnykh gazovykh struyakh]. In: *Problems of combustion* [Voprosy goreniya]. Translated for Engl. Moscow: Izdatelstvo inostrannoy literatury, 1953, vol. 1, pp. 146–193. (Russ.).
6. *Unified safety instructions for blasting operations* [Yedinyye pravila bezopasnosti pri vzryvnykh rabotakh]. Moscow: Nauka, 1968. (Russ.).
7. Guidelines for calculating air pollution at industrial sites [Rukovodstvo po raschetu zagryazneniya vozdukha na promyshlennykh ploshchadkakh]. In: *Scientific works of the labor protection institutions: collected bk.*, is. 100. (Russ.).
8. CRYOGENMASH. *Safety instructions for production, storage and operation of hydrogen* [Pravila bezopasnosti pri proizvodstve, khraneni i rabote s vodorodom]. Balashikha, 1974. (Russ.).
9. SHEVYAKOV, G.G., N.I. SAVELYEVA. Expansion and combustion of hydrogen jet in open atmosphere [Rasprostraneniye i goreniye strui vodoroda v otkrytoy atmosphere]. *Alternativnaya Energetika i Ekologiya*, 2004, no. 1, pp. 23–27, ISSN 1608-8298. (Russ.).

УДК 621.72:621.532.656.08

Оценка влияния различных компонентных составов природного газа на характеристики взрывных процессов

Ю.В. Гамера¹, Ю.Ю. Петрова^{1*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

* E-mail: PetrovaYY@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В статье на основе использования фундаментального уравнения состояния AGA8 оценено влияние гомологов метана, содержащихся в природном газе, на характеристики взрывных процессов, протекающих при авариях на опасных производственных объектах добычи и транспорта газа. Рассматривались два типа процессов: физический взрыв, формирующийся за счет освобождения потенциальной энергии сжатого газа, и горение во взрывных режимах залповых аварийных выбросов природного газа. Показано, что использование фундаментального уравнения состояния при оценках формирования первичной волны физического взрыва снижает консервативность расчетов. На базе экспериментальных данных прослежена зависимость от содержания гомологов метана и азота чувствительности природного газа к инициированию взрыва. Найдено, что в целом содержание гомологов метана в природном газе до 10 % мол. мало влияет на параметры физического взрыва, но оказывает существенное воздействие на режимы взрывного горения. При этом присутствие азота в природном газе способно привести к увеличению размера детонационной ячейки не более чем на 17 %.

Ключевые слова: фундаментальное уравнение состояния AGA8, гомологи метана, взрыв, объекты добычи и транспорта газа.

Оценивая неопределенности, возникающие при моделировании различных процессов с участием природного газа, нельзя обойти вниманием вопрос об адекватности принимаемых допущений. В первую очередь это относится к замене реальных термодинамических параметров природного газа (вычисляемых в соответствии с ГОСТ Р 8.662-2009¹) на приближенные, а также часто используемому при расчетах отождествлению неаддитивных свойств природного газа со свойствами метана (аддитивные свойства всегда восстанавливаются по составу смеси). В настоящей работе анализируются некоторые аспекты использования перечисленных приближений при моделировании (в соответствии с нормативными методиками) физических и химических взрывов на опасных производственных объектах добычи и транспорта газа.

Обращаясь к методике² расчета характеристик физического взрыва, следует отметить, что в ее основе лежат соотношения М.А. Садовского для описания распространения воздушных ударных волн. Единственным определяющим параметром при этом выступает массовый тротильный эквивалент взрыва m_{TNT} , кг, который для случая физического взрыва может быть представлен в следующем виде:

$$m_{TNT} = A_{гр} \frac{P_{г0} V_0}{(k-1) Q_{TNT}} \left[1 - \left(\frac{P_{г0}}{P_a} \right)^{\frac{1-k}{k}} \right], \quad (1)$$

где $A_{гр}$ – коэффициент, в общем случае зависящий от типа грунта и расположения по отношению к поверхности земли участка газопровода или аварийного оборудования, б/р;

¹ Газ природный. Термодинамические свойства газовой фазы. Методы расчетного определения для целей транспортирования и распределения газа на основе фундаментального уравнения состояния AGA8. ОКС 75.060: ГОСТ Р 8.662-2009 (ИСО 20765-1:2005): национальный стандарт: дата введения 01.01.2011.

² См. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»: СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003. М.: ИРЦ Газпром, 2003. – Т. 1.

P_{r0} – начальное давление природного газа, Па; P_a – атмосферное давление, Па; V_0 – объем разрушенного участка газопровода или аварийного оборудования, м³; Q_{TNT} – удельная энергия сгорания тротила, Дж/кг; k – показатель адиабаты природного газа, б/р.

В расчетах по формуле (1), как правило, полагают значение k фиксированным и небольшим ($k=1,4$). Для реального газа показатель адиабаты является функцией начального состояния, описываемого начальной температурой и давлением. На рис. 1, 2 представлена зависимость k от P_{r0} , рассчитанная по ГОСТ Р 8.662-2009 для метана и модельного углеводородного газа

(МУГ) следующего мольного состава, %: метан – 84; этан – 12; пропан – 4.

Известная зависимость k от P_{r0} позволяет оценить влияние реальных параметров газа на величину m_{TNT} . Такую оценку удобно проводить на основе вычисления относительного тротилового эквивалента (ОТЭ) для различных значений P_{r0} (отношения m_{TNT} при k , рассматриваемом как функция P_{r0} , к m_{TNT} при $k=1,4$). Рис. 3, 4 иллюстрируют значение ОТЭ газов (метана и МУГ) как функцию давления при температуре 298,15 К. Представленные на рис. 3 и 4 результаты позволяют сделать вывод о том, что при учете реальных параметров

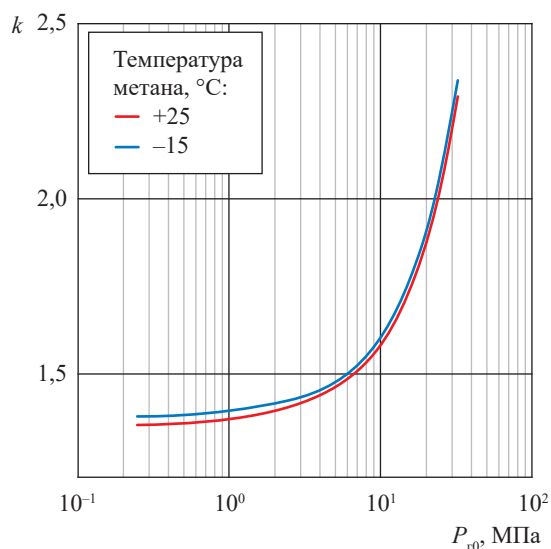


Рис. 1. Зависимость показателя адиабаты метана от давления

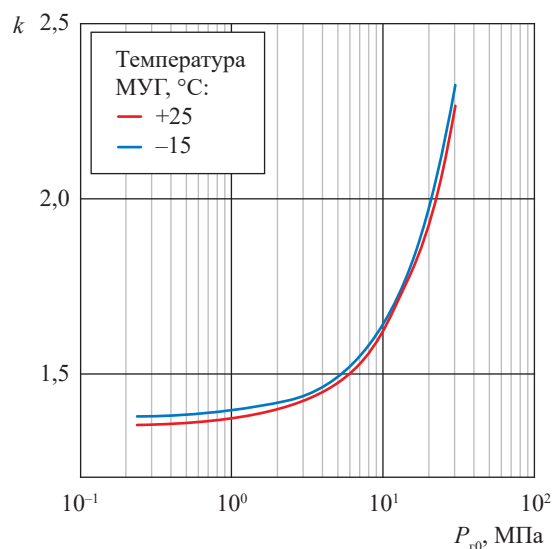


Рис. 2. Зависимость показателя адиабаты МУГ от давления

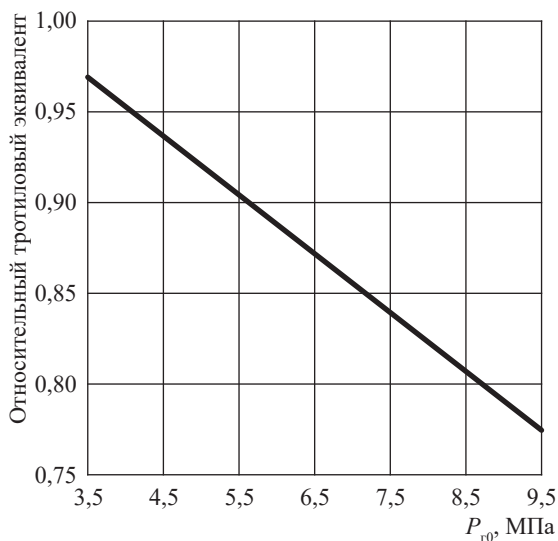


Рис. 3. Зависимость ОТЭ метана от давления

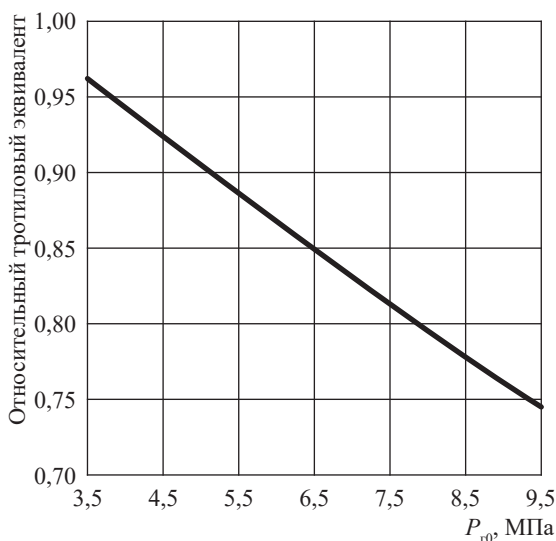


Рис. 4. Зависимость ОТЭ МУГ от давления

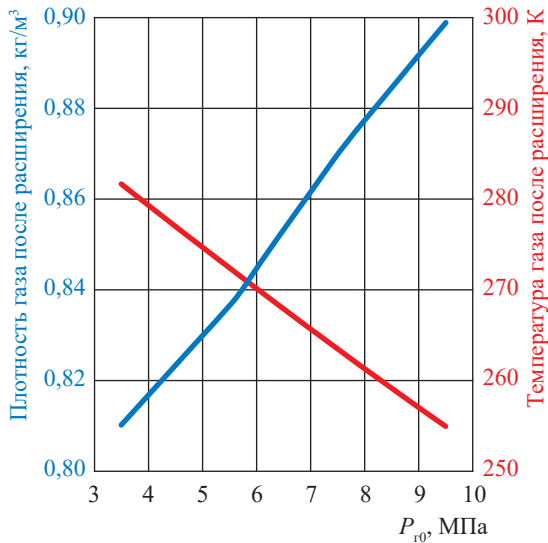


Рис. 5. Зависимость плотности и температуры МУГ после свободного расширения от начального давления

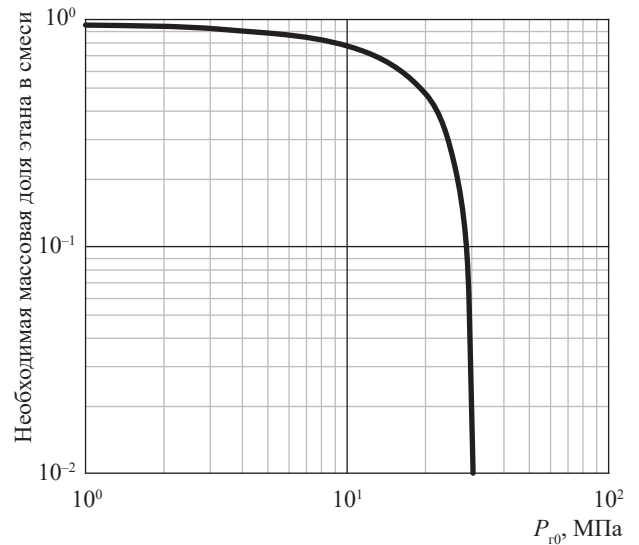


Рис. 6. Условие нулевой плавучести для этан-метановой смеси при ее свободном расширении

углеводородного газа массовый тротильный эквивалент физического взрыва с его участием будет меньше m_{TNT} физического взрыва газа, для которого $k = 1,4$. Эффект увеличивается с ростом $P_{г0}$ и разбавлением метана его гомологами. Таким образом, моделирование физического взрыва² с использованием постоянного показателя адиабаты $k = 1,4$ носит консервативный характер.

Заметим, что фундаментальное уравнение состояния AGA8¹ (см. формулу (1)) позволяет оценить еще один важный с точки зрения применения нормативных методик Ростехнадзора³ параметр, а именно плотность природного газа после аварийного расширения. Данный параметр является критерием применимости модели «тяжелого» газа (плотность газа выше плотности воздуха). На рис. 5 в качестве примера приведены результаты расчетов значений плотности и температуры, установившихся после свободного расширения МУГ с начальной температурой 298,15 К в зависимости от начального давления. Видно, что в данном случае при выбранном диапазоне $P_{г0} = 3,5 \dots 9,8$ МПа в результате свободного расширения МУГ сохраняет свойства «легкого» газа (плотность газа ниже плотности воздуха).

Если ограничиться рассмотрением только этан-метановой смеси, то после ее свободного расширения в зависимости от содержания этана и начального давления можно ожидать, что облако газа будет обладать либо положительной, либо отрицательной плавучестью (см. соответственно области под и над кривой нулевой плавучести на рис. 6). При максимально возможной массовой концентрации этана в природном газе 12...20 % для достижения состояния «тяжелого» газа в результате свободного расширения начальное давление в газе должно составлять не менее 28...29 МПа (см. рис. 6).

Расчет распределения в пространстве ударно-волновых воздействий от химических взрывов на опасных производственных объектах с обращением природного газа проводится в соответствии с моделью согласно Методике оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей⁴. В данной модели в качестве одного из основных исходных параметров выступает степень чувствительности газа к иницированию взрыва, идентификатором которой является размер детонационной ячейки (РДЯ). В таблице классификации⁴ газов по степени чувствительности отсутствует природный газ. В подобной ситуации

³ См. в частности: Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ: руководство по безопасности: утв. приказом Ростехнадзора от 20.04.2015 № 158.

⁴ См. Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей: руководство по безопасности: утв. приказом Ростехнадзора от 20.04.2015 № 159.

при моделировании химических взрывов природный газ неоправданно относят к IV классу по чувствительности, отождествляя его с метаном. Ниже приводятся оценки РДЯ для смесей метана с этаном, позволяющие проследить класс чувствительности таких смесей. В основе оценок лежит положение, в соответствии с которым РДЯ пропорционален характерному для детонационной волны расстоянию [1, 2]. Последнее определяется как расстояние, пройденное детонационной волной за время задержки воспламенения стехиометрической смеси горючего газа с воздухом за ударным фронтом.

Газодинамическая часть решения задачи оценки РДЯ основывалась на определении параметров газа с постоянным показателем k за плоским ударным фронтом по системе:

$$\begin{cases} \frac{p_2}{p_1} = \frac{2kM_s^2 - (k-1)}{k+1} \\ \frac{\rho_2}{\rho_1} = \frac{(k+1)M_s^2}{(k-1)M_s^2 + 2} \\ \frac{T_2}{T_1} = \frac{\left(kM_s^2 - \frac{k-1}{2}\right)\left((k-1)\frac{M_s^2}{2} + 1\right)}{\left((k+1)\frac{M_s^2}{2}\right)^2} \end{cases} \quad (2)$$

где M_s – число Маха на ударном фронте (отношение скорости ударного фронта к скорости звука c_1 перед фронтом); p , ρ , T – соответственно давление, плотность и температура газа;

индекс «1» относит соответствующий параметр к состоянию газа перед ударным фронтом (при стандартных условиях: $p_1 = 1$ бар, $T_1 = 298,15$ К), а индекс «2» – за фронтом.

Система (2) замыкалась с помощью условия Чепмена – Жуге (3) для выделяемой при сгорании стехиометрической смеси удельной энергии, Дж/кг,

$$q = \frac{c_1^2}{k-1} \cdot \frac{(M_s^2 - 1)^2}{2(k+1)M_s^2}. \quad (3)$$

При решении термодинамической части задачи оценки РДЯ время задержки воспламенения $\tau(T, p)$, с, стехиометрической смеси как функция температуры T , К, и давления p , бар, в ней описывалось уравнением

$$\tau(T, p) = A_0 \left(\frac{p_1}{p}\right)^N \exp\left(\frac{E}{RT}\right),$$

где A_0 , E – аррениусовские параметры; N – параметр, зависящий от компонентного состава горючей смеси; R – универсальная газовая постоянная.

На рис. 7 приведены зависимости $\tau(T, p_1)$ для этан-метановых смесей различного состава, полученные в результате экспериментальных (справа) и теоретических (слева) исследований [3].

Отсутствие надежных данных о влиянии состава смеси на значение N заставило в качестве первого приближения аппроксимировать такую зависимость линейной от мольной

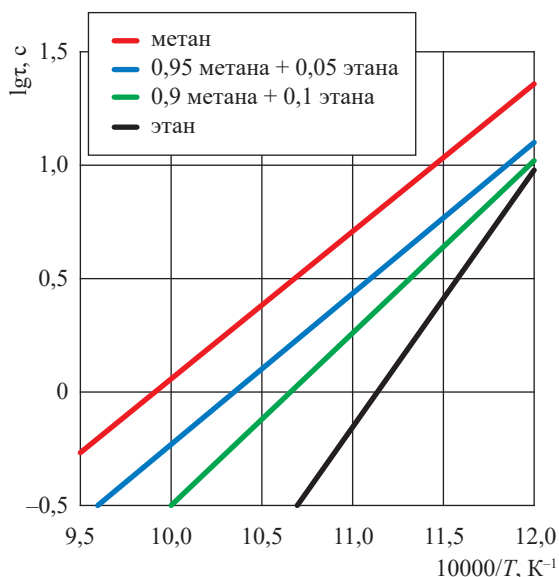
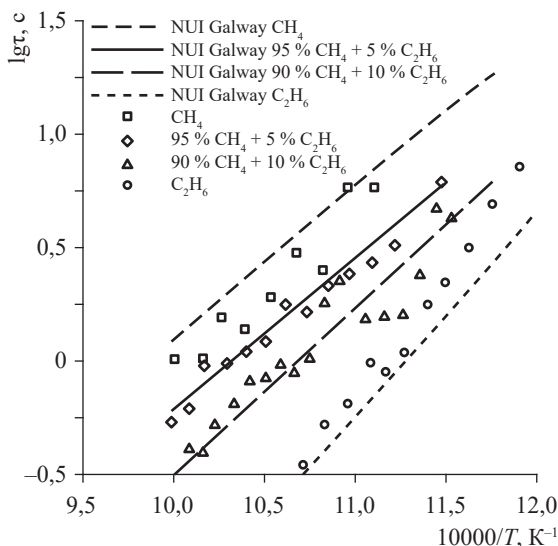


Рис. 7. Зависимость времени задержки воспламенения в смесях различного состава от обратной температуры при $p = 1$ бар

доли этана. При этом считалось, что для чистого этана $N = 0,79$ [1] (для чистого метана данные об N весьма противоречивы).

С использованием в качестве реперных значений РДЯ для метана и этана соответственно 500 и 88 мм [1] на базе соотношений (2)–(4) построена оценочная зависимость РДЯ от мольной доли этана в смеси (рис. 8).

Мольные концентрации этана $a = 0,024$ и $b = 0,091$ являются критическими, при которых РДЯ смещаются в области меньше соответственно 400 и 100 мм (см. рис. 8). Отсюда⁴ при мольной доле этана в этан-метановой смеси меньше 2,4 % газ по степени чувствительности к инициированию взрыва будет относиться к IV классу, при мольной доле этана в диапазоне от 2,4 до 9,1 % – к III классу, а при мольной доле этана больше 9,1 % – к II классу. Данный вывод перекликается с выводом А.В. Арутюнова [3], в соответствии с которым при содержании в этан-метановом газе более 10 % этана по задержкам воспламенения газ будет вести себя как чистый этан. Если воспользоваться еще одним выводом А.В. Арутюнова [3], а именно выводом об идентичном изменении времени τ при добавке в одинаковых мольных количествах в метан любого из его гомологов, то можно ожидать подобные рис. 8 зависимости для РДЯ и при разбавлении метана пропаном, бутаном и т.д.

Присутствие в составе природного газа азота или других негорючих газов, наоборот, должно приводить к увеличению РДЯ.

Проведенные на базе данных, представленных А.А. Васильевым и В.А. Васильевым [2], расчеты показали, что относительное изменение РДЯ при этом составит

$$\frac{\alpha}{\alpha_0} = \exp(0,6396\beta),$$

где α и α_0 – РДЯ при детонации стехиометрических метановоздушных смесей, разбавленных азотом, с параметром содержания избыточного N_2 (по сравнению с воздухом), соответственно равным β и 0; β – параметр содержания N_2 , равный отношению мольных долей избыточного азота и метана.

Заметим, что параметр β принимает максимальное значение для попутного газа нефтяных месторождений, где может достигать 0,24 (Бавлинское месторождение). При таком содержании N_2 относительное увеличение РДЯ не превысит 1,17, что несравненно меньше эффектов, связанных с уменьшением РДЯ за счет присутствия в составе природного газа гомологов метана.

Отнесение природного газа определенного состава ко II или III классам по степени чувствительности к инициированию взрыва означает, что в таком газе помимо дефлаграционного горения возможна и детонация, что кардинально может изменить обстановку после аварии.

В качестве иллюстрации влияния добавок этана в метан на параметры взрывного горения на рис. 9–11 показаны расчеты

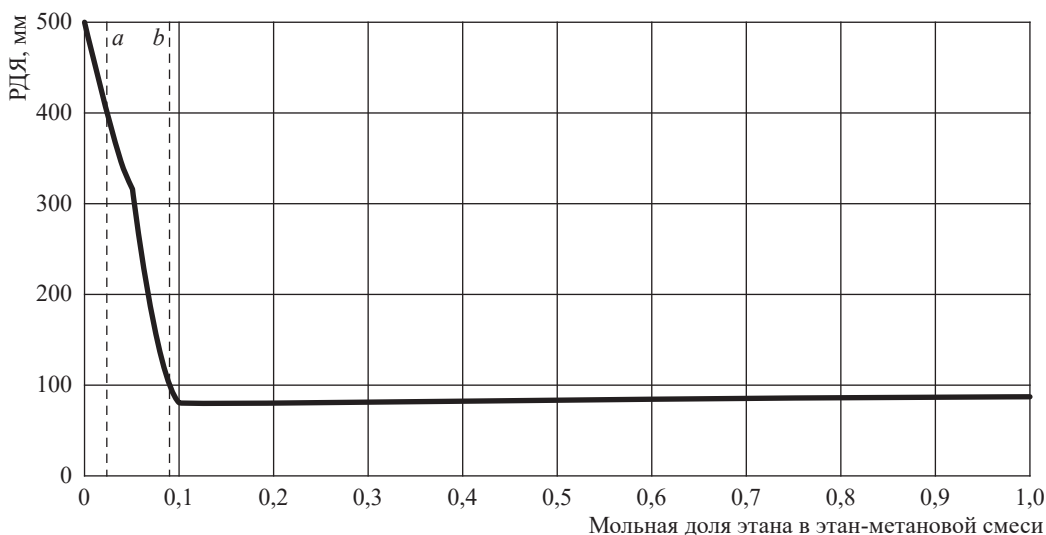


Рис. 8. Зависимость РДЯ от мольной доли этана

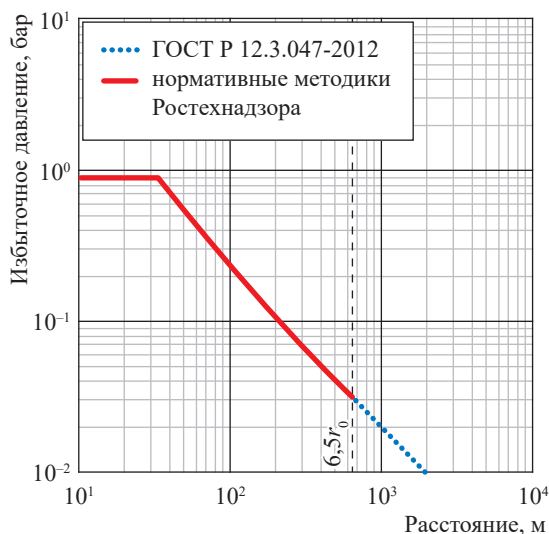


Рис. 9. Распределение давления при взрыве 1 т этан-метановой смеси с мольным содержанием этана 2 %

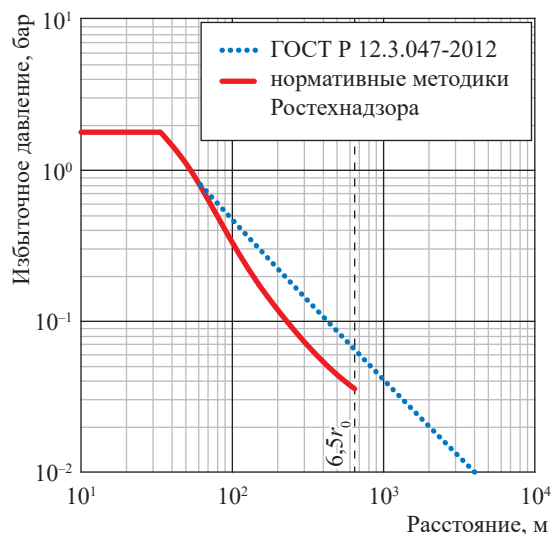


Рис. 10. Распределение давления при взрыве 1 т этан-метановой смеси с мольным содержанием этана 7 %

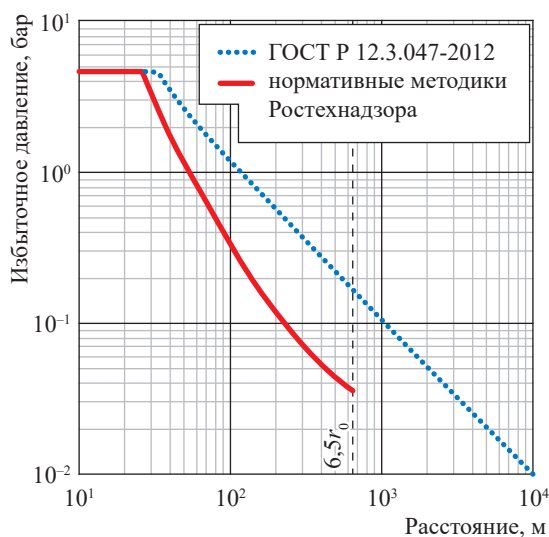


Рис. 11. Распределение давления при взрыве 1 т этан-метановой смеси с мольным содержанием этана 12 %

по нормативным методикам^{4,5,6} с учетом представленных результатов (см. рис. 8) распределения избыточного давления при сгорании 1 т

этан-метановой смеси при различном содержании этана в сильно загроможденном пространстве, а в табл. 1 сведены основные параметры, полученные при вычислениях по федеральным нормам и правилам⁵.

Данные табл. 1 свидетельствуют, что в целом разбавление метана этаном в представленных количествах приводит к увеличению диапазона взрывного превращения⁴ и максимального избыточного давления при уменьшении энергозапаса смеси. Одновременно с этим в данном случае при увеличении доли этана с 2 до 7 % расстояния, на которых достигаются давления меньше 1 бара, возрастают на 20...25 м, а при дальнейшем увеличении с 7 до 12 % фактически не меняются.

Если в рамках изложенных в настоящем материале положений провести расчеты для предполагаемого к транспортировке под давлением 9,8 МПа этансодержащего газа с составом, приведенным в табл. 2, то можно констатировать, что для оценки последствий аварий с участием такого газа необходимо выбирать следующие параметры:

- после свободного расширения газ будет иметь относительную плотность по воздуху 0,708 и температуру 0,86 от исходной;
- ОТЭ физического взрыва будет равен 0,75;
- по степени чувствительности к иницированию химического взрыва газ будет относиться ко II классу.

⁵ См.: Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств: федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности: утв. приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 533.

⁶ Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля: ГОСТ Р 12.3.047-2012: дата введения 01.01.2014.

Таблица 1

Основные параметры расчетов взрывного превращения 1 т этан-метановой смеси при различном содержании этана в сильно загроможденном пространстве

Содержание этана, %	Диапазон ⁴ взрывного превращения	Энергозапас смеси, 10 ⁴ МДж	Максимальное избыточное давление, бар	Расстояние, м, на котором достигается контрольное значение p , кПа:			
				14	28	70	100
2	4	9,990	0,872	153	84	40	–
7	3	9,946	1,780	173	109	65	53
12	2	9,906	4,556	173	109	65	53

Таблица 2

Состав предполагаемого к транспорту этансодержащего газа

Составляющая газовой смеси	Мольная доля, %
Метан	89,7761
Этан	6,5638
Пропан	2,0901
и-Бутан	0,2988
н-Бутан	0,2579
Неопентан	0,0000
и-Пентан	0,0534
н-Пентан	0,0302
Гексаны	0,0213
Бензол	0,0000
Гептаны	0,0000
Азот	0,2638
Двуокись углерода	0,6406
Гелий	0,0000
Октаны	0,0000
Кислород	0,0039

Таким образом, показано, что использование при оценках формирования первичной волны физического взрыва фундаментального уравнения состояния снижает консервативность расчетов. На базе экспериментальных данных прослежена зависимость от содержания этана чувствительности природного газа к инициированию взрыва. Найдено, что в целом содержание этана в природном газе до 10 % мол. мало влияет на параметры физического взрыва, но оказывает существенное воздействие на режимы взрывного горения. Оценены параметры для расчетов первичной ударной волны физического взрыва за счет освобождения потенциальной энергии сжатого газа и горения во взрывных режимах залповых аварийных выбросов природного газа при авариях на опасных производственных объектах с обращением предполагаемого к транспортировке под давлением 9,8 МПа этансодержащего газа определенного состава (см. табл. 2).

Список литературы

1. Нетлетон М. Детонация в газах / М. Нетлетон; пер. с англ. Б.С. Ермолаева и С.М. Фролова. – М.: Мир, 1989. – 280 с.
2. Васильев А.А. Расчетные и экспериментальные параметры горения и детонации смесей на основе метана и угольной пыли / А.А. Васильев, В.А. Васильев // Вестник Научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. – 2016. – № 2: спецвыпуск. – С. 8–39.
3. Арутюнов А.В. Нестационарные процессы воспламенения и окисления легких алканов: дис. ... канд. физ.-мат. наук / А.В. Арутюнов. – М., 2020.

Assessing which way various component compositions of natural gas affect the characteristics of detonation

Yu.V. Gamera¹, Yu.Yu. Petrova^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: PetrovaYY@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. On the grounds of the fundamental AGA8 equation of state, authors estimate the effect of the methane homologues in the natural gas on the characteristics of the explosive processes originating in course of emergencies at the dangerous industrial facilities for gas production and transport. This article examines two types of such processes: a physical explosion forming due to release of the potential energy of a compressed gas; and explosive combustion (detonation) of the bulk gas emission. It shows that application of the fundamental equation of state for assessment of a primary shockwave in case of a physical explosion will decrease persistence of the calculations. Using the experimental data, authors retrace correlation between the natural gas sensibility to initiation of a burst and the content of the methane and nitrogen homologues. They have found that the 10 % mol. and less content of methane homologues in the natural gas poorly affects a physical explosion, but considerably affects the modes of detonation. At that, the nitrogen presence in the natural gas is able to increase the dimensions of a detonation cell not more than by 17 %.

Keywords: fundamental AGA8 equation of state, methane homologues, explosion, gas production and transport facilities.

References

1. NETTLETON, M.A. *Gaseous detonations: their nature, effects and control* [Detonatsiya v gazakh]. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1989. (Russ.).
2. VASILYEV, A.A., V.A. VASILYEV. Calculated and experimental parameters of combustion and detonation mixtures based on methane and coal dust [Raschetnyye i eksperimentalnyye parametry goreniya i detonatsii smesey na osnove metana i ugolnoy pyli]. *Vestnik Nauchnogo Tsentra po Bezopasnosti Rabot v Ugolnoy Promyshlennosti*, 2016, no. 2: special is., pp. 8–39, ISSN 2072-6554. (Russ.).
3. ARUTYNOV, A.V. *Transient processes of inflammation and oxidization of light alkanes* [Nestatsionarnyye protsessy vosplamneniya i okisleniya legkikh alkanov]. Candidate's thesis (Physics and mathematics). N.N. Semenov Federal Research Center for Chemical Physics of Russian Academy of Sciences. Moscow, 2020. (Russ.).

УДК 628.517

Повышение безопасности труда. Исследование опасных и вредных факторов на добычных и газотранспортных объектах арктического шельфа

А.Л. Терехов^{1*}, И.И. Терехов², А.М. Семенцев¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

² Первый Московский государственный медицинский университет им. И.М. Сеченова Минздрава России, Российская Федерация, 119991, г. Москва, ул. Трубецкая, д. 8, стр. 2

* E-mail: A_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Для выполнения работ при строительстве скважин и эксплуатации добычных платформ арктического шельфа, а также при строительстве и эксплуатации предприятий транспорта газа в районах Крайнего Севера необходимо привлекать квалифицированный персонал, который невозможно подготовить из местного малочисленного населения. Для повышения безопасности труда и разработки мероприятий по сохранению здоровья и долголетия пришлого персонала в экстремальных условиях работы и проживания в Арктической зоне проведено исследование опасных и вредных факторов.

В статье обобщены, систематизированы и ранжированы по степени влияния на здоровье человека известные опасные и вредные производственные факторы. Описано влияние каждого вредного фактора на органы и системы жизнедеятельности организма. Отмечается, что под влиянием неблагоприятных условий окружающей среды возрастает риск профессиональных травм, техногенных аварий и профессиональных заболеваний. Приведенный в статье материал обобщает достоверные данные и результаты работы международной группы специалистов в рамках выполнения проекта «Баренц 2020». Работа представляет несомненный интерес для разработки мероприятий по повышению безопасности труда в штатных и чрезвычайных ситуациях.

Ключевые слова: условия труда, арктический шельф, бурение, разработка, добыча и транспорт природного газа, опасные и вредные факторы.

Современный уровень развития общества способствует резкому росту потребления природного газа, что обусловило необходимость ускоренного освоения месторождений Арктического региона России. В настоящее время проводятся разведка и разработка ранее законсервированных месторождений на баренцевоморском и карском шельфах, а также проектирование и строительство предприятий транспортировки газа от месторождений шельфа до потребителей в районах Крайнего Севера. Сейчас в Арктической зоне эксплуатируются девять компрессорных станций, и проектируются новые. Для работы на строительстве и эксплуатации этих предприятий, а также добычных платформ необходимо привлекать квалифицированный персонал, который невозможно подготовить из местного малочисленного населения.

Организм человека обладает возможностью адаптации к условиям окружающей среды. Однако этот процесс происходит в течение длительного времени, и такая способность передается потомству, рожденному в северных условиях. Изменение восприятия человеком неблагоприятных условий существования происходит в процессе жизни нескольких поколений и возможно не для всех индивидуумов. Наследственно обусловленные возможности механизмов адаптации большинства приезжающих на Север людей не могут обеспечить длительного сохранения здоровья в экстремальных климатогеографических условиях высоких широт. Здоровье человека, приехавшего из средних и южных широт РФ, ухудшается, а продолжительность его жизни сокращается [1–4].

Организация работы персонала вахтовым методом не только не решает проблемы сохранения здоровья, но и создает новые проблемы, связанные с необходимостью разработки и применения новых санитарных норм, которые должны быть определены для 12-часового рабочего дня взамен 8-часового, принятого в нормах.

В настоящее время практически во всех странах проявляется новое и пока еще неизученное заболевание вирусной природы Covid-19. Распространение

этого вируса в Арктике представляет серьезную опасность для скученного на объектах персонала. Под влиянием местных условий окружающей среды возможна мутация вируса, появление новых более опасных вариаций, которые могут быстро распространяться среди людей со значительно ослабленным иммунитетом. В этой связи актуальной становится проблема сохранения здоровья привлеченного персонала.

При организации работ вахтовым методом повышается вероятность заражения вирусами из наиболее неблагополучных по заболеваемости регионов России. Из рассмотренного выше следует, что разработка мероприятий по повышению безопасности труда в условиях Арктики является необходимой. Разработка таких мер и мероприятий должна основываться на изучении, обобщении и ранжировании по степени воздействия на организм человека всех имеющих место вредных и опасных факторов условий труда и проживания в Арктической зоне. Поэтому освещение означенной темы крайне важно.

Количество публикаций по вопросам исследования условий труда на добычных и газотранспортных предприятиях арктического шельфа недостаточно. В данной статье обобщены как результаты работ в рамках международного проекта «Баренц 2020», работ ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по изучению условий труда на объектах Крайнего Севера, так и известные сведения из области экстремальной медицины. Совместная работа специалистов производственной безопасности и начинающего специалиста-медика публикуется впервые. В условиях пандемии и возрастающих потребностей в природном газе данная работа является актуальной, своевременной и имеет большое практическое значение.

Анализ условий труда персонала

Исходя из анализа научных публикаций и результатов специальной оценки условий труда на рабочих местах и в рабочих зонах предприятий Крайнего Севера [5–9] можно перечислить следующие особенности арктического климата:

- длительная и суровая зима с низкими температурами воздуха при сильном ветре;
- нарушение фотопериодичности, снижение суммарной солнечной радиации до 55...80 ккал/см²;

- сочетанное воздействие магнитных бурь и гравитационных аномалий;
- резкие перепады атмосферного давления (барическая пила);
- повышенный уровень неионизирующего космического излучения;
- природные очаги инфекционных и паразитарных болезней.

Кроме того, известно, что при вахтовом методе режима труда у человека возникает психоэмоциональный стресс, связанный с нарушением привычного бытового уклада жизни.

Перечисленные неблагоприятные факторы на объектах ПАО «Газпром» дополнены производственным шумом высокой интенсивности в широкой полосе частот, а также локальной вибрацией при применении ручного инструмента. В результате возникают дополнительные риски производственных условий персонала на добычных платформах [5]:

- экстремальные климатические условия при работе на открытом воздухе;
- выделение вредных веществ в производственные зоны от работающего технологического и транспортного оборудования;
- повышенный риск травматизма вследствие обледенения;
- постоянное сочетанное действие интенсивного шума, вибрации (локальной и общей) в широком диапазоне частот с низкими температурами воздуха;
- длительное пребывание в рабочей зоне при выполнении технологических процессов (12 ч в смену).

Микроклимат в рабочих зонах предприятий бурения, добычи и транспортировки природного газа. Основные технологические операции в рабочих зонах этих предприятий осуществляются на открытом воздухе. На основании многолетних наблюдений получены следующие сведения [7]:

- для человека, работающего в районах Арктики с продолжительным и суровым климатом, охлаждающие метеорологические факторы являются основными и наиболее интенсивными видами вредного воздействия на организм, низкая температура воздуха до минус 40 °С усугубляется сильным ветром до 25 м/с. В результате эквивалентная температура, воздействующая на человека, достигает минус 100 °С [6, 7];

Уровни шума во время пребывания персонала на рабочих местах буровых установок [8]

Расположение рабочего места	Количество операторов	Допустимое время работы, ч	Уровни шума, дБА	Допустимое по санитарным нормам время работы, ч	Превышение уровня шума, дБА
Насосный отсек	1	2	88...90	1	2...4
Емкостный отсек	2	4-5	88...89	1	6...7
Компрессорный блок	1	0,5	98...101	0,1	6...9
Силовой блок	1	1	95...96	0,2	6...7
Высечный блок	3	5-6	95...100	0,15	15...19
Дизельный блок	1	1	100...104	0,1	11...14

- имеет место высокая относительная влажность насыщенного морской солью воздуха;

- в воздухе ощущается недостаток кислорода;

- в закрытых рабочих зонах и помещениях поддерживаются допустимые санитарными нормами параметры микроклимата, однако наблюдается недостаточное содержание кислорода в воздухе.

Уровни производственного шума, инфразвука и ультразвука в рабочих зонах. Даже при работе в условиях сурового арктического климата шум остается одним из основных вредных производственных факторов. На предприятиях бурения рабочие места с вредными условиями труда по шуму составляют более 60 % от всех рабочих мест с вредными условиями труда, большинство рабочих мест относятся к классу вредности¹ 3.2, однако имеются рабочие места с классами 3.3 (таблица).

Данные таблицы показывают следующее:

- безопасное время работы персонала только по вредному фактору шум при существующих условиях труда в несколько раз меньше предусмотренного регламентом по эксплуатации;

- в зависимости от расположения рабочего места требуется снижение шума примерно на 19 дБА;

- неблагоприятному воздействию шума подвергается вся задействованная по регламенту бригада, численность которой не менее 9 чел.

На добычных платформах арктического шельфа измерений шума не проводилось, однако выполненные акустические расчеты

ожидаемых уровней шума предполагают превышение санитарных норм по шуму в зоне обслуживания технологического оборудования на открытом воздухе, основной класс рабочих мест по шуму 3.1. На рабочих местах персонала газотранспортных предприятий более 40 % рабочих мест имеют вредные условия труда по шуму классов 3.1, 3.2 и даже 3.3 [9].

Результаты измерений уровня ультразвука на рабочих местах и в рабочих зонах предприятий бурения, добычи и транспорта газа позволяют сделать вывод об отсутствии превышений санитарных норм по ультразвуковым и инфразвуковым излучениям. Тем не менее развитие газовой промышленности и внедрение новых более мощных газоперекачивающих агрегатов могут привести к появлению интенсивного инфразвука, что обуславливается спецификой конструкции газотурбинного двигателя.

Уровни вибрации на рабочих местах [5–8]. На рабочих местах предприятий бурения, добычных и газотранспортных отмечаются превышения уровней локальной вибрации при применении ручного инструмента (класс условий труда по общей и локальной вибрации – 3.1).

На рабочих местах предприятий бурения в зоне обслуживания буровых станков классы условий труда по вибрации – 3.1 и редко 3.2. Уровни колебательной виброскорости зависят как от типа бурового оборудования, так и от разбуриваемого грунта.

Радиационное излучение. Районы Крайнего Севера являются наиболее загрязненными на территории России [10, 11]. Возможное загрязнение объясняется следующими причинами:

- на полигоне «Новая Земля» в период с 1955-го по 1990 г. произведены более 100 ядерных взрывов, в том числе подземных;

¹ См.: Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда: Р 2.2.2006-05. – М.: Роспотребнадзор, 2005.

- эксплуатация атомных подводных лодок и атомных ледоколов привела к значительным радиоактивным загрязнениям, связанным с авариями атомных подводных лодок и атомных ледоколов;

- утечка радиоактивных растворов из хранилищ радиоактивных отходов;

- сток сибирских рек.

Однако измерения гамма-фона на территории предприятия ООО «Газпром добыча Ямбург», выполненные в порядке оказания технической помощи А.Л. Тереховым, не показали превышений как на объектах общества, так и на берегу и на поверхности воды северных морей в направлении о. Новая Земля и в устье р. Оби.

Электромагнитные поля. Результаты измерений вредных производственных факторов на предприятиях бурения, добычи и транспортировки газа на объектах северных дочерних обществ ПАО «Газпром» не выявили значительных превышений напряженности электромагнитных полей. Незначительные превышения наблюдались на рабочих местах пользователей персональных компьютеров из-за ошибок в проектировании систем питания [5, 7].

Дополнительные специфические условия труда в районах Крайнего Севера. При работе в условиях Крайнего Севера, в отличие от работы на предприятиях средних широт, на персонал воздействуют дополнительные вредные производственные факторы [6, 7]:

- выделение вредных веществ в производственных зонах от работающего технологического оборудования (при укрытии рабочих зон возможны превышения санитарных норм по уровню выделяемых технологическим оборудованием продуктов на выхлопе) при одновременном недостатке содержания кислорода в воздухе;

- повышенный риск травматизма вследствие обледенения путей перемещения персонала и поверхностей лестниц;

- постоянное сочетанное действие интенсивного шума, вибрации (локальной и общей) в широком диапазоне частот с низкими температурами воздуха;

- длительное пребывание в рабочей зоне для выполнения технологических процессов (12 ч в смену) при работе вахтовым методом;

- дефицит ультрафиолетового облучения;

- частые магнитные бури, обусловленные близостью магнитного полюса Земли;

- измененные условия геомагнитного поля Земли;

- изменение механизма воздействия электромагнитных излучений под воздействием геомагнитного поля Земли;

- интенсивная напряженность электростатических полей в производственных и жилых помещениях;

- специфическая световая среда, полярный день и полярная ночь.

Интегральная оценка условий труда.

Безопасность труда на рабочих местах и в рабочих зонах, в том числе и в районах Крайнего Севера, может быть оценена с помощью интегрального коэффициента [12]. Показатели профессионального и техногенного риска объединены в единый показатель, что позволяет оптимально назначать страховые тарифы для каждой специальности с учетом условий Крайнего Севера и распределять ограниченные средства на внедрение мероприятий по повышению безопасности рабочих мест. Расчетами установлено, что наиболее опасными являются рабочие места бурового мастера и машиниста компрессорного цеха.

Действие неблагоприятных факторов окружающей среды на человека

Характер и степень нарушения здоровья персонала и его долголетие при воздействии неблагоприятных факторов окружающей среды зависят как от экзогенных, так и от эндогенных факторов [13–16]. Известно, что экзогенные (природные и социальные) факторы воздействуют на человека извне. Их можно классифицировать как механические, физические, биологические, недостаточное и несбалансированное питание, факторы социальной среды.

Механические факторы обусловлены состоянием рабочих мест и рабочих зон. Их неудовлетворительное состояние (скользящие поверхности пола, некачественное и недостаточное освещение, захламленность, наличие складированных предметов на высоте более 1,5 м и др.) приводит к механическим травмам, повышает уровень профессионального риска [7].

Физические факторы включают неудовлетворительное состояние микроклимата, резкую смену освещенности, радиационное воздействие, воздействие электрического тока и электромагнитных полей, интенсивных шума и вибрации, напряженности и тяжести труда,

вредных веществ в воздухе рабочей зоны, дефицит ультрафиолетового облучения, изменения геомагнитного поля, частые магнитные бури, интенсивную напряженность электростатических полей в помещениях и др.

Воздействие низких температур. Одним из основных климатических факторов, влияющих на состояние здоровья человека, являются погодные условия. В районах Крайнего Севера температура воздуха зимой достигает минус 40 °С. При этом минимальная температура, которую может долго выдержать человек без специальных защитных средств (одежды), составляет около 10 °С. Летом температура может повыситься до +30 °С. Установлено, что комфортная температура воздуха для человеческого тела составляет +28...+32 °С, а воды +33 °С. Следует отметить, что на Крайнем Севере нет таких районов, в которых бы вода была настолько прогрета. Также огромное влияние на организм оказывает годовой перепад температур, который в некоторых районах доходит до 100 °С.

Наиболее сильное влияние на организм человека температурный фактор оказывает в зимний период, когда температура воздуха находится ниже 0 °С. Этот период длится в среднем 120...170 дней в году. Исследованиями было установлено, что в этот период у людей, проживающих в районах Крайнего Севера, наблюдаются признаки кислородного голодания, повышается основной обмен веществ в организме, человек активно начинает терять тепло. При ускорении обменных процессов усиливается изнашивание жизненно важных систем организма, происходит ускоренное биологическое старение. Начиная с 35 лет, биологический возраст становится больше реального. Увеличивается уровень заболеваемости сердечно-сосудистыми заболеваниями, в том числе и у молодых людей. При кислородном голодании жители ощущают затруднение дыхания и одышку.

Из-за близости Северного Ледовитого океана на Крайнем Севере наблюдаются довольно сильные ветры. Происходит частая смена воздушных масс. Постоянный шум ветра вызывает возбуждение центральной нервной системы, головные боли, тревожность, а иногда и ощущение тоски. Из-за ветров, принесенных с океана, значительно увеличивается влажность воздуха. В среднем 85 % дней в году влажность воздуха повышена. Высокая

влажность воздуха оказывает негативное влияние на мозговое кровообращение [15, 16].

Недостаток солнечного света и нарушение смены дня и ночи негативно воздействуют на организм человека. Значительное влияние на нервную систему оказывает резкая смена освещенности. При смене времени года в районах Крайнего Севера наблюдаются такие явления, как полярный день и полярная ночь. Летом, во время полярного дня, большую часть суток на улице достаточно светло. Но таких дней в году насчитывается мало. В основном преобладают дни, когда большая часть суток лишена солнечного света. Наблюдается много пасмурных дней.

Учеными установлено, что в темное время суток в районах Крайнего Севера повышается уровень тревожности и агрессивности. В периоды года, когда в сутках преобладает темное время, у людей отмечаются сонливость, постоянный упадок сил и усталость, падает настроение. В этот период из-за маленькой естественной освещенности окружающей среды и недостаточного количества ультрафиолетового облучения организм человека плохо усваивает витамины, снижается иммунитет и обостряются заболевания.

Нарушения смены дня и ночи оказывают влияние на работу эндокринной системы, снижается выработка серотонина – гормона радости. Вследствие этого жители районов Крайнего Севера становятся более раздражительными, качество их сна ухудшается, они могут хуже ориентироваться во времени. Люди начинают впадать в депрессивные состояния, могут страдать разными видами зависимостей, у них может повыситься склонность к суициду.

Следует отметить, что не только недостаток солнечного света негативно сказывается на здоровье человека, но также и его избыток. Когда наблюдается полярный день, замедляется выработка гормона сна, вследствие чего снижается качество сна, появляется бессонница и раздраженное состояние. Также постоянное присутствие солнечного света может привести к частым перепадам настроения и нарушению зрения.

Ультрафиолетовые лучи понижают возбудимость чувствительных нервов (болеутоляющее действие) и оказывают также антиспастическое и антирахитическое действие. Под влиянием ультрафиолетовых лучей происходит образование очень важного

для фосфорно-кальциевого обмена витамина D (находящийся в коже эргостерин превращается в витамин D). Под воздействием ультрафиолетовых лучей усиливаются окислительные процессы в организме, увеличивается поглощение тканями кислорода и выделение углекислоты, активируются ферменты, улучшается белковый и углеводный обмен. Повышается содержание кальция и фосфатов в крови. Улучшаются кроветворение, регенеративные процессы, кровоснабжение и трофика тканей. Расширяются сосуды кожи, снижается кровяное давление, повышается общий биотонус организма [16].

Благоприятное действие ультрафиолетовых лучей выражается в изменении иммунобиологической реактивности организма. Облучение стимулирует выработку антител, повышает фагоцитоз, тонизирует ретикулоэндотелиальную систему. Благодаря этому повышается сопротивляемость организма инфекциям. Недостаточное и избыточное облучение человека в условиях Крайнего Севера негативно влияет на здоровье персонала [16].

Геомагнитное поле (ГМП). В районах Крайнего Севера часто происходят магнитные бури. Геомагнитные и гелиофизические возмущения сильно выражены из-за близости геомагнитного поля Земли. Их влияние на организм человека, как правило, сопровождается частыми головными болями, эмоциональной нестабильностью, нервозностью, повышенной чувствительностью, обострением хронических заболеваний, упадком сил. Резкие изменения величины ГМП влияют на системы пассивного и активного транспорта кальция через плазматическую мембрану, в результате гиалоплазма перенасыщается ионами Ca^{2+} и митохондрии переключаются на их откачку, нарушается динамическое равновесие между организмом и окружающей средой, вследствие чего возникают морфофункциональные изменения.

У лиц, длительное время работавших в условиях ослабления коэффициента геомагнитного поля в 4...10 раз, со стороны центральной нервной системы выявлены признаки дисбаланса основных нервных процессов в виде преобладания торможения, дистонии мозговых сосудов с наличием регуляторной межполушарной асимметрии, отмечены возрастание амплитуды нормального физиологического тремора, удлинение времени реакции

на появляющийся объект в режиме непрерывного аналогового слежения, снижение критической частоты слияния световых мельканий. Со стороны сердечно-сосудистой системы отмечаются лабильность пульса и артериального давления, нейроциркуляторная дистония гипертензивного типа, нарушения процесса реполяризации миокарда. Со стороны иммунной системы наблюдаются снижение общего числа Т-лимфоцитов (играют важную роль в иммунном ответе организма), имеет место аллергия организма в гипогеомагнитных условиях. У лиц, длительное время работающих в экранированных сооружениях, отмечен рост заболеваемости с временной утратой трудоспособности. Частота заболеваний, сопровождающих синдром иммунологической недостаточности, превышает заболеваемость среди практически здоровых людей.

Для человека, проживающего на определенной территории, оптимальным следует считать уровень магнитной индукции ГМП, характерный для данной местности. Влиянию возмущений ГМП в наибольшей степени подвержено пришлое население из средних широт, где напряженность ГМП значительно ниже, чем в области высоких широт. Адаптация организма человека к более напряженному ГМП затрудняется его возмущениями [16].

Отмечается влияние магнитных бурь на интенсивность размножения болезнетворных организмов, их токсичность, наблюдается корреляция магнитных бурь со вспышками эпидемий [17]. В этой связи возрастает вероятность заражения персонала COVID-19.

Геохимические условия местности. В результате исследования состава воды на объектах дочерних обществ ПАО «Газпром» в арктических зонах известно, что содержание в этой питьевой воде витаминов и минералов не соответствует потребностям человеческого организма. Наиболее выражена нехватка фтора, кальция, магния и йода. Все вышеперечисленные элементы являются жизненно необходимыми. Они участвуют в обменных процессах организма, в деятельности нервной и мышечной систем. Также ввиду того, что в условиях Крайнего Севера достаточно сложно выращивать круглый год овощи и фрукты, возникает нехватка таких витаминов, как А, В, С, Е, К. Недостаток витаминов и минералов ведет к нарушению функционирования систем организма, снижению иммунитета.

Особенно значительное влияние на организм человека оказывает недостаток йода [18]. Йод входит в состав тиреоидных гормонов, вырабатываемых щитовидной железой – тироксином и трийодтиронином, оказывающих многостороннее воздействие на рост, развитие организма и обмен веществ. Недостаток йода влияет на такие показатели функциональности организма как работоспособность, мозговая и физическая активность, иммунитет, IQ, гормональная активность, половые функции, психологическая стабильность, клеточное обновление организма и множество других.

Синдром полярного напряжения [1–4]. Проблемы, возникающие из совокупности вышеперечисленных факторов, могут привести к синдрому полярного напряжения. Это специфическая форма хронического психоэмоционального напряжения, которая сопровождается нарушением сна, отдышкой, повышенной утомляемостью и астенизацией. Этот синдром – не просто набор внешних симптомов, а некий внутренний механизм формирования особого состояния организма человека. Синдром полярного напряжения отражает механизм развития реакций сопротивления адаптации, впоследствии ведущих к развитию болезней. В нем учитывается связь процессов нарушения адаптации в широтах с особенностями геомагнитной среды, светового и температурного режимов, питания и других факторов. Все составляющие синдрома полярного напряжения находят свое проявление в конкретных патологиях систем организма человека. Патологии проявляются не только в заболеваниях отдельных органов, страдает весь организм в целом. Отдельные составляющие синдрома полярного напряжения способствуют и определяют развитие заболеваний сердечно-сосудистой, дыхательной, пищеварительной и других систем. Сложно найти часть организма человека, которая не страдала бы от влияния совокупности факторов окружающей среды на Севере.

Радиационное воздействие [10, 11]. Высокий уровень радиационного облучения приводит к угнетению биохимических процессов, торможению деления и гибели клеток. Опасность радиации в том, что повреждается структура ДНК, разрушается генетический код. Это становится причиной тяжелых генетических заболеваний, физических уродств малышей. Могут пострадать не только дети, но также и их потомство.

Опасно не только внутреннее, но и наружное облучение. Высокие дозы убивают живые клетки, приводят к таким заболеваниям, как рак, опухоли щитовидной железы, молочных желез, органов половой системы, легких, желудка, болезни кроветворной системы, снижению иммунитета, незащищенности организма перед инфекционными заболеваниями, изменениям в состоянии нейроэндокринной, иммунной систем, процессах репродукции и эмбрионального развития. При этом имеет место сочетанное действие негативных для человека условий проживания на Крайнем Севере, что снижает эффективность восстановительных процессов.

Воздействие статического электричества. Действие статического электричества на человека проявляется в виде укулов на коже и приводит к возбуждению центральной нервной системы, эмоциональному напряжению, появлению чувства беспокойства, депрессии. Сила тока в этом случае очень небольшая, и ток не оставляет травм. Влияние статического электричества на организм человека может быть губительным и способствовать развитию различных заболеваний, в том числе психических. Максимально допустимый уровень напряженности электростатического поля 60 кВ/м в течение 1 ч [19].

На объектах добычи и транспортировки газа в районах Крайнего Севера возникают риски взрывов и пожаров из-за появления зарядов статического электричества. Так, имела место гибель двух человек из-за взрыва легковоспламеняющейся жидкости в резервуаре. Из-за низких температур воздуха работники были одеты не в специальную одежду, имеющую встроенные в структуру ткани металлические нити, а в телогрейки, что привело к их гибели при взрыве жидкости в резервуаре.

Воздействие вредных веществ в воздухе рабочей зоны. На производственных объектах Крайнего Севера для защиты персонала от воздействия низких температур воздуха часть рабочих зон накрывают специальными укрытиями. При размещении технологического оборудования в укрытиях и при неправильной организации воздухообмена происходит выделение вредных веществ в область рабочей зоны – газов и пыли. В воздухе непроветриваемых помещений содержатся вредные примеси (метан, аммиак, альдегиды, ядовитая и вредная пыль), вдыхание которых приводит

к неблагоприятным последствиям. Вдыхание ядовитых веществ приводит к отравлению организма. Длительное вдыхание вредной пыли может вызвать заболевание легких – пневмоко́ниоз [7].

В районах Крайнего Севера достаточное содержание кислорода в рабочих зонах, иногда зимой при очень низких температурах его даже много. Все дело в особенностях его усвоения. У работников имеет место полярная одышка. По исследованиям советских и российских ученых, зоны высоких широт отличаются содержанием кислорода именно в тканях. Наблюдается так называемая гипоксемия, то есть понижение содержания кислорода в крови. При определенных условиях кислород не поступает в достаточном объеме в те ткани, где он должен быть. Ученые установили, что генез полярной одышки сложный и носит смешанный характер. Он связан с особенностями вдыхаемого воздуха, а также нарушениями в респираторной системе, приводящими к снижению поступления кислорода в легкие, повреждением систем доставки кислорода к тканям, повышению кислородного запроса тканей. У жителей Севера наблюдается высокий уровень гемоглобина, поэтому возникает риск сгущения крови, тромбообразования и инсультов [14].

Действие электрического тока на человека. Электрический ток на человека оказывает тепловое, электрохимическое и биологическое воздействие, это подробно описано [19–21]. Исход поражения зависит от вида тока, его силы и напряжения, пути прохождения тока по организму, длительности воздействия тока, факторов внешней среды, состояния организма в момент поражения. Основное действие тока сводится к глубокому расстройству центральной нервной системы с торможением центров, отвечающих за дыхание и сердечно-сосудистую деятельность, ушибам и разрывам легких, снижению слуха и разрывам барабанных перепонок, переломам позвоночника и трубчатых костей, развитию инфаркта миокарда. Кроме того, возможны отдаленные осложнения.

Действие электрического тока на человека, организм и иммунная система которого ослаблены окружающей средой Крайнего Севера, многократно усугубляется другими факторами окружающей среды, что требует проведения совместных исследований специалистов

производственной безопасности и экстремальной медицины.

Воздействие интенсивного шума, инфразвука и ультразвука на человека.

Публикации в медико-биологической литературе [21–23] позволяют установить высокую эколого-гигиеническую значимость шума как вредного производственного фактора. Шум относится к группе факторов физической природы и имеет специфические особенности влияния на живой организм человека, которое проявляется в функциональных и морфологических изменениях в различных системах, органах, тканях и клетках. Это влияние зависит от уровня и времени воздействия шума. Экспертиза результатов специальной оценки условий труда на основных производствах ПАО «Газпром» показала, что на многих рабочих местах основных профессий ПАО «Газпром» условия труда по шуму классифицируются как класс 3.3 [5].

В руководстве Р 2.2.2006-05¹ приведены сведения о том, что при работе персонала в условиях класса 3.3 в период трудовой деятельности работников развивается профессиональная болезнь легкой и средней тяжести с потерей профессиональной трудоспособности, растет хроническая патология.

Шум как вредный производственный фактор включен в Перечень производств, профессий и работ с вредными условиями труда [24]. Персонал, работающий в условиях интенсивного шума, получает компенсации и льготы за вредные условия труда².

Инфразвук распространяется практически без затухания по территории предприятий, защитить персонал строительно-акустическими методами невозможно. Наиболее опасное воздействие инфразвук оказывает на внутренние органы человека, вызывая их резонанс и нарушение нормального функционирования. А.Л. Терехов наблюдал возникновение инфаркта миокарда у мужчины в возрасте 60–65 лет под действием появившегося в рабочей зоне инфразвука высокой интенсивности.

При испытаниях газового учебного фонтана на экспериментальном полигоне А.Л. Тереховым замерялись уровни инфразвука и было зарегистрировано превышение санитарных норм. При этом сам Терехов ощущал необъяснимый страх и беспокойство (возможно, обусловленные опасностью эксперимента),

² См. ТК РФ. – Ст. 219.

вибрацию внутренних органов, затруднение и нарушение ритма дыхания при отсутствии физической нагрузки, небольшую головную боль, затруднение при глотании. Время воздействия не превышало часа, тем не менее по окончании испытаний ощущались вялость, усталость и рассеянность внимания.

Травмирующее действие, которое оказывает шум на организм человека, состоит из нескольких компонентов: возникает ряд изменений в органе слуха, которые связаны с угнетающим действием шума на периферический отдел слухового анализатора, из-за чего начинают поражаться клетки внутренней спиральной борозды.

Если человек не отдыхает от интенсивного шума, то развивается перенапряжение так называемого тормозного процесса, отсутствие которого приводит к истощению звуковоспринимающего аппарата. Длительное действие шума на организм человека приводит к нарушению в системе кровоснабжения внутреннего уха, а в будущем может стать причиной различных изменений в лабиринтной жидкости. Это в свою очередь будет способствовать развитию поражения чувствительности кортиевого органа.

Существует ряд основных симптомов, при которых можно определить, что у человека шумовая болезнь. У работника с шумовой болезнью наблюдаются снижение слуховой чувствительности, изменения в функции пищеварения, частые головные боли, головокружения, снижение концентрации внимания и памяти, отсутствие аппетита, повышение утомляемости, сердечно-сосудистая недостаточность, нейроэндокринные расстройства. Известно, что гигиенические критерии¹ разработаны для среднестатистического человека. При этом отдельные работники могут получить шумовую болезнь при работе с уровнем шума ниже 80 дБА.

Даже кратковременное воздействие уровня шума чрезвычайно высокой интенсивности может вызвать потерю слуха, а длительное воздействие шума на организм человека приводит к неспецифическим проявлениям шумовой болезни – нарушениям в деятельности сердечно-сосудистой, а также нервной систем. Как правило, шумовая болезнь проявляется в жалобах на временную потерю слуха или же на постоянную головную боль в основном тупого характера, на чувство постоянной тяжести и шума

в голове, которое может появляться к концу рабочего дня. Также могут возникнуть головокружение при изменении положения тела, снижение трудоспособности и появление постоянной раздражительности.

Воздействие высоких уровней вибрации на человека [25]. Вибрация оказывает на организм человека разноплановое действие в зависимости от ее спектра, направления распространения, места приложения и продолжительности воздействия, а также от индивидуальных особенностей человека. Например, вибрация с частотами ниже 1 Гц вызывает укачивание (морскую болезнь), а слабая гармоническая вибрация с частотой 1...2 Гц вызывает сонливое состояние. При совпадении частоты возбуждения системы с ее собственной частотой возникает явление резонанса, при котором амплитуда колебаний резко возрастает. Так, резонанс органов брюшной полости наблюдается при частотах 4...8 Гц, голова оказывается в резонансе на частоте 25 Гц, а глазные яблоки – на частоте 50 Гц. В последнем случае, при резонансе глаз, субъективные ощущения таковы, как будто глаза покрыты пеленой. Резонанс органов нередко вызывает болезненные ощущения, связанные с растягиванием соединительных образований, поддерживающих вибрирующий орган.

Воздействие вибрации на человека столь широко и имеет такие негативные последствия, что это послужило основанием для выделения вибрационной болезни в качестве самостоятельного заболевания. Симптомы вибрационной болезни многообразны и проявляются в нарушении работы сердечно-сосудистой и нервной систем, поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций опорно-двигательного аппарата.

Колебания сидящего человека на частотах 8...10 Гц определяются в основном диссипативными силами, так что большая часть вибрации поглощается телом человека. Это обстоятельство является причиной широкого распространения заболеваний позвоночника. Так у водителей-профессионалов, трактористов, пилотов самолетов грыжи межпозвоночных дисков встречаются в несколько раз чаще, чем у лиц сидячих профессий, не подвергающихся вибрации.

При работе с ручными машинами на тело человека через руки передается локальная вибрация. Локальная вибрация может вызывать

в организме человека эффекты общего характера типа головной боли, тошноты и т.д., но главное заключается в том, что она воздействует на процесс кровообращения в пальцах рук и на нервные окончания. Это в свою очередь вызывает побеление пальцев (болезнь Рено), потерю их чувствительности, онемение, ощущение покалывания. Эти явления усиливаются на холоде, что негативно сказывается на персонале предприятий Крайнего Севера. При длительном воздействии вибрации патология может стать необратимой и приводит к необходимости смены профессии. В особо запущенных случаях может иметь место даже гангрена. Сроки появления симптомов вибрационной болезни зависят от уровня и времени воздействия вибрации в течение рабочего дня. Так, у буровиков заболевание начинает развиваться через 8...12 лет работы.

Воздействие ручных машин на человека зависит от многих факторов: типа машины (ударные машины более опасны, чем машины вращательного типа), твердости обрабатываемого материала, направления вибрации, силы обхвата инструмента. Вредное воздействие вибрации усугубляется при мышечной нагрузке, неблагоприятных условиях микроклимата (пониженная температура и повышенная влажность), психоэмоциональной напряженности.

Заболевание проявляется нарушением нервной, сердечно-сосудистой систем, опорно-двигательного аппарата. Локальная и общая вибрация нарушают механизмы нервно-рефлекторных и нейрогуморальных систем. Вибрация, будучи сильным раздражителем, воздействует на рецепторные аппараты кожи, нервы, нервные стволы, приводя к увеличению секреции норадреналина в синаптических нервных терминалах. Поскольку норадреналин не может полностью ими захватываться и накапливаться в них, как в обычных условиях, то значительная часть его попадает в кровь и обуславливает увеличение тонуса сосудов, что приводит к повышению артериального давления и ангиоспазму.

У лиц, на которых воздействует вибрация, возникают деструктивные явления в тельцах Фатера – Пачини, нервных волокнах, нейронах спинного мозга, ретикулярной формации ствола, межпозвоночных ганглиях. При объективном исследовании отмечается снижение афферентной иннервации, в особенности восприятия вибрационной чувствительности,

а в дальнейшем возникновение других симптомов выпадения и болевого синдрома. По мере развития патологических изменений в вегетативном аппарате происходят дистрофические изменения в коже, мышцах, костной системе. Особенно часто поражаются рецепторы крупных суставов плечевого пояса, что и обуславливает их болезненность.

Существенное значение приобретает сильное воздействие на симпатическую систему. Вегетативные нарушения влияют на регуляцию желудочно-кишечного тракта, что приводит к желудочно-кишечным дискинезиям, а в позднем периоде – к более тяжелой патологии – деструктивным явлениям в тельцах Фатера – Пачини, интракапсулированных рецепторах, различным видам деформации на уровне нервно-мышечной рецепции, очаговой демиелинизации, распаду осевых цилиндров, дистрофическим изменениям в клетках боковых рогов спинного мозга и в ретикулярной формации ствола мозга.

Вибрационная болезнь, вызванная локальной вибрацией, подразделяется на четыре стадии:

I – проходящие болевые ощущения в пальцах рук, парестезии, онемение;

II – болевые ощущения и парестезии более выражены, носят устойчивый характер, выявляются изменения сосудистого тонуса, отчетливые чувствительные расстройства. Развиваются вегетативная дисфункция и явления астении;

III – вазомоторные и трофические нарушения становятся выраженными, появляются приступы болей, онемение и парестезии, отчетливый синдром вазоспазма (побеление пальцев, смешанные чувствительные расстройства – периферические, нередко сегментарные). Характерны полное выпадение вибрационной чувствительности, угнетение или выпадение сухожильных рефлексов, невротизация личности по астении, вегето-сосудистая дистония по гипертоническому типу с гипергидрозом. Отмечаются желудочно-кишечные расстройства. Рентгенологически обнаруживаются изменения в суставах и костях;

IV – развиваются генерализованные органические поражения, например энцефаломиелопатия. Трофические и чувствительные расстройства резко выражены. Болевой синдром в пальцах, по ходу нервных стволов, в суставах носит упорный характер. Возникает микроочаговая

симптоматика, вегетативные пароксизмы, протекающие по симпатoadреналовому, реже смешанному типу. Ангиодистонические кризы охватывают не только периферические сосуды рук, но и область коронарных и мозговых сосудов.

В условиях Крайнего Севера при работе с ручным инструментом и выполнении обязанностей бурильщика и помощников бурильщика воздействие вибрации усугубляется низкими температурами воздуха, что обуславливает ускоренное развитие вибрационной болезни.

Биологические факторы [26]. Заражение продуктов питания гельминтами, простейшими, бактериями, вирусами, прионами (особый класс инфекционных патогенов, не содержащих нуклеиновые кислоты), а также заражение человека паразитами, клещами, гельминтами, червями и микробами определяется как биологический фактор.

Недостаточное и несбалансированное питание. Одной из фундаментальных основ формирования здоровья человека является фактор питания. В настоящее время установлено, что в питании северян нарушаются все три основных принципа рационального питания: энергетическое равновесие; сбалансированность по основным пищевым веществам – белкам, жирам, углеводам, витаминам, минералам; а также режим питания [1–3].

Факторы социальной среды. По мнению ряда исследователей [27, 28], немаловажное значение имеют социально-психологические особенности организации бытовых условий для работников вахтовых форм труда. Одна из таких особенностей – избыток свободного времени на вахте (при вахтовом режиме 8 ч через 16 ч или 12 ч через 12 ч), а следовательно, повышенные требования к уровню досуга. Оторванность от культурных центров, от семьи затрудняет организацию полноценного отдыха, что в свою очередь вызывает неудовлетворенность работой.

Список литературы

1. Хаснулин В.И. Введение в полярную медицину / В.И. Хаснулин. – Новосибирск, 1998. – 337 с.
2. Березин Ф.В. Психическая и психофизиологическая адаптация человека / Ф.В. Березин. – Л., 1988. – 260 с.
3. Воронин В.М. Основы биологической и медицинской климатологии / В.М. Воронин. – М.: Медицина, 1981. – 352 с.
4. Деряпа Н.Р. Биогеофизические аспекты адаптации человека на Крайнем Севере / Н.Р. Деряпа, А.В. Трофимов // Климат и здоровье человека: труды Международного симпозиума ВМО/ВОЗ/ЮНЕП, Ленинград, 22–26 сентября, 1986. – Л.: Гидрометеиздат, 1988. – Т. 2. – С. 59–61.

Эндогенные факторы. На здоровье человека существенное влияние оказывают различные эндогенные факторы, определяющие его состояние. Взаимодействуя между собой, эти факторы обуславливают качественные и количественные характеристики экономического ресурса здоровья [13].

По экспертной оценке Всемирной организации здравоохранения, состояние здоровья каждого человека зависит от четырех факторов: заложенной в организм генной программы – на 20 %, экологии – на 20 %, медицинского сервиса – на 10 %, образа жизни – на 50 %. Таким образом, восприимчивость человеком вредных факторов экологии на 20 % зависит от генной программы развития организма. Негативное влияние вредных факторов на персонал арктических предприятий отличается для каждого индивидуума, что не учитывается санитарными нормами. Профессиональные заболевания могут проявиться даже при работе специалиста при допустимых условиях труда (класс 2 по гигиеническим критериям¹). Развитию профессиональных заболеваний способствуют изменения условий труда, проживания и быта.

Выводы

1. Климат Арктики и Субарктики в медицинском отношении может быть охарактеризован как резко дискомфортный для человека: резкая недостаточность ультрафиолетовой радиации (световое голодание), полярное сияние, магнитные возмущения, магнитные бури и т. п.
2. Дополнительное негативное влияние на здоровье и долголетие персонала оказывают условия труда, относящиеся к классам вредности 3.2, 3.3 и 3.4.
3. Здоровье и долголетие персонала в арктических условиях на 20 % определяются заложенной генной программой развития организма.

5. Терехов А.Л. Анализ результатов экспертизы неустраняемости вредных производственных факторов на рабочих местах ОАО «Газпром» / А.Л. Терехов, С.В. Щелочкин, А.Б. Каширин // Газовая промышленность. – 2012. – № 9. – С. 81–83.
6. Терехов А.Л. Создание здоровых и безопасных условий труда при работе на добычных нефтегазовых платформах арктического шельфа / А.Л. Терехов, С. Сохил // Газовая промышленность. – 2011. – № 11. – С. 92–96.
7. Баренц-2020. Оценка международных стандартов для безопасной разведки, добычи и транспортировки нефти и газа в Баренцевом море: отчет. – https://www.tksneftgaz.ru/fileadmin/f/activity/barents2020/fourth_stage/Barents_2020_report_phase_3_RUS.pdf.
8. Терехов А.Л. Повышение безопасности труда на предприятиях ПАО «Газпром» (буровые установки в Арктике) / А.Л. Терехов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 1 (29): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 196–204.
9. Терехов А.Л. Повышение безопасности труда на предприятиях ПАО «Газпром» (компрессорные станции) / А.Л. Терехов // Вести газовой науки: Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 1 (29). – С. 187–195.
10. Дроздов В.В. Общая экология / В.В. Дроздов. – СПб.: РГГМУ, 2011. – 412 с.
11. Богучарсков В.Т. История географии: учеб. пособие / В.Т. Богучарсков. – Саратов: Вузовское образование, 2017. – 522 с.
12. Алексеев И.Н. Методика расчета интегрального показателя индивидуального риска / И.Н. Алексеев, А.Л. Терехов // Территория нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 20–26.
13. Киселева Л.С. Факторы, формирующие здоровье населения: сущности и типология / Л.С. Киселева // Международный журнал экспериментального образования. – 2015. – № 8. – С. 17–20.
14. Авцын А.П. Патология человека на Севере / А.П. Авцын, А.А. Жаворонков, А.Г. Марачев и др. – М.: Медицина, 1985. – 415 с.
15. Ревич Б.А. Климатические изменения и здоровье населения российской Арктики / Б.А. Ревич // Экологическое планирование и управление. – 2008. – № 3–4 (8–9). – С. 109–121.
16. Андреев О.П. Охрана здоровья человека на Севере / О.П. Андреев, С.В. Охотников, В.И. Хаснулин и др. – Ямбург, 2003. – 102 с.
17. Бочаров М.Е. Электрические процессы внутри организма / М.Е. Бочаров. – Волгоград, 2008–2010. – 91 с.
18. Хинталь Т.В. Йододефицитные заболевания: актуальность проблемы и лечения в РФ / Т.В. Хинталь // Terra Medica Nova. – 2010. – № 1. – С. 25–28. – http://propionix.ru/f/defitsit_yoda_i_yoddefitsitnyye_zabolevaniya_aktualnost_problemy_profilaktiki_i_lecheniya_v_rossiyskoy_federatsii.pdf?ysclid=17ei3xlleb838286530
19. Манойлов В.Е. Электричество и человек / В.Е. Манойлов. – Л.: Энергоиздат, 1982. – 152 с.
20. Манойлов В.Е. Основы электробезопасности / В.Е. Манойлов. – Л.: Энергоатомиздат, 1991. – 479 с.
21. Хазиев Р.Р. Влияние электрического тока на человека / Р.Р. Хазиев // Современные наукоемкие технологии. – 2014. – № 5–1. – С. 236–237.
22. Райцелис И.В. Профессиональная тугоухость у рабочих газоперерабатывающего производства / И.В. Райцелис // Гигиена и санитария. – 2009. – № 4. – С. 39–40.
23. Пыстина Н.Б. Шум и инфразвук как вредные производственные факторы на предприятиях газовой промышленности / Н.Б. Пыстина, А.Л. Терехов, В.Н. Зинкин и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 1. – С. 68–71.
24. Перечень производств, профессий и работ с вредными и (или) опасными условиями труда организаций ОАО «Газпром», которые дают право производить оплату по повышенным тарифным ставкам или устанавливать доплаты работникам в зависимости от условий труда. – М.: ИРЦ Газпром, 2006.
25. Комкин А.И. Вибрация. Воздействие, нормирование и защита / А.И. Комкин // Безопасность жизнедеятельности. – 2004. – № 5: Приложение к журналу. – 47 с.
26. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учеб. в 2-х ч. / С.В. Белов. – М.: Юрайт, 2020. – Ч. 1. – 350 с.
27. Белых С.Л. Ментальные репрезентации вахты как фактор профессиональной адаптации персонала / С.Л. Белых, Н.Н. Симонова, Я.А. Корнеева и др. // Психологический журнал. – 2016. – Т. 37. – № 5. – С. 32–44.
28. Тюлюбаева Т.О. Модель психологической безопасности работников нефтегазодобывающих компаний при вахтовой организации труда в условиях Арктики / Т.О. Тюлюбаева, Я.А. Корнеева, Н.Н. Симонова // Психология и психотехника. – 2016. – № 5 (92). – С. 457–467.

Improvement of labor safety. Studying dangerous and harmful factors at gas-producing and gas-transporting facilities offshore the Arctic

A.L. Terekhov^{1*}, I.I. Terekhov², A.M. Sementsev¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² I.M. Sechenov First Moscow State Medical University, Block 2, Bld. 8, Trubetskaya street, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: A_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. To do a job while constructing wells and operating offshore gas-production platforms, as well as construction and application of the transport facilities in the Arctic region, the involvement of the qualified personnel is needed, as it can't be trained from the few locals. To improve labor safety and think over the health maintenance measures concerning the non-local staff in the extreme conditions of the Arctic, authors have studied the related dangerous and harmful factors.

This article summarizes, systemizes and ranges the known work-related factors according to their impact to the man's health. There are descriptions of each harmful factor affecting the members and the apparatuses of a human body. Authors state that against the influence of the adverse environment the risk of professional injuries, man-made accidents and occupational diseases grows. This material synergizes the results of the international Barents 2020 project and other valid scientific data. This work will be obviously interesting in context of labor safety improvement for routine and emergency situations.

Keywords: labor conditions, Arctic continental shelf, drilling, development, production and transportation of natural gas, dangerous and harmful work-related factors.

References

1. KHASNULIN, V.I. *Introduction to Arctic medicine* [Vvedeniye v polyanuyu meditsiny]. Novosibirsk, 1998. (Russ.).
2. BEREZIN, F.V. *Mental and psychophysiological adaptation of a human being* [Psikhicheskaya i psikhofiziologicheskaya adaptatsiya cheloveka]. Leningrad, 1988. (Russ.).
3. VORONIN, V.M. *Principles of biological and medical climatology* [Osnovy biologicheskoy i meditsinskoy klimatologii]. Moscow: Meditsina, 1981. (Russ.).
4. DERYAPA, N.R., A.V. TROFIMOV. Biogeophysical aspects of human adaptation at the Extreme North [Biogeofizicheskiye aspekty adaptatsii cheloveka na Kraynem Severe]. In: *Climate and human health: proc. of the international symposium*, 22–26 September 1986. Leningrad: Gidrometeoizdat, 1988, vol. 2, pp. 59–61. (Russ.).
5. TEREKHOV, A.L., S.V. SHCHEPOCHKIN, A.B. KASHIRIN. Analyzing results of the expert study of industrial health hazards irremediableness in the Gazprom's working environment [Analiz rezultatov ekspertizy neustranimosti vrednykh proizvodstvennykh faktorov na rabochikh mestakh OAO "Gazprom"]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2012, no. 9, pp. 81–83, ISSN 0016-5581. (Russ.).
6. TEREKHOV, A.L., S. Sohil. Creation of healthy and safe labor conditions for working at production oil-gas Arctic offshore platforms [Sozdaniye zdorovykh i bezopasnykh usloviy truda pri rabote na dobychnykh neftegazovykh platformakh arkticheskogo shelfa]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2011, no. 11, pp. 92–96. ISSN 0016-5581. (Russ.).
7. Barents 2020. Assessment of international standards for safe exploration, production and transportation of oil and gas in the Barents sea]: report. – https://www.tksneftegaz.ru/fileadmin/f/activity/barents2020/fourth_stage/Barents_2020_report_phase_3_ENG.pdf.
8. TEREKHOV, A.L. Improvement of labor safety at the enterprises of Gazprom PJSC (Arctic drilling rigs) [Povysheniye bezopasnosti truda na predpriyatiyakh PAO "Gazprom" (burovyeye ustanovki v Arktike)]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 1 (29): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 196–204. ISSN 2306-8949. (Russ.).
9. TEREKHOV, A.L. Improvement of labor safety at the enterprises of Gazprom PJSC (compressor stations) [Povysheniye bezopasnosti truda na predpriyatiyakh PAO "Gazprom" (kompessornyye stantsii)]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 1 (29): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 187–195. ISSN 2306-8949. (Russ.).
10. DROZDOV, V.V. *General ecology* [Obshchaya ekologiya]. St. Petersburg: Russian State Hydrometeorological University, 2011. (Russ.).
11. BOGUCHARSKOV, V.T. *History of geography* [Istoriya geografii]. Saratov, Russia: Vuzovskoye obrazovaniye, 2017. (Russ.).

12. ALEKSEYEV, I.N., A.L. TEREKHOV. Technique for calculating an integral indicator of individual risk [Metodika rsheta integralnogo pokazatelya individualnogo riska]. *Territoriya Neftegaz*. 2019, no. 3, pp. 20–26. ISSN 2072-2745. (Russ.).
13. KISELEVA, L.S. Factors forming health of population – essence and typology [Faktory, formiruyushchiye zdorovye naseleniya: sushchnost i tipologiya]. *Mezhdunarodnyy Zhurnal Eksperimentalnogo Obrazovaniya*, 2015, no. 8, pp. 17–20, ISSN 2618-7159. (Russ.).
14. AVTSYN, A.P., A.A. ZHAVORONKOV, A.G. MARACHEV, et al. *Pathobiology of human being at the North* [Patologiya cheloveka na Severe]. Moscow: Meditsina, 1985. (Russ.).
15. REVICH, B.A. Climatic changes and health of population at Russian Arctic [Klimaticheskiye izmeneniya i zdorovye naseleniya rossiyskoy Arktiki]. *Ekologicheskoye Planirovaniya i Upravleniye*, 2008, no. 3–4 (8–9), pp. 109–121, ISSN 1991-9344. (Russ.).
16. ANDREYEV, O.P., S.V. OKHOTNIKOV, V.I. KHASNULIN, et al. Man's health protection at the North [Okhrana zdorovya cheloveka na Severe]. Yamburg, Russia, 2003. (Russ.).
17. BOCHAROV, M.Ye. *Electric processes inside a body* [Elektricheskiye protsessy vnutri organizma]. Volgograd, 2008–2010. (Russ.).
18. KHINTAL, T.V. Iodine Deficiency Disorders: topicality of problem and treatment in Russian Federation [Yododefitsitnyye zabolevaniya: aktualnost problemy i lecheniya v RF]. *Terra Medica Nova*, 2010, no. 1, pp. 25–28, ISSN 0868-7161. (Russ.). Available from: http://propionix.ru/f/defitsit_yoda_i_yoddefitsitnyye_zabolevaniya_aktualnost_problemy_profilaktiki_i_lecheniya_v_rossiyskoy_federatsii.pdf?ysclid=17ei3xlleb838286530
19. MANOYLOV, V.Ye. *Electricity and a human being* [Elektrichestvo i chelovek]. Leningrad, USSR: Energoizdat, 1982. (Russ.).
20. MANOYLOV, V.Ye. *Basics of electric safety* [Osnovy elektrobezopasnosti]. Leningrad, USSR: Energoatomizdat, 1991. (Russ.).
21. KHAZIYEV, R.R. Effect of electric current on a man [Vliyaniye elektricheskogo toka na cheloveka]. *Sovremennyye Naukoemykiye Tekhnologii*, 2014, no. 5–1, pp. 236–237, ISSN 1812-7320. (Russ.).
22. RAYTSELIS, I.V. Professional bradyacuasia of workers at gas-processing works [Professionalnaya tugoukhost u rabochikh gazopererabatyvayushchego proizvodstva]. *Gigiyena i Sanitariya*, 2009, no. 4, pp. 39–40, ISSN 0016-9900. (Russ.).
23. PYSTINA, N.B., A.L. TEREKHOV, V.N. ZINKIN, et al. Noise and infrasound as harmful production factors at gas industrial enterprises [Shum i infrazvuk kak vrednyye proizvodstvennyye factory na predpriyatiyakh gazovoy promyshlennosti]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2012, no. 1, pp. 68–71, ISSN 0016-5581. (Russ.).
24. *List of plants, professions and works with harmful and (or) dangerous labor conditions at the Gazprom OJSC enterprises, which entitle making payments according to penalty rates or fixing extra charges depending on labor conditions* [Perechen proizvodstv, professiy i rabot s vrednymi i (ili) opasnymi usloviyami truda orgaizatsiy OAO “Gazprom”, kotoryye dayut parvo proizvodit oplatu po povyshennym tarifnym stavkam ili ustanavlivat doplaty rabotnikam v zavisimosti ot usloviy truda]. Moscow: IRTs Gazprom, 2006. (Russ.).
25. KOMKIN, A.I. Vibration. Effect, standardization and protection [Vibratsiya. Vozdeystviye, normirovaniye i zashchita]. *Bezopasnost Zhiznedeyatelnosti*, 2004, no. 5: supplement, ISSN 1684-6435. (Russ.).
26. BELOV, S.V. *Emergency response and environmental protection (technosphere safety)* [Bezopasnost zhiznedeyatelnosti i zashchita okruzhayushchey sredy (tekhnosfernaya bezopasnost)]. Moscow: Yurayt, 2020, pt. 1. (Russ.).
27. BELYKH, S.L., N.N. SIMONOVA, Ya.A. KORNEYEVA, et al. Mental representations of a rotation shift as a factor of staff professional adaptation [Mentalnyye reprezentatsii vakhty kak faktor professionalnoy adaptatsii personala]. *Psikhologicheskyy Zhurnal*, 2016, vol. 37, no. 5, pp. 32–44, ISSN 0205-9592. (Russ.).
28. TUYLYUBAYEVA, T.O., Ya.A. KORNEYEVA, N.N. SIMONOVA. Model of psychological safety for employees of oil-gas-production companies using rotation shift scheme of labor organization in the Arctic [Model psikhologicheskoy bezopasnosti rabotnikov neftegazodobyvayushchikh kompaniy pri vakhtovoy organizatsii truda v usloviyakh Arktiki]. *Psikhologiya i Psikhotehnika*, 2016, no. 5 (92), pp. 457–467, ISSN 2070-8955. (Russ.).

УДК 628.517

Повышение безопасности труда и долголетия персонала при работе в экстремальных условиях Крайнего Севера. Разработка месторождений и транспортировка природного газа

А.Л. Терехов^{1*}, И.И. Терехов², А.М. Семенцев¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537 пр-зд. 15, стр. 1

² Первый Московский государственный медицинский университет им. И.М. Сеченова Минздрава России, Российская Федерация, 119991, г. Москва, ул. Трубецкая, д. 8, стр. 2

* E-mail: A_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В статье на основании изученных, обобщенных и ранжированных по степени воздействия на организм человека вредных и опасных факторов условий труда и проживания в районах Крайнего Севера с учетом интегральной оценки условий труда предлагаются меры и мероприятия по повышению безопасности труда и долголетия персонала. Установлено, что перечисленные выше цели могут быть достигнуты не только за счет внедрения затратных в северных условиях технических решений, но и путем внедрения превентивных мер и мероприятий экстремальной медицины. По данным Всемирной организации здравоохранения, только 20 % жизненного потенциала человека определяются условиями труда и проживания, а остальные 80 % определяются здоровым образом жизни, состоянием медицинской помощи и генной программой развития организма. В статье рассматривается возможность сохранения здоровья, работоспособности и долголетия при работе человека в суровых условиях Арктики путем легко выполнимых технических мероприятий, ускорения адаптации персонала, пропаганды здорового образа жизни, организации медицинского профессионального отбора. С учетом генной программы развития организма человека предлагаются организационно-технические и медицинские методы снижения воздействия неблагоприятных факторов на организм и мероприятия превентивного лечения профессиональных заболеваний на начальных стадиях. В данной статье также обобщены результаты работ, выполненных в рамках международного проекта «Баренц 2020», и полученные рекомендации.

Ключевые слова: условия труда, арктический шельф, бурение, добыча и транспорт природного газа, сохранение здоровья пришлого персонала, превентивные меры и мероприятия, лечение профессиональных заболеваний.

Необходимость освоения и разработки новых месторождений, а также строительства предприятий транспортировки природного газа в суровых условиях Арктики обусловлена истощением месторождений в обжитых районах средней полосы России. Несмотря на техническую сложность строительства и эксплуатации предприятий и проблемы сохранения здоровья пришлого населения, которое не приспособлено к негативным факторам условий труда и проживания в северных районах, количество объектов ПАО «Газпром» в необжитых районах Севера неуклонно возрастает. В соответствии с требованиями Трудового кодекса РФ (см. ст. 219) работодатель обязан обеспечить здоровые и безопасные условия труда всех работающих сотрудников. В этой связи разработка мер и мероприятий по сохранению здоровья и продлению долголетия персонала является актуальной.

Решение проблемы сохранения здоровья переселенных специалистов возможно двумя путями:

- снижением негативного влияния вредных производственных факторов известными строительными и организационно-техническими мероприятиями [1–5];
- методами экстремальной медицины.

Строительство коллективных средств защиты персонала от вредных производственных факторов является технически сложным и затратным, что обусловлено удаленностью и труднодоступностью северных территорий, длительными сроками внедрения, высокой стоимостью рабочей силы, нестабильностью свойств конструктивных материалов при низких температурах, коротким сроком эксплуатации месторождений

газа и другими факторами. Поэтому сохранение здоровья персонала методами экстремальной медицины, менее затратными и быстро внедряемыми, предпочтительнее и экономически целесообразнее. При этом не следует пренебрегать легко выполнимыми организационно-техническими мероприятиями.

В отраслевой литературе мероприятия по внедрению коллективных средств защиты в зоне арктического шельфа достаточно освещены [2–5]. Статья, посвященная мероприятиям экстремальной медицины с учетом особенностей генной программы развития организма человека, публикуется впервые.

Мероприятия по сохранению здоровья и повышению продолжительности жизни

По экспертной оценке Всемирной организации здравоохранения, состояние здоровья каждого человека зависит от четырех факторов: заложенной в организм генной программы – на 20 %, экологии – на 20 %, медицинского сервиса – на 10 %, образа жизни – на 50 % [6]. Таким образом, внедрение строительных и технических затратных мероприятий обеспечит сохранение здоровья персонала только на 20 %.

Пришлого население Крайнего Севера трудится и проживает в условиях большого комплекса неблагоприятных экзогенных факторов. Под влиянием неблагоприятных факторов у человека развиваются психические расстройства и соматические заболевания, особенности развития которых зависят от генотипа. Основное и подавляющее совокупное влияние на состояние здоровья человека (80 %) оказывают заложенная генная программа организма, медицинский сервис и образ жизни. Внедрение мероприятий по снижению влияния перечисленных выше факторов позволит с вполне допустимыми затратами улучшить здоровье персонала и продлить длительность трудовых контрактов пришкольного населения.

Мероприятия по сохранению здоровья персонала удобно разделить на технически выполнимые и технически трудновыполнимые в условиях добычи и транспорта природного газа на Крайнем Севере.

Технически выполнимыми мероприятиями являются:

- снижение вероятности поражения механическими факторами условий труда;
- снижение негативного воздействия статического электричества;

- снижение опасности поражения электрическим током;
- оптимизация геохимических условий местности;
- оздоровление воздушной среды, в том числе и методом йодизации воздуха;
- внедрение перспективных и сертифицированных средств индивидуальной защиты;
- улучшение профессионального отбора персонала с учетом генной программы организма;
- улучшение качества и сбалансированности питания;
- сертификация продуктов питания с учетом условий труда на Крайнем Севере;
- нормализация ультрафиолетового облучения.

Технически трудновыполнимые и невыполнимые мероприятия:

- внедрение коллективных средств защиты персонала;
- защита персонала от низких температур воздуха на открытых площадках обслуживания;
- нормализация солнечного света и нарушений смены дня и ночи;
- нормализация измененного геомагнитного поля Земли, магнитных бурь.

Технически выполнимые мероприятия

Снижение вероятности поражения механическими факторами условий труда предусматривает предупреждение появления скользких поверхностей пола путем удаления льда и снега, устранения некачественного освещения, захламленности, складирования предметов на высоте более 1,5 м, строгое выполнение инструкций по безопасному проведению работ [2, 3].

Снижение негативного влияния статического электричества обеспечивается выполнением требований государственного стандарта показателя напряженности электростатических полей¹. Его максимально допустимый уровень 60 кВ/(м·ч). Известны два основных способа борьбы с проявлениями статического электричества: снижение возможности образования (1) и устранение накопления (2) электростатических зарядов. Для устранения возникновения статических зарядов производится увлажнение воздуха в помещениях, уменьшается трение деталей механизмов их шлифовкой и смазкой.

¹ См.: ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни: ГОСТ 12.1.045-84.

Устранение накопление электростатических зарядов достигается применением специальной одежды, изготовленной из ткани с металлическими нитями и заземлением оборудования. При контакте с легко воспламеняемыми жидкостями применяются изделия из меди. При всех технологических операциях в пожаро- и взрывоопасных средах, где возможны проявления статического электричества, необходимы строгое выполнение правил и инструкций по безопасному проведению работ, а также проведение обучения и инструктажей.

В качестве профилактики воздействия статического электричества следует применять превентивные защитные меры: специальную одежду (штаны и куртка), обувь с подошвой, обеспечивающей изоляцию, перчатки, браслеты для снятия диэлектрического напряжения [7].

Нарушения перечисленных правил приводят к авариям и гибели персонала. Так, на объекте ООО «Газпром добыча Ямбург» при выполнении технологической операции по отбору пробы газового конденсата из крупного резервуара произошел взрыв, в результате которого погибли два сотрудника. При производстве работы имели место два неблагоприятных фактора: отбор пробы производился при низкой температуре воздуха и при низкой его влажности. В нарушение инструкции по безопасному производству работ сотрудники были одеты не в специальную одежду из антистатической ткани, а в обычные телогрейки.

Снижение вероятности поражения электрическим током достигается устройством заземления оборудования, применением защитных устройств при эксплуатации ручного инструмента, строгим выполнением инструкций по безопасному проведению работ, применением сертифицированных средств индивидуальной защиты (СИЗ) [8].

Оптимизация геохимических условий местности обеспечивается поставками чистой питьевой воды с необходимыми минеральными добавками, специальной очисткой технической воды, сертификацией продуктов питания, поставками достаточного количества овощей и фруктов.

Одним из гигиенических критериев безопасности условий труда² является создание

безопасной воздушной среды. Благоприятная для здоровья воздушная среда должна отвечать следующим требованиям [5, 6]:

- достаточному процентному содержанию кислорода в воздухе, запыленности и загазованности воздуха в пределах допустимого по гигиеническим критериям класса 2;
- температуре воздуха в соответствии с категорией труда по затратам физической энергии;
- допустимой относительной влажности воздуха;
- допустимой скорости ветра;
- отсутствию потоков тепловой и лучистой энергии, превышающих допустимую интенсивность.

Среди перечисленных требований отсутствует требование к коэффициенту униполярности, исключенное из старой редакции гигиенических критериев ввиду сложности выполнения этого требования в рабочих зонах предприятий в современных крупных городах. Однако установлено³, что для создания здоровых условий труда коэффициент униполярности должен быть в пределах от 0,4 до 1,0. В литературе подробно рассмотрено влияние коэффициента униполярности на здоровье человека, в том числе негативное действие положительных ионов при нахождении человека в замкнутом непроветриваемом помещении и стимулирующее воздействие отрицательных ионов [9].

Важную роль в сохранении здоровья работников играет оздоровление воздушной среды методом йодизации воздуха. При выполнении работ в условиях Крайнего Севера человек потребляет значительное количество воздуха. При этом воздух не обогащается минералами, так как не разработаны технологии, позволяющие сделать воздух еще и полезным для здоровья.

В природе только один уникальный минерал – йод – влияет на качество жизни и долголетие человека, участвует во многих биологических процессах и является природным док- тором. Йод входит в состав так называемых тиреоидных гормонов, вырабатываемых щитовидной железой, – тироксина и трийодтиронина, повышающих стабильность и клеточное обновление организма. Именно йод влияет

² См.: Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда: Р 2.2.2006-05. – М.: Роспотребнадзор, 2005.

³ См.: Гигиенические требования к аэрионному составу воздуха: СанПин 2.2.4.1294.03. – М.: Минздрав, 2003.

на такие показатели функциональности организма, как работоспособность, мозговая и физическая активность, иммунитет, IQ, гормональная активность, половые функции, психологическая устойчивость.

Поскольку у большого количества населения районов Крайнего Севера наблюдаются нарушения работы щитовидной железы, необходимо восполнять нехватку йода в организме. Можно принимать йод в капсулах, посещать солярий, употреблять продукты, богатые йодом: печень трески, морскую капусту. Тем не менее единственным легко доступным продуктом в арктических регионах является йодированная соль, однако в результате длительной транспортировки йод из соли улетучивается и ее применение становится бесполезным. Поэтому особую актуальность имеет обеспечение йодом персонала предприятий Крайнего Севера. Для этого разработан йодогенератор «Аэройод» [10]. Эксплуатация генератора в производственных и жилых помещениях повышает работоспособность человека, восстанавливает силы, выносливость, внимание, восприятие, оперативность, память, настраивает гормональный обмен, улучшает психологическую устойчивость. Все это сказывается на качестве и скорости выполнения работ, что приводит к общему повышению работоспособности на производствах.

Кроме того, установлено, что йод является дезинфицирующим средством. Дезинфекция помещений снизит уровень распространения инфекций совместно с повышением иммунитета, позволит не допустить быстрого распространения заражений и даст время медперсоналу для применения защитных мер, что имеет особенное значение в условиях пандемии COVID-19.

В целях предупреждения ультрафиолетовой недостаточности устраивают солярии, а в зимнее время фотарии, которые организуются в лечебно-профилактических оздоровительных учреждениях. Для профилактики ультрафиолетовой недостаточности, помимо солнцелечения (гелиотерапии) большую роль играет применение искусственных источников излучения – ртутно-кварцевых или эритемных увиолевых ламп. В установках длительного действия обычное искусственное освещение обогащается ультрафиолетовым излучением при помощи специальных эритемных увиолевых ламп. Люди во время пребывания

в производственном помещении подвергаются ультрафиолетовому облучению небольшой интенсивности. В качестве профилактики применяют витамин D в период полярной ночи.

Для предотвращения избытка ультрафиолета в период полярного дня следует защищать от солнца открытые участки тела спецодеждой, пользоваться специальными сертифицированными кремами. Офтальмологи советуют в теплое время года носить солнечные очки и не смотреть на солнце подолгу [11].

Питание должно быть регулярным и сбалансированным по составу пищевых компонентов – белков, жиров, углеводов, воды, витаминов и минеральных веществ. Рацион питания следует сделать разнообразным. Обязательно в рационе должны присутствовать свежая рыба и мясо. Также помимо овощей и фруктов рекомендуется употреблять замороженные северные ягоды, например клюкву, чернику [12]. Целесообразно сертифицировать рацион питания персонала предприятий Крайнего Севера с учетом потребностей организма в калориях и витаминах.

Для предотвращения обморожений и переохлаждений время работы в открытых рабочих зонах должно рассчитываться в зависимости от метеоусловий [3]. На предприятиях ПАО «Газпром» возможно применение только сертифицированных видов СИЗ: для защиты от низких температур – арктические варианты зимних курток, штанов, специальной обуви, сертифицированное термобелье; для защиты от интенсивного шума – противошумы (антифоны); СИЗ для защиты от вибрации ручного инструмента; СИЗ для защиты от поражения электрическим током и статическим электричеством. Специальная обувь должна быть на размер больше, чтобы в нее поместились теплые стельки и толстые шерстяные носки. Необходимо снять перед выходом на мороз металлические украшения. Защитные свойства СИЗ определяются исходя из условий труда [3, 13].

При переезде в условия Крайнего Севера у людей обычно развивается комплекс нарушений высшей нервной деятельности, функций дыхания, кровообращения, механизмов адаптации, совокупность которых составляет синдром полярного напряжения. Развитие этого синдрома обусловлено переохлаждением организма, дефицитом ультрафиолетового излучения, а также влиянием магнитных бурь

вследствие близости на высоких широтах магнитного полюса Земли.

При акклиматизации привычный уровень подвижного равновесия организма с внешней средой, сложившийся в определенных климатических условиях постоянного жительства, перестраивается, и постепенно, в различные сроки, вновь устанавливается более или менее устойчивое равновесие. Реакции акклиматизации регулируются рефлекторным и нейрогуморальными путями. Физико-географическая среда действует на организм человека всей совокупностью сложных сочетаний метеорологических факторов, их непрерывной динамикой, изменениями погоды [11, 12, 14].

У людей, которые особенно чувствительны к перемене климата (ослабленные, больные), могут происходить «срывы»:

- нарушается физиологическая адаптация;
- появляются различные недомогания (вялость, разбитость, головные боли), нервные, сердечно-сосудистые расстройства и пр.;
- могут обостряться хронические заболевания – гипертоническая болезнь, стенокардия, туберкулез, ревматизм.

Для обеспечения нормальной акклиматизации большое значение имеет предварительный медицинский отбор на основе разработанного списка заболеваний, являющихся противопоказаниями для пребывания больного в тех или иных климатических условиях.

Рекомендации по сохранению здоровья и лечению персонала на начальных стадиях

Для работы в суровых условиях Крайнего Севера все соискатели рабочих мест должны пройти обязательный профессиональный отбор. Помимо медицинского обследования соискателям необходимо пройти исследования их генной программы. В настоящее время такой методики не разработано. Создание методики начато главным научным сотрудником института биохимии РАН А.Г. Малыгиным [15–17]. Состояние здоровья пришлого населения Севера в 20 % случаев определяется их генной программой. Установлено, что восприятие влияния неблагоприятных факторов окружающей среды зависит от заложенной программы развития организма на генном уровне. В результате профессиональное заболевание может проявиться даже при работе при допустимых условиях труда по классу 2 гигиенических

критериев³. Кроме того, генной программой предопределены пики рисков повышенной смертности при прохождении человеком его жизненного цикла развития. В определенные программой периоды жизни человек может неожиданно умереть даже при незначительных физических нагрузках и слабом воздействии негативных факторов условий труда.

Медицинский отбор, здоровый образ жизни и медицинское обслуживание на 80 % гарантируют трудоспособность и долголетие человека.

В периоды, когда большая часть дня лишена солнечного света, рекомендуется придерживаться режима дня: засыпать и просыпаться в определенное время, ложиться спать следует не позднее 22:00, сон должен длиться 8...9 ч. Также следует соблюдать режим питания, рассмотренный ранее.

Необходимо вести подвижный образ жизни. В день нужно проходить 8...10 тыс. шагов. Также необходимо выполнять утреннюю зарядку и гимнастику перед сном, так как при выполнении физических упражнений вырабатываются гормоны – андрогены, эстрогены, соматотропин, тироксин, адреналин, эндорфин и другие. Выработка этих гормонов способствует снятию эмоционального напряжения и улучшению психоэмоционального состояния и общего самочувствия организма. Необходимо восполнять нехватку йода в организме описанными ранее средствами.

В условиях полярного дня следует придерживаться режима дня и питания, вести активный образ жизни и также выполнять физические упражнения. Необходимо больше времени проводить на свежем воздухе. Для того чтобы не нарушать режим сна, следует затемнить помещение. Необходимо отказаться от вредных привычек.

Лечение персонала должно основываться на постоянном медицинском наблюдении человека, и в случае отклонения в состоянии его здоровья следует своевременно начинать лечение на ранних стадиях заболевания.

Для предотвращения развития шумовой болезни персонал должен применять СИЗ от шума [1] и ограничивать время воздействия шума (защита временем): при уровнях шума на производстве более 70 дБА продолжительность работы может составлять 8 ч в день, остальные 16 ч суток должны проходить в условиях тишины.

Лечение шумовой болезни возможно только на начальной стадии и должно быть комплексным (этиологическим, патогенетическим, симптоматическим) и индивидуальным с учетом степени тяжести тугоухости, формы неспецифических проявлений шумовой болезни, скорости развития болезни, наличия осложнений и сопутствующих заболеваний, возраста, пола, массы тела, типа высшей нервной деятельности, акцентуации личности, материального состояния, образовательного и социального ценза, семейного статуса [18, 19].

В лечении специфических и неспецифических проявлений шумовой болезни упор делается на этиологическое (прекращение контакта с шумом) и патогенетическое лечение. Патогенетическое лечение специфического поражения от воздействия шума (профессиональной тугоухости) включает назначение больному:

- средств, избирательно улучшающих мозговую кровоток («Компламин», «Кавинтон», «Циннаризин», «Теоникол», «Стугерон» и др.);
- метаболитов нервной ткани (глутаминовая кислота, «Липоцеребрин», «Церебролизин», «Аминасол», «Пирацетам», «Ноотропил», глюкоза, йодсодержащие препараты – «Панагин» и др.);
- витаминотерапии (витамины группы В, витамин С);
- биогенных стимуляторов (стекловидное тело, экстракт плаценты, «Продигизан», «Гумизоль» и др.);
- адаптогенов (элеутерококк, китайский лимонник, женьшень, пантокрин, апилак и др.).

Симптоматическое лечение направлено на устранение шума, писка, звона в ушах. Консервативными методами лечения профессиональной тугоухости возможно добиться некоторого улучшения слуха или стабилизации процесса. Полного восстановления слуха добиться нельзя. Хирургическому лечению профессиональная тугоухость не подлежит.

Лечение неспецифических проявлений длительного воздействия интенсивного производственного шума на нервную, сердечно-сосудистую, пищеварительную, эндокринную и другие системы также должно быть индивидуальным и комплексным с учетом пораженного органа или системы. Лечение направлено на восстановление или частичное улучшение обменных процессов через использование средств, избирательно улучшающих кровоток

в данном органе, метаболитов этого органа или ткани, витаминотерапии, биогенных стимуляторов, адаптогенов, репаративов, протекторов и других препаратов.

Свою специфику имеет лечение вибрационной болезни [17, 19]. Полное выздоровление возможно только на начальной стадии заболевания. Больному в первую очередь нужно перестать работать в условиях вибрации. Назначаются следующие препараты (в каждом конкретном случае врач подбирает индивидуальную схему терапии):

- спазмолитические средства – «Дротаверин» («Но-шпа»), «Папаверин», «Бенциклан» («Галидор»);
- вазоактивные средства (корректоры микроциркуляции) – «Пентоксифиллин» и никотиновая кислота;
- нейрометаболические препараты – неостигмина метилсульфат («Прозерин»), витамины группы В (тиамина хлорид, пиридоксина гидрохлорид, цианокобаламин);
- антигипоксанты и антиоксиданты – альфа-липоевая кислота («Берлитион») и «Актовегин»;
- хондропротекторы – глюкозамин;
- нестероидные противовоспалительные средства – например «Диклофенак» и «Мелоксикам»;
- препараты для снижения боли – антидепрессанты («Амитриптилин»), центральные («Габапентин») и опиоидные анальгетики («Трамал»). Наркотические обезболивающие могут вызвать привыкание, поэтому их принимают коротким курсом и под контролем врача;
- миорелаксанты – толперизон гидрохлорид («Мидокалм»).

При лечении необходимо вести активный образ жизни: регулярно гулять и плавать в бассейне. Необходимо проходить санаторно-курортное лечение с принятием специальных процедур: электрофореза с новокаином на воротниковую зону или кисти; ультравысокочастотной терапии; общих, 4-камерных, ручных и ножных ванн; лазеротерапии при спазме сосудов пальцев рук; массажа рук, ног и шейно-воротниковой зоны; лечебной физкультуры. Следует также правильно питаться.

Для предотвращения обморожений и переохлаждений время работы в открытых рабочих зонах должно рассчитываться в зависимости от метеоусловий [3]. Рекомендуется использовать сертифицированные виды СИЗ для

защиты от низких температур. Рекомендуется плотно поесть, пища должна быть калорийной для обеспечения организма энергией. Нельзя смазывать лицо и руки обычными увлажняющими кремами, существуют специальные сертифицированные защитные составы для нанесения на кожу перед выходом на мороз. На морозе нужно все время двигаться, отворачиваться от ветра, а при первой возможности – заходить в помещения обогрева.

Для профилактики проявления метеозависимости в условиях магнитных бурь необходимо вести здоровый образ жизни, высыпаться, доставлять себе удовольствия, плавать в бассейне, меньше смотреть телевизор (один из лидирующих факторов стресса).

Освоение месторождений природного газа в районах Крайнего Севера возможно без трудозатратных внедрений по улучшению условий труда. Сохранение здоровья и долголетие персонала возможны при внедрении мероприятий, связанных с улучшением условий труда непосредственно на рабочем месте, а также повышением требований к профессиональному отбору персонала с учетом генной программы организма, улучшением качества и сбалансированности питания, сертификацией продуктов питания с учетом условий труда на Крайнем Севере.

На начальной стадии профессиональных заболеваний возможно восстановить трудоспособность человека.

Список литературы

1. Терехов А.Л. Современные методы снижения шума ГПА / А.Л. Терехов, М.Н. Дробаха; под ред. Р.О. Самсонова. – СПб., 2008. – 368 с.
2. Терехов А.Л. Создание здоровых и безопасных условий труда при работе на добычных нефтегазовых платформах Арктического шельфа / А.Л. Терехов, С. Сохил // Газовая промышленность. – 2011. – № 11. – С. 92–96.
3. Баренц-2020. Оценка международных стандартов для безопасной разведки, добычи и транспортировки нефти и газа в Баренцевом море: отчет. – https://www.tksneftegaz.ru/fileadmin/f/activity/barents2020/fourth_stage/Barents_2020_report_phase_3_RUS.pdf
4. Терехов А.Л. Повышение безопасности труда на предприятиях ПАО «Газпром» (буровые установки в Арктике) / А.Л. Терехов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 1 (29): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 196–204.
5. Терехов А.Л. Повышение безопасности труда на предприятиях ПАО «Газпром» (компрессорные станции) / А.Л. Терехов // Вести газовой науки: Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 1 (29). – С. 187–195.
6. Киселева Л.С. Факторы, формирующие здоровье населения: сущности и типология / Л.С. Киселева // Международный журнал экспериментального образования. – 2015. – № 8. – С. 17–20.
7. Манойлов В.Е. Электричество и человек / В.Е. Манойлов. – Л.: Энергоиздат, 1982. – 152 с.
8. Манойлов В.Е. Основы электробезопасности / В.Е. Манойлов. – Л.: Энергоатомиздат, 1991. – 479 с.
9. Курников А.С. Искусственная ионизация воздуха / А.С. Курников, А.С. Ширшин // Вестник ВГАВТ. – 2005. – № 13. – С. 82–97.
10. Патент № 2 740 999 С1 Российская Федерация, СПК, 05В 17/00 (2020.08); А61М 13/00 (2020.08). Генератор аэрозоля галогенида щелочного металла: № 2020121309; заявл. 26.06.2020; опубл. 22.01.2021 / М.А. Мозалевская, А.В. Федотова, Н.А. Першин. – <https://patenton.ru/patent/RU2740999C1>
11. Андреев О.П. Охрана здоровья человека на Севере / О.П. Андреев, С.В. Охотников, В.И. Хаснулин и др. – Ямбург, 2003. – 102 с.
12. Ревич Б.А. Климатические изменения и здоровье населения Российской Арктики // Экологическое планирование и управление. – 2008. – № 3–4 (8–9). – С. 109–121.
13. Семенов И.П. Средства индивидуальной защиты и санитарно-бытовое обеспечение работающих: методические рекомендации / И.П. Семенов, И.А. Кураш, В.П. Филонов. – Минск: Белорусский государственный медицинский университет, 2017. – 35 с.
14. Авцын А.П. Патология человека на Севере / А.П. Авцын, А.А. Жаворонков, А.Г. Марачев и др. – М.: Медицина, 1985. – 415 с.
15. Малыгин А.Г. Технологии для края снега и льда / А.Г. Малыгин // Химия и жизнь – XXI век. – 2009. – № 3. – С. 24–28.

16. Малыгин А.Г. Холодовые технологии как инструмент противодействия последствиям мирового экономического кризиса в России / А.Г. Малыгин // Экономика и предпринимательство. – 2009. – № 4 (9). – С. 52–66.
17. Малыгин А.Г. Экономический механизм депопуляции в индустриальных странах и в России / А.Г. Малыгин // Экономика и предпринимательство. – 2009. – № 6 (11). – С. 5–14.
18. Мухин Н.А. Профессиональные болезни: учеб. / Н.А. Мухин и др. – 2-е изд. – М.: ГЭОТАР-Медиа, 2016. – 512 с.
19. Козий С.С. Шум как вредный производственный фактор и защита от него / С.С. Козий, Т.Б. Козий. – Самара: Самарский государственный аэрокосмический университет, 2009. – 40 с.

Improving labor safety and longevity of personnel in conditions of the Extreme North. Development of fields and transport of natural gas

A.L. Terekhov^{1*}, I.I. Terekhov², A.M. Sementsev¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² I.M. Sechenov First Moscow State Medical University, Block 2, Bld. 8, Trubetskaya street, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: A_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Authors examined, synthesized and ranged according to an effect on human body the dangerous and harmful occupational factors in the Arctic Region. On these grounds and considering the integral assessment of the labor environment, they suggest few measures and arrangements able to improve labor safety and staff longevity. It is stated that the named goals could be reached not only implementing the expensive technical solutions, but thanks to preventive measures and the practices of the extreme medicine. According to WHO, only 20 % of the human's biotic potential are determined by the conditions of work and habitation, the rest 80 % are determined by a healthy lifestyle, a level of medical care and a genetic program of morphosis. This article examines the capabilities to preserve health, performance efficiency and longevity in the severe arctic environment thanks to the easy technical measures, quickening of staff adaptation, popularization of the healthy lifestyle, and arrangement of the medical professional selection. With respect to a genetic program of morphosis, authors suggest a list of special measures and medical practices which can reduce the unfavorable effects, as well as some methods of preventive treatment of the occupational diseases at initial stages. Besides, authors summarize the results and the recommendations of the international Barents-2000 project.

Keywords: labor environment, Arctic shelf, drilling, production and transport of natural gas, health preservation for non-locals, preventive measures and arrangements, treatment of occupational diseases.

References

1. TEREKHOV, A.L. *Modern methods for reducing noise of gas compressor units* [Sovremennyye metody snizheniya shuma GPA]. St. Petersburg, 2008. (Russ.).
2. TEREKHOV, A.L., S. SOHIL. Creation of healthy and safe labor conditions for working at production oil-gas Arctic offshore platforms [Sozdaniye zdorovykh i bezopasnykh usloviy truda pri rabote na dobychnykh neftegazovykh platformakh arkticheskogo shelfa]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2011, no. 11, pp. 92–96. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. Barents 2020. Assessment of international standards for safe exploration, production and transportation of oil and gas in the Barents sea]: report. – https://www.tksneftegaz.ru/fileadmin/f/activity/barents2020/fourth_stage/Barents_2020_report_phase_3_ENG.pdf
4. TEREKHOV, A.L. Improvement of labor safety at the enterprises of Gazprom PJSC (Arctic drilling rigs) [Povysheniye bezopasnosti truda na predpriyatiyakh PAO "Gazprom" (burovye ustanovki v Arktike)]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 1(29): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 196–204. ISSN 2306-8949. (Russ.).
5. TEREKHOV, A.L. Improvement of labor safety at the enterprises of Gazprom PJSC (compressor stations) [Povysheniye bezopasnosti truda na predpriyatiyakh PAO "Gazprom" (kompressornyye stantsii)]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 1(29): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 187–195. ISSN 2306-8949. (Russ.).
6. KISELEVA, L.S. Factors forming health of population – essence and typology [Faktory, formiruyushchiye zdorovye naseleniya: sushchnost i tipologiya]. *Mezhdunarodnyy Zhurnal Eksperimentalnogo Obrazovaniya*, 2015, no. 8, pp. 17–20, ISSN 2618-7159. (Russ.).

7. MANOYLOV, V.Ye. *Electricity and a human being* [Elektrichestvo i chelovek]. Leningrad, USSR: Energoizdat, 1982. (Russ.).
8. MANOYLOV, V.Ye. *Basics of electric safety* [Osnovy elektrobezopasnosti]. Leningrad, USSR: Energoatomizdat, 1991. (Russ.).
9. KURNIKOV, A.S., A.S. SHIRSHIN. Artificial air ionization {Iskusstvennaya ionizatsiya vozdukha}. *Vestnik Volzhskoy gosudarstvennoy akademii vodnogo transporta*, 2005, no. 13, pp. 82–97, ISSN 1991-8275. (Russ.).
10. MOZALEVSKAYA, M.A. *Alkali metal halogen aerosol generator* [Generator aerolya galogenida shchelochnogo metalla]. Inventors: MOZALEVSKAYA, M.A., A.V. FEDOTOVA, N.A. PERSHIN. Appl. no. 2020121309, 26.06.2020; publ. 22.01.2021. RU 2740999 C1. (Russ.).
11. ANDREYEV, O.P., S.V. OKHOTNIKOV, V.I. KHASNULIN, et al. Man's health protection at the North [Okhrana zdorovya cheloveka na Severe]. Yamburg, Russia, 2003. (Russ.).
12. REVICH, B.A. Climatic changes and health of population at Russian Arctic [Klimaticheskiye izmeneniya i zdorovye naseleniya rossiyskoy Arktiki]. *Ekologicheskoye Planirovaniya i Upravleniye*, 2008, no. 3–4 (8–9), pp. 109–121, ISSN 1991-9344. (Russ.).
13. SEMENOV, I.P., I.A. KURASH, V.P. FILONOV. *Individual protective equipment and sanitary and housekeeping support for personnel* [Sredstva individualnoy zashchity i sanitarno-bytovoye obespecheniye rabotayushchikh]: methodical recommendations. Minsk: Belorussian State Medical university, 2017. (Russ.).
14. AVTSYN, A.P., A.A. ZHAVORONKOV, A.G. MARACHEV, et al. *Pathobiology of human being at the North* [Patologiya cheloveka na Severe]. Moscow: Meditsina, 1985. (Russ.).
15. MALYGIN, A.G. Technologies for region of snow and ice [Tekhnologii dlya kraya snega i lda]. *Khimiya i zhizn – XXI vek*, 2009, no. 3, pp. 24–28, ISSN 1727-5903. (Russ.).
16. MALYGIN, A.G. Cold technologies as the tool of counteraction to consequences of a world economic crisis in Russia [Kholodovyye tekhnologii kak instrument protivodeystviya posledstviyam mirovogo ekonomicheskogo krizisa v Rossii]. *Ekonomika i Predprinimatelstvo*, 2009, no. 4 (9), pp. 52–66, ISSN 1999-2300. (Russ.).
17. MALYGIN, A.G. The economic mechanism of depopulation in the industrial countries and in Russia [Ekonomicheskiy mekhanizm depolyatsii v industrialnykh stranakh i v Rossii]. *Ekonomika i Predprinimatelstvo*, 2009, no. 6 (11), pp. 5–14, ISSN 1999-2300. (Russ.).
18. MUKHIN, N.A. *Occupational diseases* [Professionalnyye bolezni]: textbook. 2nd ed. Moscow: GEOTAR-Media, 2016.
19. KOZIY, S.S., T.B. KOZIY. *Noise as a harmful industrial factor and protection against its agency* [Shum kak vrednyy proizvodstvennyy faktor i zashchita ot nego]. Samara: Samara State Aerospace University, 2009. (Russ.).

УДК 620.179.17

Диагностирование параметров работоспособности стеклонитей силовой оболочки металлокомпозитных баллонов высокого давления

С.В. Гразион¹, М.Н. Ерофеев^{2*}, В.В. Спирыгин³, М.В. Мукомела⁴

¹ АО «Корпорация «МИТ», Российская Федерация, 127273, г. Москва, Березовая аллея, д. 10

² Институт машиноведения им. А.А. Благонравова РАН, Российская Федерация, 101000, г. Москва, Малый Харитоньевский пер., д. 4

³ Московский авиационный институт (национальный исследовательский университет)», Российская Федерация, 125993, г. Москва, Волоколамское ш., д. 4

⁴ Военная академия РВСН им. Петра Великого, Российская Федерация, 143900, Московская обл., г. Балашиха, ул. Карбышева, д. 8

* E-mail: erofeevnn@imash.ru

Ключевые слова:

газовая транспортная энергетика, металлокомпозитные баллоны высокого давления, акустическая эмиссия.

Тезисы. В статье приводятся сведения о результатах исследования параметров сигналов акустической эмиссии при разрушении стеклонитей силовой оболочки металлокомпозитного баллона высокого давления Б-200 в рамках комплекса исследований по созданию акустико-эмиссионного портрета металлокомпозитных баллонов высокого давления. Установлено, что признаком разрушения стеклонитей является излучение сигналов акустической эмиссии средней амплитудой 60...80 дБ и активностью до нескольких сотен импульсов в секунду.

Массовый переход автомобильного транспорта на газовое топливо, предлагаемый в конце XX в. в качестве стратегической перспективы развития СССР, до сих пор остается одной из актуальных инициатив. Во-первых, наша страна обладает наибольшими разведанными запасами природного газа. Во-вторых, газ – экологически более чистое топливо по сравнению с бензином.

Однако применение газового топлива связано с рядом проблем. Главная из них – обеспечение безопасности при хранении и транспортировке газа. В соответствии с принятыми нормами запрещено использовать в промышленных масштабах газ тяжелее воздуха (бутан и др.), который, например, используется в зажигалках и сжигается при небольших давлениях. Утечка такого газа может привести к его скоплению в помещениях, ремонтных ямах, тоннелях и в результате – к объемному взрыву. Поэтому используется только газ, который легче воздуха, а для его сжижения необходимы высокие давления.

Автомобильные баллоны проектируются в расчете на давление 150...250 ат (15...25 МПа), а с учетом коэффициента запаса, очень высокого для сосудов давления, они должны выдерживать до 600 ат (60 МПа). В связи с этим массовое использование сосудов высокого давления в автомобильной технике может привести к опасным и даже катастрофическим последствиям. Если представить себе осколок, который разгоняется в стволе давлением в 600 ат, то на выходе из ствола длиной, соответствующей расстоянию, на котором давление снизится до атмосферного, осколок приобретет скорость, сравнимую со скоростью полета пули. При огневых, полигонных испытаниях осколки стального баллона разлетались на 400 м. Это основная причина неэффективности использования в газовой транспортной энергетике металлокомпозитных баллонов высокого давления (МКБВД), так как при разрушении стеклопластикового баллона реализуется «безопасное», безосколочное, разрушение.

Физико-механические свойства кремнеземной нити марки К11С6-180

Линейная плотность, текс	Крутка, кр/м	Разрывная нагрузка, Н (кгс), не менее
180 ± 14	150 ± 15	38,4 (4)

Однако, несмотря на значительное количество публикаций, посвященных прогнозированию предразрушающего состояния сосудов высокого давления [1–3], особенности разрушения компонентов МКВБД остаются недостаточно изученными.

В рамках комплекса исследований по созданию акустико-эмиссионного портрета МКВБД путем изучения параметров сигналов акустической эмиссии (АЭ), возникающих при разрушении лейнера и компонентов силовой оболочки, исследованы параметры сигналов АЭ при разрушении стеклонитей. Стеклонити, или наполнитель, являются одним из основных компонентов стеклопластиковой намотки. Основное назначение наполнителя – воспринимать прилагаемые нагрузки. При разрушении наполнителя будет возникать АЭ с определенными параметрами сигналов. Для исследования была взята нить кремнеземная марки К11С6-180 (таблица) по ТУ 23.14.11-241-18087444-2018. Для разрушения нитей с контролем параметров сигналов АЭ была создана специальная испытательная установка (рис. 1).

Основная трудность при создании экспериментальной установки заключалась в обеспечении акустического контакта объекта исследования, в нашем случае кремнеземной нити, с ПАЭ. Для этого были изготовлены и исследованы захваты-волноводы (см. рис. 1) [4]. Под волноводом в широком смысле понимается¹ искусственный или естественный канал, способный поддерживать распространяющиеся вдоль него волны, поля которых сосредоточены внутри канала или в примыкающей к нему области.

Подготовленные захваты-волноводы состояли из двух пластин и четырех винтов. Рабочая пластина волновода размером 115×65×3 мм изготавливалась из слабомагнитной нержавеющей стали с учетом возможности установки на нее ПАЭ ДР15И, ДРБИ или GT200 (полоса пропускания – 130...200 кГц, рабочая частота – 165 кГц), GT205 (полоса пропускания – 40...100 кГц, рабочая частота – 50 кГц) с использованием магнитных прижимов. Вторая пластина выполнялась из материала с большим коэффициентом затухания и предназначалась для прижима нити к рабочей пластине. Сильное затухание акустических

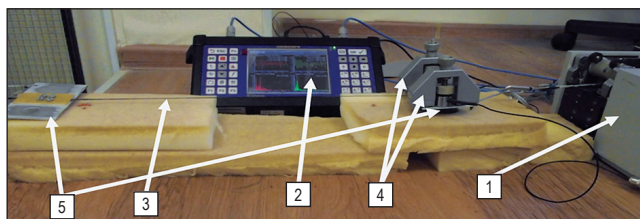


Рис. 1. Внешний вид экспериментальной установки:
1 – нагружающее устройство; 2 – акустико-эмиссионная система UNISCOPE; 3 – объект исследования; 4 – преобразователи акустической эмиссии (ПАЭ) GT200 и GT205 типов; 5 – захваты-волноводы

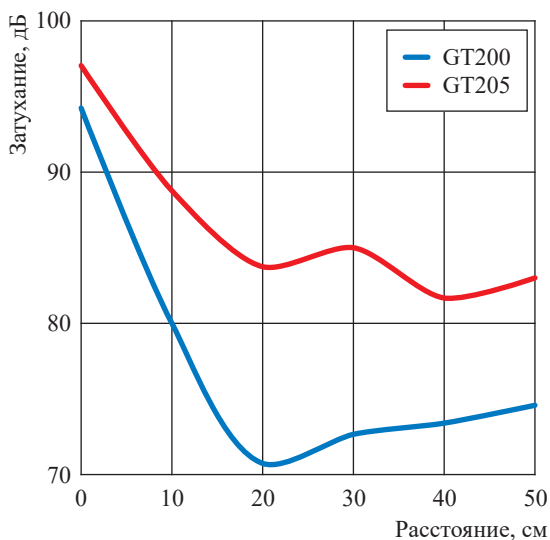


Рис. 2. Кривые затухания сигнала АЭ

сигналов в прижимной пластине обеспечивало в процессе испытания значительное снижение реверберационной составляющей при прохождении сигнала.

Отрезки исследуемой кремнеземной нити длиной 70 мм перед испытанием проклеивались по концам клеем БФ в соответствии с ГОСТ 6943.10-2015². Проклеенные концы нитей вставлялись между пластинами так, чтобы длины выступающих концов составляли 2...3 см, и зажимались винтами. На зажим-волновод через акустопрозрачную смазку устанавливались ПАЭ. Один зажим-волновод крепился к неподвижной опоре, второй – к нагружающему устройству. Далее нити натягивались с усилием порядка 2...2,5 кгс, и проводилась имитация сигналов АЭ с целью оценки затухания сигналов перед испытаниями на разрушение.

¹ См.: Сталь сортовая и калиброванная коррозионностойкая, жаростойкая и жаропрочная. Технические условия: ГОСТ 5949-75.

² См.: Материалы текстильные стеклянные. Метод определения разрывной нагрузки и удлинения при разрыве: ГОСТ 6943.10-2015.

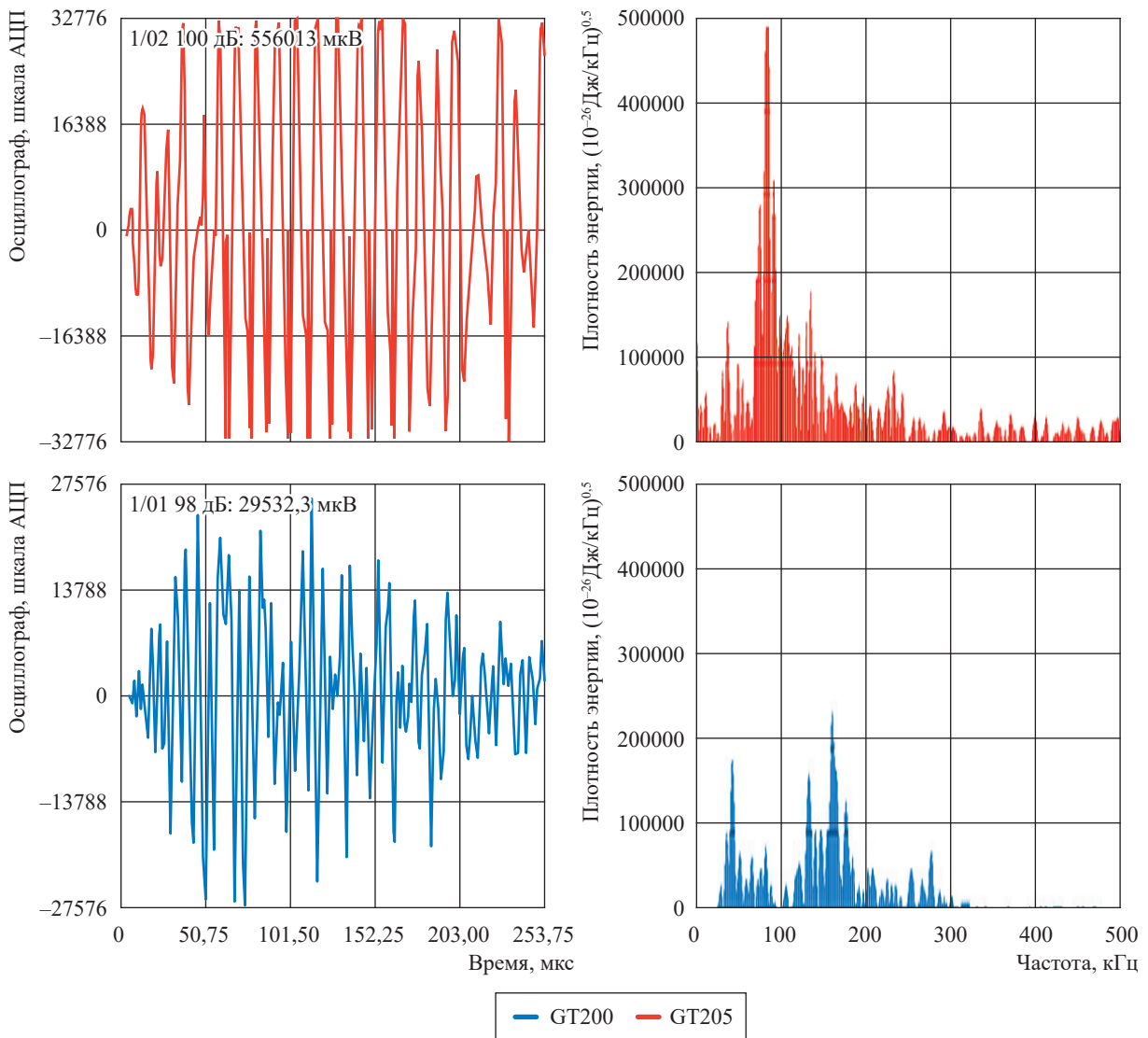


Рис. 3. Осциллограммы (слева) и АЧХ (справа) при имитации сигналов на захвате-волноводе для GT205 и GT200

Сигналы имитировались на волноводе с ПАЭ на нити на расстояниях 10, 20, 30, 40, 50 см от захвата волновода с применением имитатора Су-Нильсена. Перед имитацией сигнала на нити под нее возле точки имитации устанавливалась жесткая опора, чтобы исключить колебания нити, как струны. В результате построена кривая затухания акустических сигналов (рис. 2). Расстояние «0» соответствует амплитуде сигналов при имитации на захвате-волноводе с ПАЭ.

Полученные кривые затухания свидетельствуют, что:

- затухание сигналов при переходе с нити на волновод составляет порядка 12 дБ для ПАЭ GT205 и 14 дБ для ПАЭ GT200;

- затухание сигналов при распространении в нити составляет порядка 15 дБ/м для ПАЭ GT205 и 13 дБ/м для ПАЭ GT200.

Сравнение осциллограмм и амплитудно-частотных характеристик (АЧХ) при имитации сигналов на захвате-волноводе и на нити (рис. 3, 4) показывает отсутствие искажения регистрируемых сигналов при переходе с нити на волновод для ПАЭ GT205 и GT200. С использованием описанной выше экспериментальной установки (см. рис. 1) исследованы параметры сигналов АЭ, возникающих при разрушении нитей. Нити нагружались до разрушения с одновременной регистрацией сигналов АЭ с использованием ПАЭ GT205 и GT200. Динамика изменения активности и средней

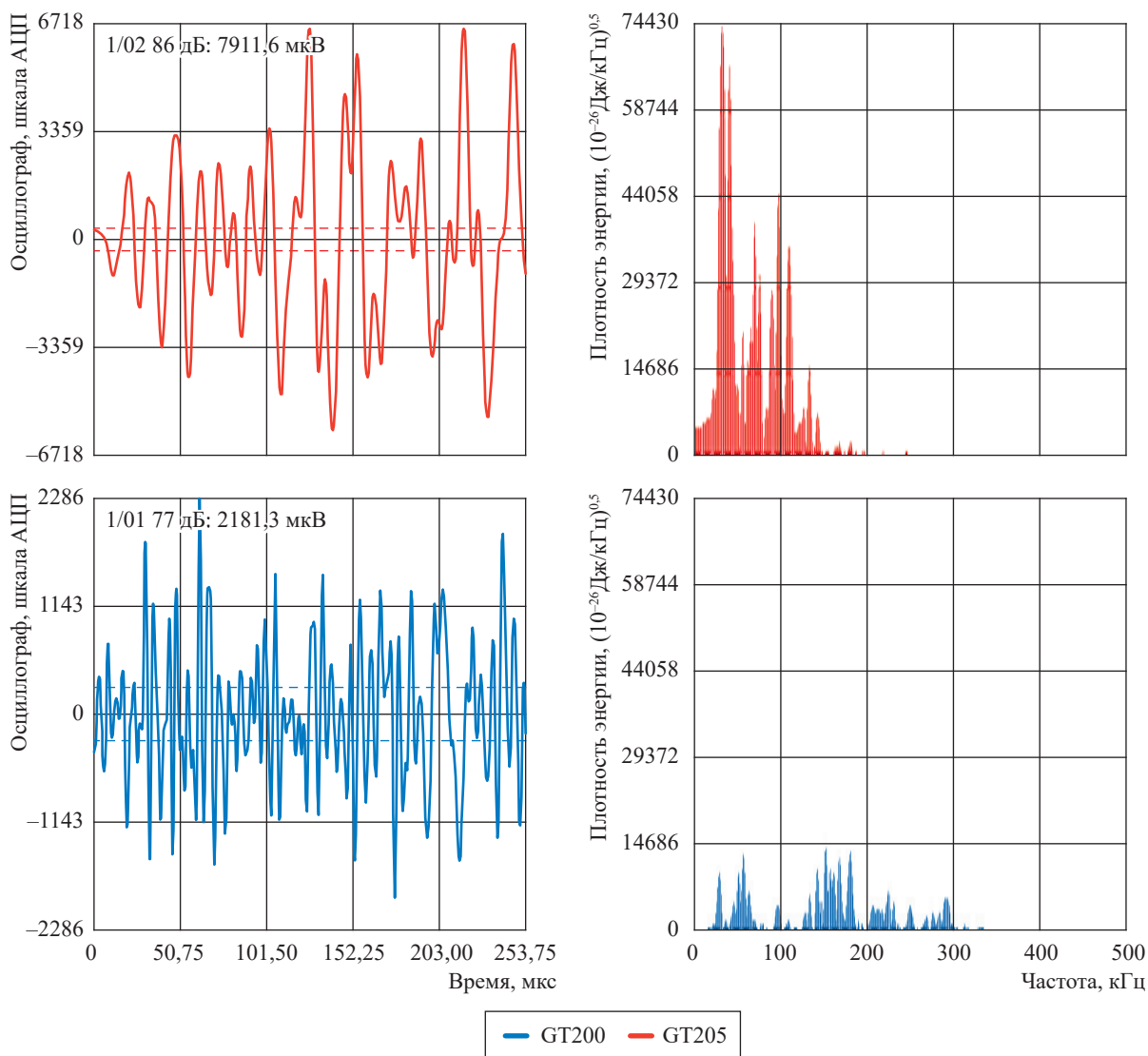


Рис. 4. Осциллограммы (слева) и АЧХ (справа) при имитации сигналов на захвате-волноводе для GT205 и GT200

амплитуды при разрушении кремнеземной нити представлена на рис. 5.

Разрушение происходило путем последовательного разрушения отдельных практически одинаковых по объему групп элементарных нитей в течение примерно 4 с (суммарно 21...24 с) и сопровождалось низким значением активности в несколько десятков импульсов в секунду и амплитудой порядка 60 дБ. Дорыв образца произошел с разрушением большого количества нитей за раз, что сопровождалось значениями активности в несколько сотен импульсов в секунду и амплитудой до 80 дБ. Число зарегистрированных импульсов свидетельствует о масштабах разрушения нитей.

При анализе АЧХ разрыва нитей, снятых ПАЭ GT205 и GT200 (рис. 6), установлено, что энергия, выделяемая в низкочастотном спектре, сосредоточена в частотном диапазоне 50...120 кГц, а в высокочастотном спектре сосредоточена в диапазоне 140...300 кГц, при этом в диапазоне 50...120 кГц выделяется практически в 2,5...3 раза больше энергии.

На основании проведенных исследований целесообразно заключить следующее:

- применение МКБВД в объектах газовой транспортной энергетики является перспективной задачей, решение которой позволит повысить безопасную эксплуатацию ввиду снижения риска катастрофических последствий при разрушении МКБВД;

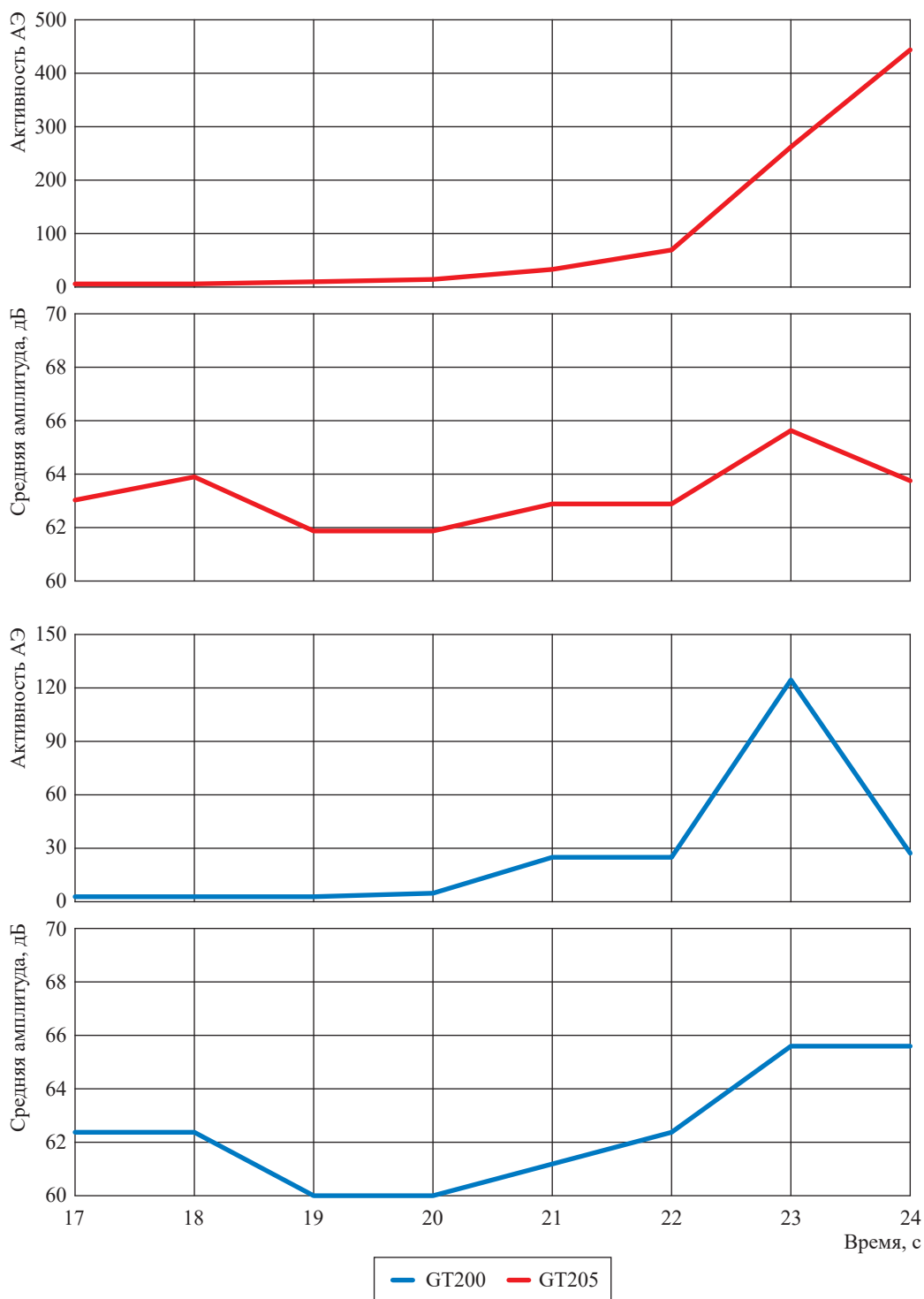


Рис. 5. Графики изменения активности и средней амплитуды АЭ при разрушении нити при использовании ПАЭ GT205 и ПАЭ GT200

• установлена возможность оценки предразрушающего состояния МКБВД, а признаком разрушения стеклянных волокон является излучение сигналов АЭ со средней амплитудой 60...80 дБ и активностью от нескольких

десятков до нескольких сотен импульсов в секунду;

• для регистрации сигналов АЭ, возникающих при разрушении кремнеземных нитей, целесообразно использовать ПАЭ типа

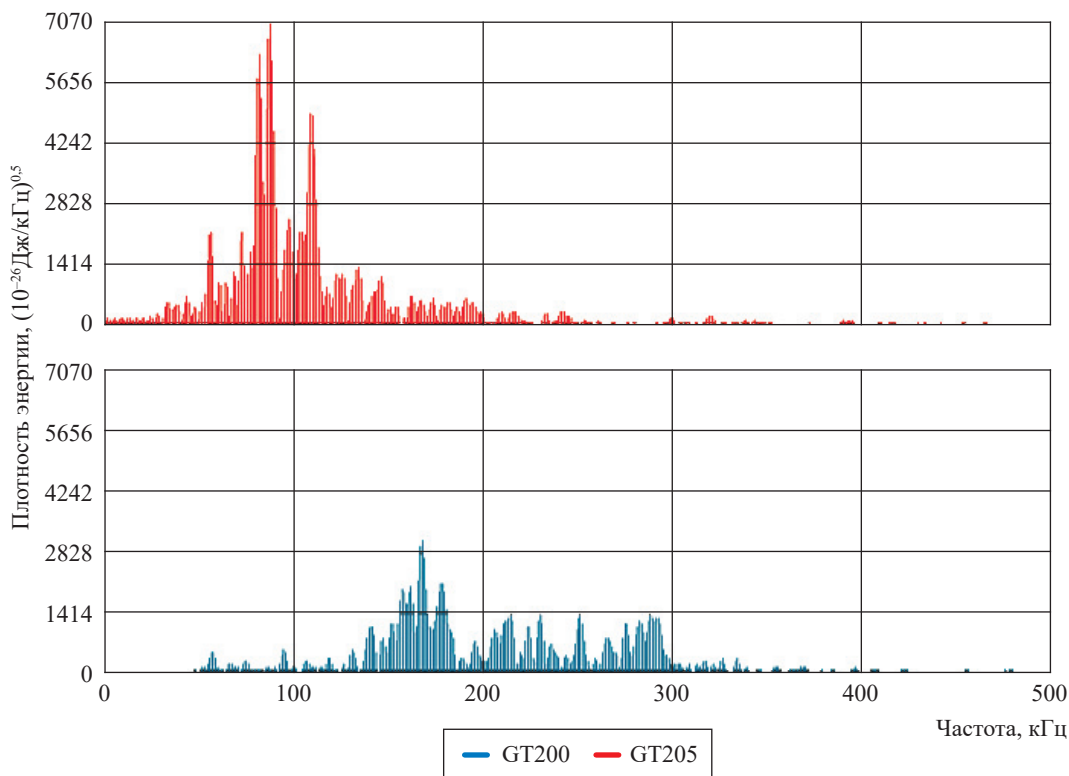


Рис. 6. АЧХ при разрыве нитей ПАЭ GT205 и ПАЭ GT200

GT205 или ДРБИ с диапазоном рабочих частот 40...80 кГц.

Полученный акустико-эмиссионный портрет стеклонитей силовой оболочки является неотъемлемой частью разработки программы

технического диагностирования МКБВД и будет использован в ходе дальнейшей разработки критерия оценки степени опасности источников АЭ.

Список литературы

1. Плотникова Г.В. Взрывы газовых баллонов, причины и последствия / Г.В. Плотникова, Д.А. Бодров // Вестник Восточно-Сибирского института Министерства внутренних дел России. – 2013. – № 1 (64). – С. 70–78.
2. Черепанов А.П. Метод прогнозирования ресурса сосудов и аппаратов по коррозионному износу, степени опасности и объемам технического диагностирования: автореф. дис. ... д-ра тех. наук, специальность 05.02.13 / А.П. Черепанов. – Ангарск, 2013. – 39 с.
3. Буйло С.И. Физико-механические, статистические и химические аспекты акустико-эмиссионной диагностики: монография / С. И. Буйло. – Ростов-на-Дону: Таганрог: Южный федеральный университет, 2017. – 184 с.
4. Гразион С.В. Экспериментальная оценка влияния волновода на параметры сигналов акустической эмиссии при контроле поверхности / С.В. Гразион, М.В. Мукомела, М.Н. Ерофеев и др. // Проблемы машиностроения и автоматизации. – 2020. – № 3. – С. 11–20.

Diagnosing performance parameters for glass filaments within a load-bearing shell of a metal-composite high-pressure cylinder

S.V. Grazion¹, M.N. Erofeev^{2*}, V.V. Spiriyagin³, M.V. Mukomela⁴

¹ JSC “Corporation” MIT”, Bld. 10, Berezovaya Alleya, Moscow, 127273, Russian Federation

² Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Bld. 4, Malyy Kharitonyevskiy pereulok, Moscow, 101000, Russian Federation

³ Moscow Aviation Institute (national research university), Bld. 4, Volokolamskoye shosse, Moscow, 125993, Russian Federation

⁴ Military Academy of Strategic Missile Forces named after Peter the Great, Bld. 8, Karbysheva street, Balashikha, Moscow region, 143900, Russian Federation

* E-mail: erofeevnm@imash.ru

Abstract. The article provides information on the results of studying the parameters of acoustic emission signals during the destruction of the glass filaments of a load-bearing shell of a metal-composite high-pressure cylinder B-200 within the framework of a set of studies to create an acoustic-emission portrait of metal-composite high-pressure cylinders. It has been established that a sign of the glass fiber destruction is the emission of acoustic signals with an average amplitude of 60...80 dB and the activity of up to several hundreds pulses per second.

Keywords: gas transport power engineering, metal-composite high-pressure cylinders, acoustic emission.

References

1. PLOTNIKOVA, G.V., D.A. BODROV. Explosions of gas cylinders, reasons and consequences [Vzryvy gazovykh ballonov, prichiny i posledstviya]. *Bulletin of the East Siberian Institute of the Ministry of Internal Affairs of Russia*, 2013, no. 1 (64), pp. 70–78, ISSN 2312-3184. (Russ.).
2. CHEREPANOV, A. P. *Method for predicting the resource of vessels and apparatus for corrosive wear, the degree of danger and volumes of technical diagnostics* [Metod prognozirovaniya resursa sudov i apparatov po korrozionnomu iznosu, stepeni opasnosti i obyemam tekhnicheskogo diagnostirovaniya]: synopsis of Doctor’s thesis (engineering). Angarsk, 2013. (Russ.).
3. BUYLO, S.I. *Physical-and-mechanical, statistical and chemical aspects of acoustic emission diagnostics* [Fiziko-mekhanicheskiye i khimicheskiye aspekty akustiko-emissionnoy diagnostiki]. Rostov-on-Don: Taganrog: Southern Federal University, 2017. (Russ.).
4. GRAZION S.V., M.V. MUKOMELA, M.N. EROFEYEV, et al. Experimental assessment of effect of a waveguide on the parameters of acoustic emission signals when monitoring objects with a large surface curvature radius [Eksperimentalnaya otsenka vliyaniya volnovoda na parametry signalov akusticheskoy emissii pri kontrole obyektov s bolshim radiusom krivizny poverkhnosti]. *Problemy Mashinostroyeniya i Avtomatizatsii*, 2020, no. 3, pp. 11–20, ISSN 0234-6206. (Russ.).

УДК 62-5

Снижение углеродного следа автотранспорта на основе глобального применения диметилового эфира и метанола в структуре перспективной водородной энергетики

И.А. Лешаков¹, М.Н. Ерофеев^{1*}, В.А. Попович¹, С.С. Амелин¹

¹ Институт машиноведения им. А.А. Благонравова Российской академии наук, Российская Федерация, 101000, г. Москва, Малый Харитоньевский пер., д. 4

* E-mail: erofeevnm@imash.ru

Тезисы. В настоящее время в России, как и во всем мире, актуальна задача снижения углеродного следа от эксплуатации существующего парка автомобильного транспорта. Несмотря на заметный общемировой прогресс в этой области, обусловленный введением в эксплуатацию автомобилей с электроприводом с питанием от литиевых батарей различных модификаций, а так же электромобилей на водородных топливных элементах, двигатели внутреннего сгорания (ДВС) еще долгое время обречены оставаться основными типами двигателей автотранспортной техники и в особенности тяжелой промышленной ее части по причинам как огромного их числа (во всем мире сейчас насчитываются более 1,2 млрд автомобилей с ДВС), так и главным образом наличия наиболее удобной и глубоко развитой инфраструктуры производства и ремонта ДВС, а также развитой инфраструктуры топливозаправочного хозяйства.

В статье предлагается вариант продолжения использования существующего парка автотранспортных средств с ДВС при минимальном углеродном следе от их эксплуатации, учитывающий возможный переход мировой экономики и энергетики к использованию водорода в качестве основного энергоносителя.

В 2020 г. в ЕС, а также в 2021 г. в России приняты стратегии, направленные на глобальное внедрение водородной энергетики. При этом общая стратегия ЕС является наиболее жесткой, поскольку предполагает прекращение эксплуатации на территории Евросоюза за следующие 30 лет всего автотранспорта, использующего в качестве моторного топлива ископаемые углеводороды любого вида [1]. В этом ключе возникает вопрос выведения из эксплуатации существующего парка двигателей внутреннего сгорания (ДВС) и прекращения использования так называемых невозобновляемых источников сырья для производства моторных топлив.

В то же время, текущее глобальное внедрение водородной энергетики позволяет серьезно рассматривать водород не только как чистый потенциальный источник энергии, но и как основное производственное сырье в топливно-энергетической сфере. Этот факт сегодня необходимо дополнительно рассмотреть в разрезе уже имеющихся технологий применения альтернативных водородсодержащих топлив, а именно синтетических углеводородов.

Ни для кого не секрет, что при реализации планов построения водородной энергетики неизбежно возникнут глобальные вопросы транспортировки и хранения водорода в чистом виде, причем как на месте его производства, так и в местах его использования, в том числе на борту автотранспортных средств. В сжатом виде он, как и трудносжижаемый метан, имеет слишком малый объем для получения приемлемого пробега автотранспорта, сравнимого с таковым на традиционных углеводородных топливах, и по этой причине водород не является каким-то сверхэнергичным газообразным энергоносителем. На 1 л газообразного водорода приходится всего 4,4 МДж энергии, тогда как на 1 л бензина – 31,6 МДж. В то же время, жидкий водород возможно хранить и транспортировать только при сверхнизких температурах до минус 260 °С, при этом имея заметные потери энергии (от 25 до 45 % [2])

Ключевые слова:

газовая транспортная энергетика, синтез углеводородов, двигатель внутреннего сгорания.

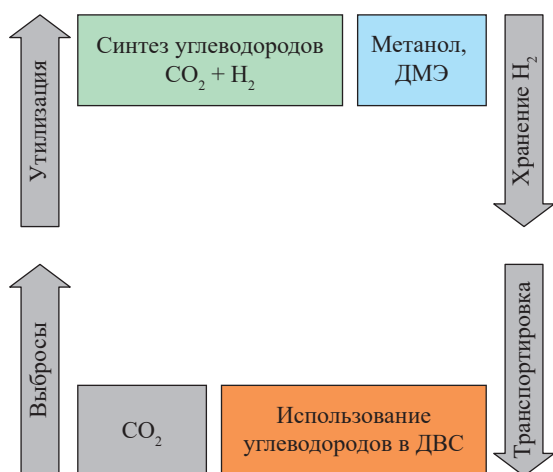


Рис. 1. Циркуляция углекислого газа с использованием водорода

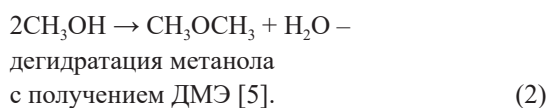
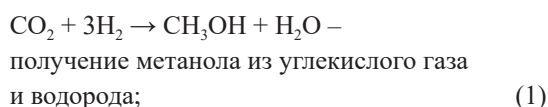
при первоначальном сжигании энергоносителя плюс значительные потери самого энергоносителя при дальнейшем его хранении и транспортировке в сжиженном виде. И эти вопросы грядущей водородной энергетики на текущий момент еще не обрели внятных перспектив решения.

Описанная ситуация подталкивает к пристальному рассмотрению известной концепции применения в качестве альтернативного топлива для ДВС простых синтезируемых углеводородных соединений, дополненной схемой организации производства синтетических углеводородных соединений напрямую из водорода и углекислого газа. При этом углекислый газ предполагается забирать из атмосферы, где он оказался при сгорании этих же углеводородных соединений в ДВС. В этом случае появляется возможность организовать замкнутую систему углеродного цикла со стремящимся к нулю углеродным следом от эксплуатации ДВС (рис. 1). Наиболее подходящими с точки зрения работы существующих ДВС синтетическими углеводородными соединениями являются метанол для двигателей с искровым зажиганием и диметиловый эфир (ДМЭ) для дизельных ДВС.

Синтез углеводородов

Способы получения метанола напрямую из водорода и углекислого газа давно известны и используют методы каталитического синтеза [3, 4]. Следующим этапом непосредственно из метанола возможно получать ДМЭ также уже известным способом дегидратации. В упрощенном виде в результирующих

стадиях процесс синтеза выглядит следующим образом:



Технологически в настоящее время разработаны несколько способов каталитического синтеза метанола, а дальнейшая каталитическая дегидратация метанола с получением ДМЭ уже применяется на практике, так что принципиальных технологических трудностей на пути внедрения такой схемы в промышленность нет. Данная последовательная схема синтеза двух необходимых топлив может быть реализована в едином производственном кластере.

Практическое применение синтетических углеводородов на автотранспорте

Применение метанола в бензиновых двигателях общеизвестно и уже неоднократно апробировано в массовом сегменте. Кардинальных изменений конструкции двигателя при переходе на это топливо не требуется. Хранится и заправляется метанол аналогично бензину и дизтопливу, и при его использовании в полной мере может быть задействована существующая заправочная инфраструктура.

Если метанол применять в купе со стандартным бензиновым двигателем без каких-либо изменений, наблюдаются некоторая потеря мощности двигателя и увеличение расхода топлива в связи с меньшей энергоемкостью метанола по сравнению с бензином (примерно 22 против 44 МДж/кг), однако октановое число метанола в более 100 единиц позволяет увеличить степень сжатия искрового ДВС, тем самым восстановив мощность и экономичность двигателя до прежних значений.

Экологические показатели при работе ДВС на метаноле многократно превышают таковые при работе на бензине. Помимо практически полного отсутствия сажи кардинально снижаются выбросы окислов азота и СО.

Известно, что метанол является ядовитым веществом, однако при упоминании этого факта большинство забывает о том, что даже привычный всем бензин, дизельное топливо,

пропан являются в той или иной степени опасными для здоровья токсичными веществами. При ближайшем рассмотрении опасных свойств метанола выясняется, что при стандартных мерах предосторожности при обращении с ядовитыми жидкостями, которые повсеместно применяются в автомобильной технике, например с этиленгликолем, метанол может быть вполне безопасен для использования. Санитарными правилами запрещается изготовление на основе метанола некоторых продуктов, применяемых в быту и выпускаемых в торговую сеть (мастик, нитролаков, клеев и др.), использование же метанола в виде горючего не запрещено.

Работа дизельных двигателей на ДМЭ возможна и доказана. Но в отличие от метанола, на текущий момент массового применения ДМЭ в качестве топлива не было. В России, США, Японии, странах Европы существуют рабочие образцы дизельной техники, работающей на ДМЭ. При применении ДМЭ в дизельном двигателе кардинальным изменениям в конструкции двигателя подвергается лишь система подачи топлива, которая может быть полностью аналогична популярному газобаллонному оборудованию (ГБО) на пропан-бутане.

Хранится и заправляется ДМЭ аналогично пропан-бутану, и при его использовании в полной мере будет задействована существующая газовая топливозаправочная инфраструктура. Энергоемкость ДМЭ также ниже, чем у дизельного топлива – 27 против 42 МДж/кг. Однако более высокое цетановое число ДМЭ, а также более полное сгорание из-за наличия в составе топлива кислорода позволяют не терять мощности двигателя при улучшении экологических показателей (таблица). Увеличенный массовый расход топлива может быть вполне компенсирован отсутствием необходимости использовать дорогую топливную аппаратуру,

увеличенной надежностью двигателя и, соответственно, меньшими эксплуатационными расходами, а более низкая температура самовоспламенения ДМЭ относительно дизельного топлива значительно упрощает холодный запуск и фактически снимает потребность в системе предпускового подогрева [6]. Экологические характеристики при работе ДВС на ДМЭ по положительному эффекту аналогичны применению метанола в бензиновых ДВС [7]. Помимо практически полного отсутствия сажи снижаются выбросы окислов азота и угарного газа. ДМЭ не ядовит и не токсичен.

Модернизацию существующих двигателей для работы на ДМЭ имеет смысл производить на базе не так давно получившего распространение ГБО 6-го поколения, где газовое топливо подается из топливного бака непосредственно в цилиндры в сжиженном виде, минуя газовую фазу. На рис. 2 приведена схема модернизации эксплуатируемых дизельных двигателей для работы на ДМЭ на базе существующего ГБО 6-го поколения.

В машинах и агрегатах специального назначения, где в основном не задействованы режимы частичных нагрузок, таких как дизель-генераторные установки, насосное оборудование и пр., возможно использование более простых элементов системы питания с реализацией подачи ДМЭ в цилиндры ДВС в виде воздушно-газовой смеси (рис. 3). Такой способ подачи ДМЭ в двигатель проверялся пока только экспериментально. В процессе экспериментов двигатель работал на изменяемой по соотношению концентраций смеси ДМЭ с пропан-бутаном. Подача смеси производилась методом внешнего смесеобразования через впускной тракт двигателя. По результатам эксперимента в России получены патенты № 2413854 и № 2421503 [8, 9].

Необходимо особо отметить, что переход на ДМЭ для дизельных двигателей и на метанол

Основные физико-химические показатели ДМЭ в сравнении с дизельным топливом

Показатель	ДМЭ	Дизельное топливо
Низшая теплотворная способность, МДж/кг	27,6	42,5
Плотность, г/мл	0,66	0,84
Цетановое число	> 55	40...55
Температура самовоспламенения, °С	235	250
Стехиометрическое соотношение	9,0	14,0
Температура кипения, °С	-25	180...370
Теплота испарения, кДж/кг	460	250
Содержание, % масс., углерода / водорода / кислорода	52,2 / 13,0 / 34,8	86,0 / 14,0 / 0

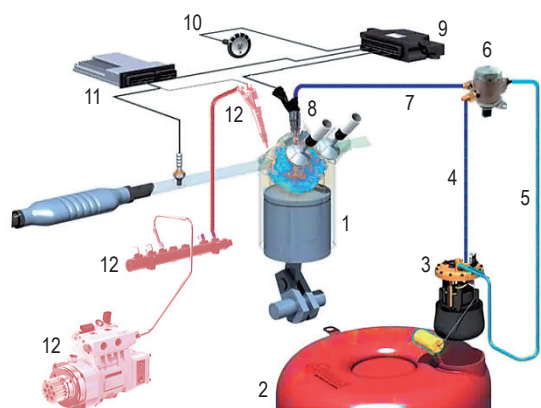


Рис. 2. Схема модернизации эксплуатируемых дизельных двигателей для работы на ДМЭ на базе существующего ГБО 6-го поколения:

1 – дизельный двигатель; 2 – газовый баллон, рассчитанный на давление 2,0 МПа, со сжиженным ДМЭ; 3 – топливный насос низкого давления (1,5 МПа); 4 – подающая магистраль ДМЭ; 5 – сливная магистраль ДМЭ; 6 – топливный насос высокого давления (10 МПа); 7 – магистраль подачи ДМЭ к форсунке; 8 – форсунка непосредственного впрыска ДМЭ в штатное место свечи накала; 9 – электронный блок управления (ЭБУ) подачи ДМЭ; 10 – переключатель ДМЭ/дизельное топливо; 11 – штатный ЭБУ двигателя; 12 – штатная система подачи дизельного топлива

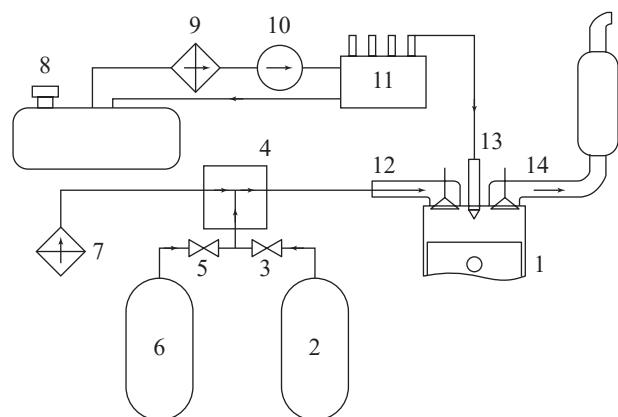


Рис. 3. Схема стендовой установки работы дизельного двигателя на смеси ДМЭ и пропан-бутана с внешним смесеобразованием:

1 – двигатель Д-245; 2 – газовый баллон с ДМЭ; 3 – регулятор расхода ДМЭ; 4 – газовый редуктор-смеситель; 5 – регулятор расхода пропан-бутана; 6 – газовый баллон с пропан-бутаном; 7 – воздушный фильтр; 8 – бак с дизельным топливом (ДТ); 9 – фильтр тонкой очистки ДТ; 10 – топливоподкачивающий насос; 11 – дизельный топливный насос высокого давления; 12 – впускной воздушный коллектор; 13 – топливная форсунка подачи ДТ; 14 – выпускной коллектор отработавших газов

для бензиновых двигателей возможен по схеме попеременного двухтопливного питания, что делает процесс перехода на предлагаемые топлива в глобальном масштабе максимально гибким и эффективным.

Электротранспорт на водородных ячейках с заправкой углеводородным топливом

Большим плюсом предлагаемой концепции замкнутой системы циркуляции углерода на основе использования ДМЭ и метанола является то, что вариант использования морально устаревающих ДВС не противоречит дальнейшим перспективам развития автомобилей с электрическими двигательными установками, но наоборот в итоге поможет развитию электротранспорта с водородными топливными ячейками.

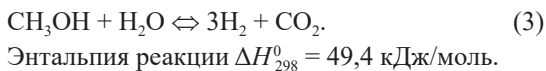
В настоящий момент внедрение электротранспорта тормозится в основном из-за несовершенства источников питания. Существующие источники питания не обладают достаточными эксплуатационными характеристиками. Например, литий-ионные батареи отличаются ограниченными емкостью и сроком службы, неудовлетворительно долгим временем зарядки, крайней трудоемкостью замены при выходе их из строя. Водородные топливные элементы помимо ограниченной мощности имеют уже вышеназванные недостатки, связанные с хранением водорода на борту автомобиля. Оптимальный на сегодня вариант электромобиля с комбинированным источником питания – батарей и топливной ячейкой на борту – в итоге все равно сталкивается с проблемами хранения водорода.

В этом случае на помощь также приходят синтетические углеводороды. Метанол и ДМЭ возможно использовать и в электромобиле как наиболее удобные носители водорода. Например, заправка такого электромобиля до уровня запаса хода, сопоставимого с бензиновыми и дизельными аналогами, займет всего 5 мин, а хранение водородосодержащего топлива на борту будет происходить с течением времени без потерь.

Водород из углеводородов на борту автомобиля

В начале 2000-х гг. в НАМИ и ИМАШ РАН были разработаны экспериментальные образцы конверсионных установок риформеров для получения водородосодержащих газов (синтез-газа)

из различных углеводородов. На основе данных, полученных в результате экспериментов, было показано, что метанол и ДМЭ – весьма удобное сырье для получения водорода методом паровой конверсии.



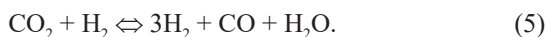
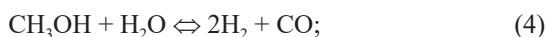
Отличительной особенностью паровой конверсии метанола является прежде всего сравнительно низкий температурный уровень процессов, что приводит к небольшим затратам подводимой энергии. Получение водорода паровой конверсией метилового спирта наиболее хорошо изучено особенно на металлических катализаторах, таких как медь, никель, палладий, платина и родий.

Каталитическая реакция паровой конверсии метанола (3) является эндотермической. Необходимость получения пара делает процесс несколько более энергоемким. Однако реакция протекает с хорошими выходами по водороду уже при температурах около 270...350 °С. Известный риформинг метана, повсеместно применяемый в промышленности для получения водорода, протекает при температурах в два раза выше.

В этот период имели место также исследования в Новосибирском институте

теплофизики. Численное моделирование течения реагирующей смеси паров метанола и воды в плоском двумерном микроканале с учетом реакций паровой конверсии метанола показало, что химические превращения метанола в водородсодержащий газ проходят при миллисекундных временах контакта с поверхностью катализатора, что подтвердило возможность создать компактный и эффективный реактор для получения водорода с шириной микроканала менее 500 мкм [12]. В процессе исследования получены данные распределения мольных долей метанола и водорода по длине и ширине (0,5 мм) канала при температуре смеси на входе 527 К, скорости газовой смеси на входе 0,67 м/с (рис. 4).

Необходимо учитывать, что паровая конверсия метанола является сложным химическим процессом, состоящим не только из серий реакций на катализаторе, но и из обмена реагентов и продуктов внутри области реакций. В данном каталитическом механизме паровой конверсии метанола реакция (3) дополнена еще двумя реакциями:



Но даже с учетом реакций (4) и (5) показано, что концентрация водорода на выходе из канала примерно в 3 раза выше концентрации CO_2 , а концентрация CO достаточно мала (0,27 %), и это говорит о том, что основной реакцией является реакция конверсии метанола (рис. 5).

Скорости реакций (3), (4) и (5) показаны на рис. 6, где реакции (4) и (5), приводящие к появлению CO , имеют существенно меньшую скорость, что дает содержание CO в продуктах реакции меньше 1 %.

В этом контексте уже не удивителен выбор зарубежными компаниями (например, датской компанией BlueWorld) метанола в качестве носителя для получения водорода на борту автомобиля [13]. На текущий момент в BlueWorld созданы и подготовлены к массовому внедрению образцы системы получения электричества из водородных топливных ячеек с риформером метанола для снабжения их водородом (рис. 7).

По информации BlueWorld, начать производство автомобилей с топливным элементом

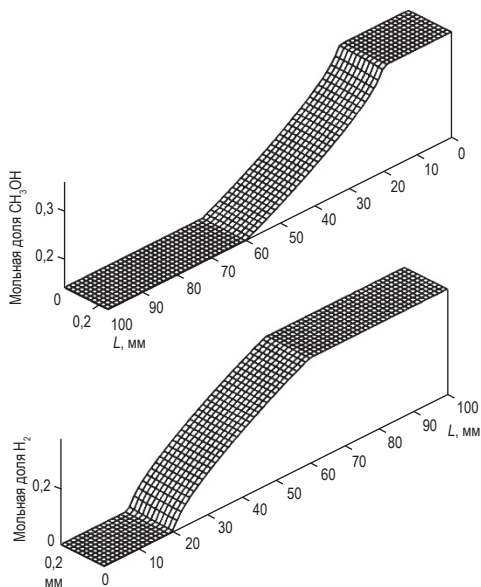


Рис. 4. Распределение мольных долей метанола и водорода по длине (L) и ширине микроканала 0,5 мм [12]

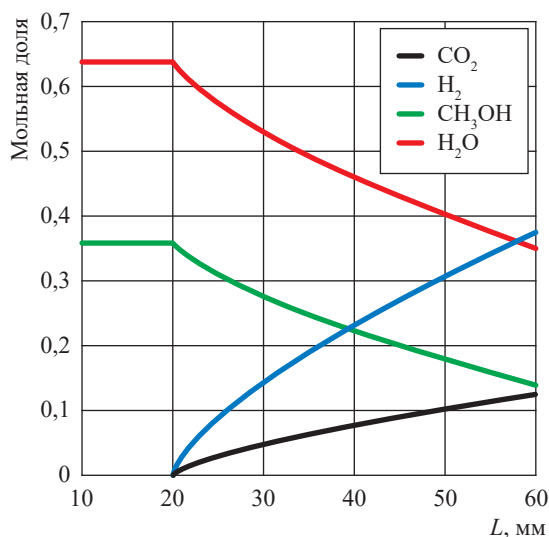


Рис. 5. Распределение мольных долей метанола и водорода по длине микроканала при его ширине 0,5 мм [12]

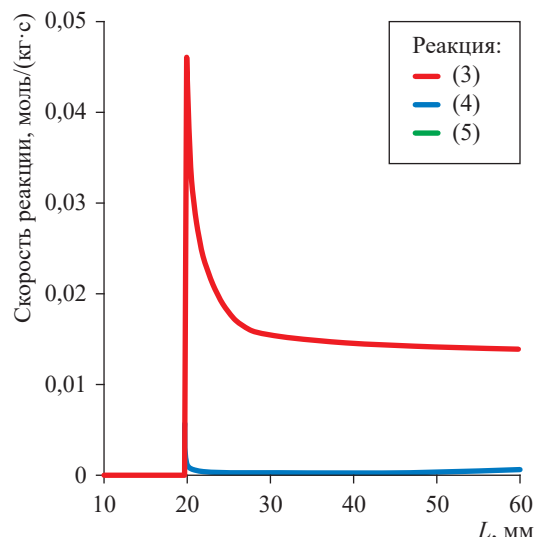


Рис. 6. Скорости реакций в щелевом микроканале шириной 0,5 мм при тепловом потоке плотностью 1 кВт/м² [12]

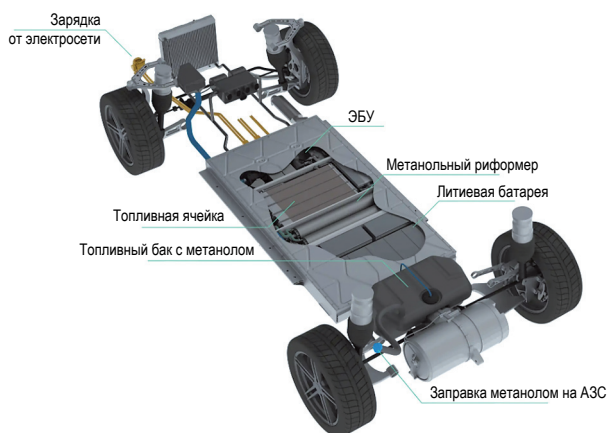


Рис. 7. Схема электромобиля на метаноле

и метанольным риформером на борту планируется в ближайшем будущем в сотрудничестве с китайской компанией AIWAYS. Естественно, технология производства топливной ячейки с риформером метанола не раскрывается, но показателен сам факт выхода данного продукта на коммерческий рынок.

Декарбонизация и циркуляция углекислого газа

Учитывая запрос на декарбонизацию, грядущее развитие водородной энергетики, необходимость решения проблем транспортировки и хранения водорода на борту электромобилей, эксплуатации существующего парка ДВС с использованием синтетических топлив на основе водорода и углекислого газа, предлагается схема снижения углеродного следа ДВС на основе

системы циркуляции углерода с использованием ДМЭ и метанола в качестве основных энергоносителей (рис. 8).

Важным элементом замкнутой системы циркуляции углерода и снижения углеродного следа от использования топлив, содержащих углерод и выделяющих его в атмосферу, является промышленное извлечение этого углерода из атмосферы. В настоящее время уже активно разрабатываются и имеют хорошие шансы к внедрению системы извлечения углекислого газа из воздуха. Так, например, существует способ, позволяющий добывать углекислый газ напрямую из атмосферы с помощью цикла химических реакций. В канадской компании Carbon Engineering разработан метод, который отличается от уже известных технологий извлечения углекислого газа из воздуха более низкой (по предварительным подсчетам, шестикратно) стоимостью производства (рис. 9) [14]. Углекислый газ, полученный таким образом и использованный для синтеза топлив, полностью решит вопрос углеродного следа не только применительно к автотранспорту, но даже и при простом сжигании этих топлив для получения тепла или электроэнергии на энергетических объектах.

Еще один способ получения метанола из водорода и углекислого газа, находящегося непосредственно в атмосферном воздухе, предложили американские ученые. Ими разработана высокоэффективная низкотемпературная

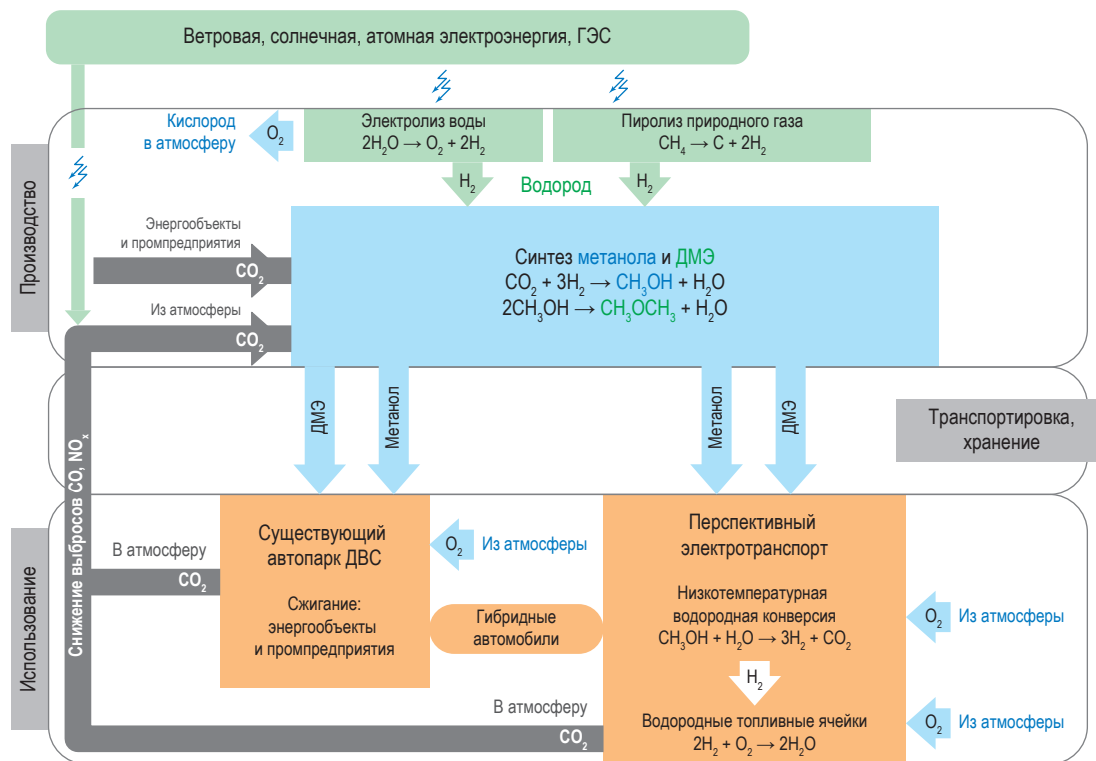


Рис. 8. Закрытая система циркуляции углерода на основе использования ДМЭ и метанола в качестве основных энергоносителей с «нулевым» углеродным следом в структуре «зеленой» водородной энергетики

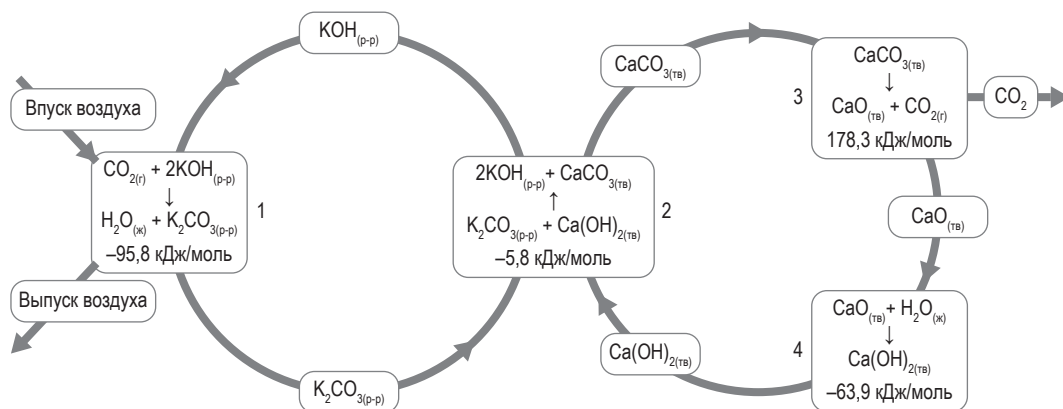


Рис. 9. Цикл реакций для получения углекислого газа из воздуха компании Carbon Engineering: 1 – первичный воздушный реактор; 2 – промежуточный pelletный реактор; 3 – реактор разложения карбоната кальция; 4 – известегаситель [10]

каталитическая система в водном растворе с использованием катализаторов на основе рутения при температуре реакции 125...165 °C [15]. Дальнейшее отделение метанола производилось простой перегонкой из реакционной смеси. При этом даже нет необходимости предварительно выделять углекислый газ из воздуха, несмотря на относительно низкую его концентрацию. Определяющим моментом для развития данной технологии может стать, во-первых,

развитие водородной энергетики, так как в реакциях в достаточно большом количестве участвует чистый водород, а во-вторых, повсеместное распространение синтетических углеводородов как энергоносителей. В этом случае все аспекты будут работать в комплексе, дополняя друг друга, обеспечивая циркуляцию углекислого газа в техносфере и предельно низкий углеродный след при использовании синтезируемых углеводородных топлив.

На текущий момент директивный ускоренный переход¹ в короткие сроки на водородную энергетику ставит вопросы не только производства, хранения, транспортировки водорода, но и использования в этих условиях существующего парка автотранспортной техники с ДВС.

Синтез метанола и ДМЭ из водорода и углекислого газа возможно реализовать в едином технологическом кластере, где ДМЭ является производной метанола. На входе – H_2 и CO_2 , на выходе – продукты синтеза и вода.

Использование метанола не требует создания дополнительной инфраструктуры, а существующая инфраструктура газового пропанового хозяйства подходит для работы с ДМЭ при минимальной модернизации.

Глобальный переход на ДМЭ для дизельных двигателей и на метанол для бензиновых двигателей возможен по схеме двухтопливного питания, что делает процесс перехода максимально гибким и эффективным.

На данном этапе одной из самых перспективных, а значит, одной из самых главных задач являются разработка и внедрение отечественных устройств паровой конверсии метанола непосредственно на борту автомобиля с выходом чистого водорода для работы в паре с водородными топливными элементами на основе имеющихся отечественных разработок.

Стоит отметить, что коммерческая продажа топлив, компонентом производства которых является углекислый газ, на начальном этапе сможет лишь частично оправдать затраты на извлечение углекислого газа воздуха. Необходимо также понимать, что на текущем этапе любое применение альтернативных синтетических топлив экономически менее выгодно, чем использование ископаемых углеводородов. В связи с этим единственный способ поддерживать развитие данного направления – это использовать законодательный директивный путь, и в этой связи принятие водородной стратегии правительством РФ выглядит оправданным и своевременным, логичным продолжением чего могло бы являться принятие стратегии перехода на применение синтетических углеводородов в качестве основных видов топлив для существующего парка ДВС.

Список литературы

1. Громов А. Новая энергополитика ЕС: заменят ли ВИЭ и водород российский газ? / А. Громов // Энергетическая политика. – 09.09.2020. – <https://energypolicy.ru/a-gromov-novaya-enerGOPolitika-es-zame/energoperehod/2020/16/09/?ysclid=17iy3uyxqh64257435>
2. Шестаков Р.А. Методы хранения водородного топлива / Р.А. Шестаков, С.В. Лаврова // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2021. – № 9 (117). – <https://magazine.neftgaz.ru/articles/vozobnovlyayemye-istochniki-energii/697617-metody-khraneniya-vodorodnogo-topliva>
3. Афанасьев С.В. Энергосберегающая технология синтеза метанола / С.В. Афанасьев // Известия Самарского научного центра РАН. – 2014. – Т. 16. – № 1 (6). – С. 1685–1688. – <https://cyberleninka.ru/article/n/energoberegayushaya-tehnologiya-sinteza-metanola/viewer>
4. Афанасьев С.В. Технология переработки углекислого газа в метанол / С.В. Афанасьев, Д.И. Трофимов, С.П. Сергеев // Химическая техника. – 2016. – № 3. – <https://chemtech.ru/tehnologija-pererabotki-uglekislogo-gaza-v-metanol/?ysclid=17ixtum4hj786630528>
5. Гимаева А.Р. Особенности производства диметилового эфира и его использование в качестве перспективного моторного топлива / А.Р. Гимаева, М.М. Фаттахов, Б.Н. Мастобаев // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 3. – С. 55–58.
6. Варламов В.Н. Разработка конструкции топливной аппаратуры строительных и дорожных машин для использования альтернативных видов топлива / В.Н. Варламов, М.Н. Ерофеев, И.Н. Кравченко и др. – Балашиха: ВТУ, 2009. – 74 с.
7. Ерофеев М.Н. Совершенствование систем очистки отработавших газов двигателей строительных, дорожных, транспортных машин и оборудования / М.Н. Ерофеев, И.Н. Кравченко, С.С. Амелин и др. – Балашиха: ВТУ, 2011. – 123 с.
8. Патент № 2413854 С1 Российская Федерация. Дизельный двигатель, работающий на газообразном топливе: № 2009126532/06, заявл. 13.07.2009; опубл. 10.03.2011 / М.Н. Ерофеев, В.С. Ивановский, В.Н. Варламов и др. – 5 с.
9. Патент № 2421503 С2 Российская Федерация. Газообразное топливо для двигателей внутреннего сгорания с воспламенением от сжатия: № 2009109139/05, заявл. 13.03.2009; опубл. 20.06.2011 / В.Н. Варламов, М.Н. Ерофеев, И.А. Лешаков. – 5 с.

¹ Согласно распоряжению Правительства РФ № 2162-р от 5 августа 2021 г.

10. Huang Ta-Jen. Kinetics of partial oxidation of methanol over a copper zinc catalyst / Ta-Jen Huang, Shiou-Lin Chren // *Appl. Catal.* – 1988. – Т. 40. – С. 43–47.
11. Alejo L. Partial oxidation of methanol to produce hydrogen over Cu-Zn-based catalysts / L. Alejo, R. Lago, M.A. Pena, et al. // *Appl. Catal. A.* – 1997. – Т. 162. – С. 281–297.
12. Кузнецов В.В. Моделирование паровой конверсии метанола в водород в микроканале с распределенным по длине тепловым потоком / В.В. Кузнецов, С.П. Козлов // *Теплофизика и аэромеханика.* – 2008. – Т. 15. – № 3. – С. 541–549.
13. Sherrard A. Groundbreaking held for the world's largest methanol fuel cell factory / Alan Sherrard // *Bioenergy International.* – 18.09.2019. – <https://bioenergyinternational.com/groundbreaking-held-for-the-worlds-largest-methanol-fuel-cell-factory>
14. Keith D.W. A process for capturing CO₂ from the atmosphere / David W. Keith, Geoffrey Holmes, David St. Angelo, et al. // *Joule.* – 2018. – № 2. – С. 1573–1594. – [https://www.cell.com/joule/pdf/S2542-4351\(18\)30225-3.pdf](https://www.cell.com/joule/pdf/S2542-4351(18)30225-3.pdf)
15. Kothandaraman J. Conversion of CO₂ from air into methanol using a polyamine and a homogeneous ruthenium catalyst / Jotheeswari Kothandaraman, Alain Goepfert, Miklos Czaun, et al. // *Journal of the American Chemical Society.* – 2016. – Т. 138. – № 3. – С. 778–781. – <https://www.semanticscholar.org/paper/Conversion-of-CO2-from-Air-into-Methanol-Using-a-a-Kothandaraman-Goepfert/c3800c0b96ab472330178411d76931343feb4d8a>

Reducing the carbon trace of motor transport based on the global application of dimethyl ether and methanol in structure of perspective hydrogen power engineering

I.A. Leshakov¹, M.N. Erofeev^{1*}, V.A. Popovich¹, S.S. Amelin¹

¹ Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Bld. 4, Malyy Kharitonyevskiy pereulok, Moscow, 101000, Russian Federation

* E-mail: erofeevmn@imash.ru

Abstract. Currently, in Russia, as in the rest of the world, the issue of deep decarbonisation from the operation of the existing fleet of road transport is urgent. Despite the noticeable global progress in the introduction of electric cars powered by lithium batteries of various modifications, as well as electric vehicles on hydrogen fuel cells, internal combustion engines (ICEs) will remain the main types of engines for motor vehicles and, in particular, for heavy industrial vehicles for a long time due to the huge number of them (there are now more than 1,2 billion cars with internal combustion engines in the whole world), and mainly due to the presence of the most convenient and deeply developed infrastructure for the production and repair of ICEs, as well as the existing developed infrastructure of the refueling facility.

This article suggests an option of using a huge fleet of existing vehicles with a minimum carbon footprint in the light of the prospective development of hydrogen energy based on existing technologies that have already been introduced and those that are being prepared for implementation.

Keywords: gas transport power engineering, synthesis of hydrocarbons, internal combustion engines.

References

1. GROMOV, A. New EU energy policy: can renewable energy and hydrogen replace russian gas? [Novaya energopolitika YeS: zamenyat li VIE i vodorod rossiyskiy gaz?]. *Energeticheskaya Politika*, 09.09.2020, ISSN 2409-5516. (Russ.). Available from: <https://energypolicy.ru/a-gromov-novaya-energopolitika-es-zame/energoperehod/2020/16/09/?ysclid=17iy3uyxqh64257435>
2. SHESTAKOV, R.A., S.V. LAVROVA. Methods for storing hydrogen fuel [Metody khraneniya vodorodnogo topliva]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.RU* [online], 2021, no. 9 (117). ISSN 2410-3837. (Russ.). Available from: <https://magazine.neftgaz.ru/articles/vozobnovlyaemye-istochniki-energii/697617-metody-khraneniya-vodorodnogo-topliva>
3. AFANASYEV, S.V. Energy-saving technique of methanol synthesis [Energoberegayushchaya tehnologiya sinteza metanola]. *Izvestiya Samarского nauchnogo tsentra Rossiyskoy akademii nauk*, 2014, vol. 16, no. 1 (6), pp. 1685–1688, ISSN 1990-5378. (Russ.). Available from: <https://cyberleninka.ru/article/n/energoberegayushchaya-tehnologiya-sinteza-metanola/viewer>

4. AFANASYEV, S.V., D.I. TROFIMOV, S.P. SERGEYEV. Technology of processing carbon dioxide into methanol [Tehnologiya pererabotki uglekislogo gaza v metanol]. *Khimicheskaya Tekhnika* [online], 2016, no. 3. (Russ.). Available from: <https://chemtech.ru/tehnologija-pererabotki-uglekislogo-gaza-v-metanol/?ysclid=17ixtum4hj786630528>
5. GIMAYEVA, A.R., M.M. FATTAKHOV, B.N. MASTOBAYEV. The main features of dimethyl ether's production and usage as a motor fuel [Osobennosti proizvodstva dimetilovogo efira i yego ispolzovaniye v kachestve perspektivnogo motornogo topliva]. *Neftegazovoye Delo*, 2015, vol. 13, no. 3, pp. 55–58, ISSN 2073-0128. (Russ.).
6. VARLAMOV, V.N., M.N. YEROFEYEV, I.N. KRAVCHENKO, et al. *Development of the design of fuel equipment for construction and road vehicles for the use of alternative fuels* [Razrabotka konstruktivnykh toplivnoy apparatury stroitelnykh i dorozhnykh mashin dlya ispolzovaniya alternativnykh vidiv topliva]. Balashikha, Russia: Military-Technical University, 2009. (Russ.).
7. YEROFEYEV, M.N., I.N. KRAVCHENKO, S.S. AMELIN, et al. *Improving exhaust gas cleaning system engines, construction and road machines and equipment* [Sovershenstvovaniye system ochistki otrabotavshikh gazov dvigateley stroutelnykh, dorozhnykh, transportnykh mashin i oborudovaniya]. Balashikha, Russia: Military-Technical University, 2011. (Russ.).
8. *Diesel engine running on gas fuel*. Inventors: YEROFEYEV, M.N., V.S. IVANOVSKIY, V.N. VARLAMOV, et al. Appl. no. 2009126532/06 dated 13 July 2009, publ. 10 March 2011. RU 2413854 C1. (Russ.).
9. *Internal combustion engine gaseous fuel ignited by compression*. Inventors: VARLAMOV, V.N., M.N. YEROFEYEV, I.A. LESHAKOV. Appl. no. 2009109139/05 dated 13 March 2009, publ. 20 June 2011. RU 2421503 C2.
10. HUANG, Ta-Jen, Shiou-Lin CHREN. Kinetics of partial oxidation of methanol over a copper zinc catalyst. *Appl. Catal.*, 1988, vol. 40, pp. 43–47, ISSN 0926-860X.
11. ALEJO, L., R. LAGO, M.A. PENA, et al. Partial oxidation of methanol to produce hydrogen over Cu-Zn-based catalysts. *Appl. Catal. A*, 1997, vol. 162, pp. 281–297, ISSN 0926-860X.
12. KUZNETSOV, V.V., S.P. KOZLOV. Modelling of methanol-to-hydrogen steam reforming with a heat flux distributed along a microchannel [Modelirovaniye parovoy konversii metanola v vodorod v mikrokanale s raspredelennym po dline teplovym potokom]. *Teplofizika i Aeromekhanika*, 2008, vol. 15, no. 3, pp. 541–549, ISSN 0869-8635. (Russ.).
13. SHERRARD, A. Groundbreaking held for the world's largest methanol fuel cell factory. *Bioenergy International* [online], 18 September 2019. Available from: <https://bioenergyinternational.com/groundbreaking-held-for-the-worlds-largest-methanol-fuel-cell-factory/>
14. KEITH, D.W., G. HOLMES, D. ST. ANGELO, et al. A process for capturing CO₂ from the atmosphere. *Joule* [online], 2018, no. 2, pp. 1573–1594, ISSN 2542-4351. Available from: [https://www.cell.com/joule/pdf/S2542-4351\(18\)30225-3.pdf](https://www.cell.com/joule/pdf/S2542-4351(18)30225-3.pdf)
15. KOTHANDARAMAN, J., A. GOEPPERT, M. CZAUN, et al. Conversion of CO₂ from air into methanol using a polyamine and a homogeneous ruthenium catalyst [online]. *Journal of the American Chemical Society*, 2016, vol. 138, no. 3, pp. 778–781, ISSN 0002-7863. Available from: <https://www.semanticscholar.org/paper/Conversion-of-CO2-from-Air-into-Methanol-Using-a-a-Kothandaraman-Goepfert/c3800c0b96ab472330178411d76931343feb4d8a>

УДК 911.3:33

Социально-экономические риски деградации многолетней мерзлоты в арктических регионах присутствия ПАО «Газпром»

С.В. Бадина

МГУ им. М.В. Ломоносова, географический факультет, Российская Федерация, 119991,
г. Москва, Ленинские горы, д. 1
Российский экономический университет им. Г.В. Плеханова, Российская Федерация, 117997,
г. Москва, Стремянный пер., д. 36
Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, Российская Федерация, 117418,
г. Москва, Нахимовский пр-т, д. 47
E-mail: bad412@yandex.ru

Тезисы. Деятельность ПАО «Газпром» и его дочерних компаний неразрывно связана с населением и экономикой административно-территориальных образований, к которым приурочены добыча, транспортировка и переработка сырья и конечной продукции. Города Арктики являются базисом трудовых ресурсов, центрами нахождения управленческого аппарата, обеспечения социальных услуг для работников (в том числе вахтовиков) ПАО «Газпром». Комплекс долгосрочных социально-экономических соглашений с регионами присутствия компании, а также другие документы (например, программа «Родные города» и пр.) предполагают расходы на эксплуатацию зданий и сооружений, финансирование строительства «Газпромом» спортивной, социальной, энергетической, коммунальной, дорожной инфраструктуры, жилья, прочих значимых объектов капитального строительства, способствующих развитию регионов, городской среды, повышению качества жизни людей и др. Важным приоритетом компании в регионах присутствия является социальная и экологическая ответственность перед местными сообществами. Реализация этих программ связана с большими в рамках сопоставления с региональными и местными бюджетами инвестициями со стороны «Газпрома». В связи с этим в контексте локальных программ адаптации к меняющимся климатическим условиям и их последствиям для «Газпрома» и его дочерних компаний чрезвычайно важно понимание не только меняющихся мерзлотных условий, но и социально-экономического потенциала, подвергающегося опасности (какая доля населения и основных фондов окажутся в ареалах максимальной деградации многолетней мерзлоты в средне- и долгосрочной перспективе). В результате количественных оценок, проведенных по авторским методикам, установлено, что совокупная стоимость жилищного фонда, а также зданий и сооружений по отраслям экономики с учетом зданий и сооружений, которые появятся в результате реализации крупных инвестиционных проектов в криолитозоне Российской Арктики до 2055 г. (в ценах 2020 г.), составит порядка 133,5 млрд долл. США. При этом на районы максимального прогнозируемого оттаивания мерзлоты, по авторским оценкам, придется примерно 94,5 млрд долл.

Ключевые слова: Арктическая зона Российской Федерации, многолетняя мерзлота, основные фонды, экономический ущерб, природные риски.

Экономическая деятельность и жизнь людей в Арктике сопряжена с повышенными издержками и рисками, в том числе связанными с климатическими изменениями, ожидаемые последствия которых, согласно существующим научным прогнозам, будут иметь наибольший масштаб именно в приполярных регионах [1]. Один из наиболее существенных рисков связан с деградацией многолетней мерзлоты. По различным сценариям, к концу XXI в. площадь приповерхностных многолетнемерзлых грунтов в северном полушарии может уменьшиться в пределах от 30 до 85 % [2]. Основные риски от таяния многолетней мерзлоты связаны с деформацией и разрушением зданий и сооружений, построенных с использованием фундаментов свайного типа (рис. 1, 2). В российской криолитозоне более 75 % зданий построены по этой технологии [3].

Изменение заложенного при проектировании оптимального диапазона температур вследствие естественных или антропогенных причин неизбежно приводит к разрушительным последствиям (рис. 3). Единовременный и массовый вывод из эксплуатации значительной доли жилых домов и основных фондов экономики приведет к быстрому ухудшению социально-экономической ситуации в арктических



Рис. 1. Норильск, старый город. Основа для фундаментов – скальный грунт, фактор мерзлоты при проектировании не учитывается



Рис. 2. Норильск. Фундамент свайного типа на многолетнемерзлых грунтах



Рис. 3. Пример деформации многоэтажного здания (Норильск, здание Научно-исследовательского института сельского хозяйства и экологии Арктики ФКНЦ СО РАН)

регионах¹, поскольку восстановление фондов представляет собой длительный и капиталоемкий процесс, особенно в экстремальных арктических условиях, где стоимость строительства существенно превышает среднероссийские значения [4].

¹ В статье под арктическими регионами понимается Арктическая зона Российской Федерации (АЗРФ) в границах, установленных Указом Президента Российской Федерации от 2 мая 2014 г. № 296.

Деятельность «Газпрома» и его дочерних компаний неразрывно связана с населением и экономикой административно-территориальных образований, к которым приурочены добыча, транспортировка и переработка сырья и конечной продукции. Города Арктики являются базисом трудовых ресурсов, центрами нахождения управленческого аппарата, обеспечения социальных услуг для сотрудников. Комплекс долгосрочных социально-экономических соглашений с регионами присутствия компании, а также другие частные документы предполагают расходы на эксплуатацию зданий и сооружений, финансирование строительства различных видов инфраструктуры, жилья и других значимых объектов капитального строительства, способствующих развитию регионов, городской среды, повышению качества жизни населения и др. В связи с этим в контексте локальных программ адаптации к меняющимся климатическим условиям и их последствиям для «Газпрома» и его дочерних компаний чрезвычайно важно понимание не только меняющихся мерзлотных условий, но и социально-экономического потенциала, подвергающегося опасности (какая доля основных фондов окажется в ареалах максимальной деградации многолетней мерзлоты в среднесрочной и долгосрочной перспективе).

В связи с этим перед автором была поставлена задача оценки вероятных ущербов от деградации многолетней мерзлоты в Российской Арктике при различных сценариях геокриологических изменений. К сожалению, в настоящее время система мониторинга мерзлотных условий, сформировавшаяся в советский период, значительно сузилась. Мониторинг свайных фундаментов жилищного фонда, необходимые проверки соблюдения эксплуатационных норм в арктических городах также перестали носить системный и регулярный характер. Понимание исключительной важности данной проблемы, необходимости возобновления мониторинга многолетней мерзлоты нашло отражение в новейших документах стратегического планирования, таких как Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года и Стратегия пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 года.

В целях прогнозирования ущербов от таяния мерзлоты автором разработаны методики,

позволяющие оценить стоимость жилищного фонда, а также зданий и сооружений по основным отраслям экономики в разрезе муниципальных образований АЗРФ. Укрупненные результаты расчетов рыночной стоимости жилищного фонда представлены в таблице. Всего рассмотрены около 34 тыс. жилых домов общей площадью более 60 млн м². Совокупная расчетная рыночная стоимость составила порядка 40 млрд долл. США. Информационной базой для расчетов послужили следующие ресурсы: база данных Росстата «Показатели муниципальных образований»; официальный сайт Фонда содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства; нормативно-правовые документы региональных и муниципальных органов власти об утверждении размера средней рыночной стоимости одного квадратного метра общей площади жилья; официальные сайты администраций муниципальных образований; сайты агентств недвижимости, открытые базы данных недвижимости.

Нужно отметить, что большинство исследований на означенную тему опираются преимущественно на данные региональной статистики, либо расчеты ведутся для отдельных локальных объектов. В первом случае результаты получают весьма нерепрезентативными, поскольку внутрирегиональная дифференциация ключевых параметров чрезвычайно велика, особенно в регионах, которые лишь частично включены в АЗРФ. Во втором – локальные выборочные исследования не позволяют сделать комплексных обобщений. В связи с этим при

разработке методики оценки стоимости зданий и сооружений по отраслям экономики в качестве наиболее оптимального территориального уровня был выбран уровень муниципальных образований. При этом ограниченность статистики обусловила необходимость применения длительных итеративных процедур дооценки недостающих параметров. Краткий алгоритм предложенного подхода к оценке стоимости зданий и сооружений по основным отраслям экономики выглядит следующим образом:

1) принимается допущение, что показатель стоимости основных фондов в муниципальном образовании пропорционален объему валового производства по соответствующему виду экономической деятельности, а объем валового производства, в свою очередь, пропорционален фонду заработной платы;

2) фонды по видам экономической деятельности (согласно Общероссийскому классификатору видов экономической деятельности) рассчитаны для каждого муниципального образования следующим образом: стоимость фондов по региону распределена пропорционально доле каждого муниципального образования в валовом производстве соответствующей отрасли;

3) верификация: Росстат предоставляет данные о стоимости основных фондов по некоторым крупнейшим городам (возможность сопоставления расчетных значений с фактическими);

4) снижение погрешности расчетов – исключение статистически обеспеченных крупнейших городов;

Рыночная стоимость жилищного фонда в арктических регионах России (региональное обобщение), млн долл. США (в ценах 2020 г.)

Регион	Стоимость жилищного фонда	Стоимость существующих зданий и сооружений	Стоимость существующих зданий и сооружений (всего) в пределах криолитозоны АЗРФ	Стоимость будущих зданий и сооружений	Общая стоимость зданий и сооружений (существующих и будущих) в криолитозоне АЗРФ
Республика Коми	1340	3865	3643	972	4124
Красноярский край	1939	12278	11498	2371	13503
Мурманская область	10398	16885	7726	1741	8235
Ненецкий АО	791	7603	5835	1172	6696
Ямало-Ненецкий АО	11145	93131	60726	38278	94460
Республика Саха (Якутия)	562	826	1318	1748	2977
Чукотский АО	1582	1289	2646	766	3213
Республика Карелия	653	742	0	218	0
Архангельская обл.	12028	6589	235	1518	335
Всего	40438	143207	93628	48784	133543

5) выделение из общей стоимости основных фондов зданий и сооружений как наиболее восприимчивой к деградации многолетнемерзлых пород составляющей (через рассчитанные среднеотраслевые понижающие коэффициенты). В общей структуре основных фондов (среднероссийское значение) доля зданий и сооружений составляет 64 % (остальное приходится на машины и оборудование, транспортные средства и пр. виды), таким образом, среднеотраслевой понижающий коэффициент будет равен 0,64. Коэффициенты также были рассчитаны для каждой из рассматриваемых отраслей экономики.

Общая расчетная стоимость существующих на момент исследования зданий и сооружений по отраслям экономики в рассматриваемых муниципальных образованиях АЗРФ составила около 143,2 млрд долл. США (см. таблицу). Всего в пределах криолитозоны АЗРФ оценочная стоимость зданий и сооружений (с учетом жилищного фонда и фондов экономики) составляет 93,6 млрд долл. США.

Однако результаты указанных расчетов отображают лишь текущее состояние, а прогнозы геокриологических изменений даются вплоть до конца столетия. В связи с этим для оценки будущей стоимости зданий и сооружений по отраслям экономики разработана соответствующая методика, основанная на данных об объемах инвестиций в крупнейшие перспективные проекты, запланированные к реализации в АЗРФ до 2055 г. Всего учтены около 100 крупных инвестиционных проектов с общим объемом финансирования порядка 100 млрд долл. Отсутствие открытых данных об объемах финансирования некоторых проектов, в частности ресурсных, также вызвало необходимость разработки процедур дооценки. Формула для расчета стоимости (C_s) зданий и сооружений на момент завершения реализации инвестиционного проекта S имеет вид:

$$C_s = k_i n_i I_s,$$

где k_i – коэффициент капиталоемкости основных фондов отрасли i (для расчета k_i были взяты показатели «инвестиции в основной капитал в Российской Федерации по видам экономической деятельности, млрд руб.» и «ввод в действие основных фондов в Российской Федерации по видам экономической

деятельности, млн руб.» в динамике с 2004-го по 2017 г. Их сопоставление показало, что за рассматриваемый период в среднем за год на 1 руб. капиталовложений введено основных фондов на сумму в 79 коп., иными словами, потраченные инвестиции и созданные фонды соотносятся как 1 к 0,79 [5]); n_i – коэффициент, характеризующий долю стоимости зданий и сооружений в общей стоимости основных фондов для отрасли i ; I_s – объем инвестиций в проект S .

Согласно проведенным расчетам, общая стоимость будущих зданий и сооружений, которые появятся на территории АЗРФ к 2055 г. при условии завершения запланированных крупных инвестиционных проектов, составит 48,7 млрд долл. США (см. таблицу), т.е. текущая стоимость зданий и сооружений увеличится примерно на треть. При этом здания и сооружения транспорта составят порядка 8 млрд долл. США. Фонды этого вида экономической деятельности относятся к числу наиболее чувствительных к деградации многолетней мерзлоты, они также связаны с высокими издержками строительства и ремонта.

На карте на рис. 4 представлены обобщенные результаты расчетов: отображена суммарная стоимость (133,5 млрд долл. США) зданий и сооружений (как существующих, так и будущих) Российской Арктики в ареалах распространения многолетней мерзлоты, т.е. в зоне потенциального риска.

Расчеты показали, что максимальная суммарная стоимость современных и будущих зданий и сооружений на мерзлоте выявлена в основных нефтегазодобывающих районах Ямало-Ненецкого автономного округа – Ямальском, Пуировском, Тазовском, Надымском (свыше 11 млрд долл. США в каждом из них), крупнейших промышленных городах – Норильске, Мурманске (мерзлота в Мурманске имеет спорадический характер распространения), Новом Уренгое, Ноябрьске и Воркуте (свыше 3,4 млрд долл. США), современном и перспективном центре добычи углеводородов – Заполярном районе Ненецкого автономного округа (4,5 млрд долл. США). Если сопоставить полученные результаты с прогнозами геокриологических изменений [6], можно сделать вывод о том, что ареалы максимальной быстрой деградации многолетнемерзлых пород и максимальной концентрации зданий и сооружений в большинстве случаев

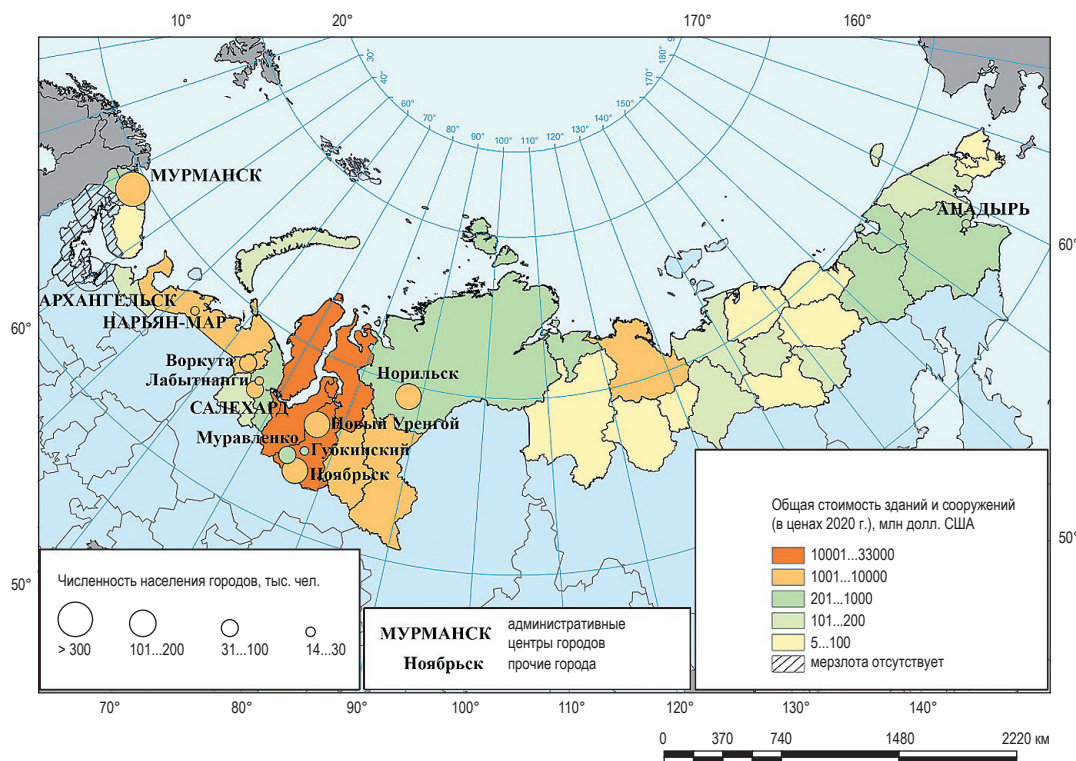


Рис. 4. Общая стоимость зданий и сооружений на многолетней мерзлоте с учетом реализации перспективных инвестиционных проектов

пересекаются. На районы максимального прогнозируемого оттаивания мерзлоты, по оценкам, придется зданий и сооружений суммарной стоимостью порядка 94,5 млрд долл. США, что практически на четверть выше, чем суммарный валовой региональный продукт всего Арктического макрорегиона в 2018 г. (согласно данным Росстата). Это означает повышение уровня природного риска в среднесрочной и долгосрочной перспективе в наиболее освоенных частях Российской Арктики.

Именно для этих территорий в первую очередь необходимо принять соответствующие меры и создать научные подходы к адаптации общества и экономики к изменениям многолетней мерзлоты.

Исследование выполнено в рамках государственного задания по теме № 121051100167-1 «Эволюция, современное состояние и прогноз развития береговой зоны Российской Арктики».

Список литературы

1. Snow, water, ice and permafrost in the Arctic (SWIPA-2017) / Arctic Monitoring and Assessment Programme (AMAP). – Oslo, Norway, 2017. – 269 с. – <https://www.amap.no/documents/doc/Snow-Water-Ice-and-Permafrost-in-the-Arctic-SWIPA-2017/1610>
2. Скоулз Р. Резюме для директивных органов доклада о тематической оценке деградации и восстановлении земель Межправительственной научно-политической платформы по биоразнообразию и экосистемным услугам / Р. Скоулз, Л. Монтанарелла, А. Брайнич и др. – Бонн, Германия: МПБЭУ, 2018. – 45 с.
3. Гребенев В.И. Криогенные процессы / В.И. Гребенев // География, общество, окружающая среда. Т. 1: Структура, динамика, эволюция природных геосистем. – М.: Городец, 2004. – С. 344–356.
4. Бадина С.В. Прогнозирование социально-экономических рисков в криолитозоне Российской Арктики в контексте перспективных климатических изменений / С.В. Бадина // Проблемы прогнозирования. – 2020. – № 4. – С. 55–65.

5. Бабури́н В.Л. Прогнозирование материальных ущербов при реализации крупных инвестиционных проектов в ареалах деградации многолетнемерзлых пород Российской Арктики / В.Л. Бабури́н, С.В. Бади́на // Сб. материалов Международной научно-практической конференции «Пространственная организация общества: теория, методология, практика» / под ред. Т.В. Субботиной, Л.Б. Чупиной. – Пермь, 2018. – С. 137–141.
6. Streletskiy, D.A. Permafrost degradation / D.A. Streletskiy, O.A. Anisimov, A.A. Vasiliev // Snow and ice-related hazards, risks, and disasters / W. Haeberli, C. Whiteman (eds.). – Elsevier, 2014. – С. 303–344.

Socio-economic risks of permafrost degradation in the Arctic regions of Gazprom's presence

S.V. Badina

Lomonosov Moscow State University, Geographical department, Bld. 1, Leninskiye Gory, Moscow, 119991, Russian Federation

Plekhanov Russian University of Economics, Bld. 36, Stremyanny pereulok, Moscow, 117997, Russian Federation

Russian Academy of Sciences, Institute of Economic Forecasting, Bld. 47, Nakhimovskiy prospect, Moscow, 117418, Russian Federation

E-mail: bad412@yandex.ru

Abstract. The operations of “Gazprom” and its subsidiaries are inextricably linked to the population and economy of administrative and territorial entities where the production, transportation and processing of raw materials and final products are carried out. The Arctic towns are the basis of labor resources, the centers of the management staff location and the social services for employees (including shift workers) of “Gazprom”. A set of long-term socio-economic agreements with the regions where the company operates, as well as other private documents (for example, the “Native Towns” program, etc.) assume expenses for the maintenance of buildings and structures, financing of the construction of sports, social, energy, municipal, road infrastructure, housing and other significant capital construction projects that contribute to the development of regions, the urban environment, and improvement of the quality of life of people, etc. An important priority of the company in the regions where it operates is social and environmental responsibility to local communities. The implementation of these programs is associated with large investments of the Gazprom PJSC in comparison with regional and local budgets. In this regard, in the context of local-level programs of adaptation to changing climate conditions and their consequences for Gazprom and its subsidiaries, it is extremely important to understand not only the changing permafrost conditions, but also the socio-economic potential at risk (what proportion of the population and fixed assets will be in the areas of maximum permafrost degradation in the medium and long term). As a result of quantitative estimates based on the author's methods, it was found that the total cost of housing stock, as well as buildings and structures by economic sector, taking into account buildings and structures that will be constructed as a result of major investment projects in the cryolithozone of the Russian Arctic until 2055 (in prices of 2020), will amount to about 133.5 billion USD. At the same time, according to author's estimates, the areas of the maximum predicted thawing of permafrost will account for about 94.5 billion USD.

Keywords: Arctic zone of the Russian Federation, permafrost, fixed assets, economic damage, natural risks.

References

1. ARCTIC MONITORING AND ASSESSMENT PROGRAMME (AMAP). *Snow, Water, Ice and Permafrost in the Arctic (SWIPA)*. Oslo, Norway, 2017. Available from: <https://www.amap.no/documents/doc/Snow-Water-Ice-and-Permafrost-in-the-Arctic-SWIPA-2017/1610>
2. SCHOLLES, R., L. MONTANARELLA, A. BRAINICH, et al. *Summary for policymakers of the thematic assessment report on land degradation and restoration of the Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services*. Bonn, Germany: IPBES, 2018.
3. GREBENETS, V.I. Cryogenic processes [Kriogennyye protsessy]. In: *Geography, Society, Environment* [Geografiya, obshchestvo, okruzhuyushchaya sreda]. Vol. 1: Structure, dynamics, evolution of natural geosystems [Struktura, dinamika, evolutsiya prirodnnykh geosistem]. Moscow: Gorodets, 2004, pp. 344–356. (Russ.).
4. BADINA, S.V. Prediction of socio-economic risks in the permafrost zone of the Russian Arctic in the context of promising climatic changes [Prognozirovaniye sotsialno-ekonomicheskikh riskov v kriolitozone Rossiyskoy Arktiki v kontekste perspektivnykh klimaticheskikh izmeneniy]. *Problemy Prognozirovaniya*, 2020, no. 4, pp. 55–65, ISSN 0868-6351. (Russ.).

5. BABURIN, V.L., S.V. BADINA. Material damage forecasting during the large investment projects implementation in the permafrost degradation areas (case study – the Russian Arctic) [Prognozirovaniye materialnykh usherbov pri realizatsii krupnykh investitsionnykh proyektov v arealakh degradatsii mnogoletnemerzlykh porod Rossiyskoy Arktiki] In: SUBBOTINA, T.V., L.B. CHUPINA (eds.). *Collected materials of the International Scientific and Practical Conference: Spatial Organization of Society: Theory, Methodology, Practice*. Perm, 2018, pp. 137–141. (Russ.).
6. STRELETSKIY, D.A., O.A. ANISIMOV, A.A. VASILYEV. Permafrost degradation. In: HAEBERLI, W., C. WHITEMAN (eds.) *Snow and ice- related hazards, risks, and disasters*. Elsevier, 2014, pp. 303–344.

УДК 0040.413.4:621.6-5

Метод нисходящего анализа в практике идентификации и оценки операционных рисков добычи газа в нефтегазовом холдинге

И.В. Демкин¹, А.В. Шевченко^{1*}, С.А. Ковалев¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

* E-mail: A_Shevchenko@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: операционный риск, идентификация, оценка, система управления рисками, добыча газа, нисходящий анализ.

Тезисы. В статье рассматриваются методические и организационные проблемы построения систем управления операционными рисками в нефтегазовом холдинге. Современная культура ведения бизнеса отечественными нефтегазовыми компаниями все более тесно увязывается с ответственным отношением к управлению рисками в условиях неопределенности. Из-за организационных особенностей нефтегазового холдинга, в первую очередь наличия материнской компании и дочерних обществ, наличия нескольких, относительно самостоятельных видов деятельности (бизнесов), построение единой системы управления операционными рисками сопряжено с большими проблемами из-за противоречий в целях и задачах материнской компании и дочерних обществ, основных и вспомогательных видов деятельности холдинга. Попытки внедрения систем управления рисками в холдинге в соответствии с общепринятыми подходами на основе стандартов серии ISO 31000 приводят к тому, что созданные системы управления рисками в структурных подразделениях материнской компании и ее дочерних обществах начинают функционировать независимо друг от друга, несоответствие целей и задач структурных подразделений материнской компании и дочерних обществ приводит либо к отказу от построения единой системы управления операционными рисками, либо к неоправданно высоким затратам времени на проведение различного рода согласований из-за несоответствия целей, заложенных в отдельные системы управления рисками дочерних обществ, с целями одноименных систем управления материнской компании.

Предлагаемый для возможного решения данной проблемы метод нисходящего анализа базируется на анализе организационной структуры управления холдингом, современных рекомендаций Банка России и Правительства Российской Федерации по созданию системы управления рисками и внутреннему контролю в крупных холдингах, служит основой для разработки принципов построения системы идентификации и оценки операционных рисков в холдинге с использованием критериев допустимого риска. На примере вида деятельности «добыча газа» представлены основные положения построения системы идентификации и оценки операционных рисков по виду деятельности, основанные на методе нисходящего анализа. Приведен пример организационной схемы идентификации и оценки операционных рисков по виду деятельности «добыча газа» в материнской компании.

Применение методов управления рисками, в том числе при их идентификации и оценке, разработанных на основе международных стандартов серии ISO 31000 для крупных нефтегазовых компаний сопряжено с рядом сложностей и на практике трудно применимо. Основная проблема заключается в том, что в крупных нефтегазовых компаниях существующая система управления опирается на действующую структурную иерархию вертикального холдинга с выделением материнской компании и ее дочерних обществ. В составе материнской компании находятся структурные подразделения, ведущие относительно самостоятельную работу по управлению различными видами деятельности или управлению активами (например, управление добычей газа и газового конденсата, управление хранением или сбытом готовой продукции, управление инвестициями и т.п.) или обеспечивающие основные виды деятельности холдинга (например, управление безопасностью, в том числе информационной, экологической, промышленной и пожарной, управление кадрами и др.). На практике это приводит к тому, что дочерним обществам приходится свою управленческую структуру выстраивать с учетом необходимости взаимодействия с различными структурными подразделениями материнской компании. В соответствии с положениями о структурных подразделениях материнской компании каждое из них имеет свои оперативные

и стратегические цели и задачи. При попытках внедрения систем управления рисками в такой компании в соответствии с общепринятыми подходами на основе стандартов серии ISO 31000 компания сталкивается с тем, что идентификация и оценка рисков в структурных подразделениях материнской компании и ее дочерних обществах проводятся практически независимо разными группами специалистов. В результате этого созданные системы управления рисками в структурных подразделениях материнской компании и ее дочерних обществах начинают функционировать независимо друг от друга, что приводит к несоответствию целей и задач структурных подразделений материнской компании и дочерних обществ, неоправданно высоким затратам времени на проведение различного рода согласований из-за несоответствия целей, положенных в основу отдельных систем управления рисками дочерних обществ, с целями одноименных систем управления материнской компании.

Далее в статье предложено возможное решение данной проблемы в отношении системы управления операционными рисками в холдинге через анализ структуры его управления, современных рекомендаций Банка России и Правительства Российской Федерации по созданию системы управления рисками и внутреннему контролю в крупных холдингах, разработке принципов построения системы идентификации и оценки операционных рисков в холдинге с использованием критериев допустимого риска, а также практических решений для вида деятельности «добыча углеводородов». При этом учитываются рекомендации Банка России по учету иерархической структуры нефтегазового холдинга¹.

Организационные особенности нефтегазового холдинга, бизнес-процессы материнской компании и ее дочерних производственных обществ, операционные риски, влияющие на достижение поставленных целей и задач

Как правило, современная нефтегазовая компания представляет собой производственный

холдинг, ее структура имеет вертикальное строение с иерархически выстроенным управлением (рис. 1) и включает собрание акционеров, совет директоров, правление, материнскую компанию (далее – Администрация) и дочерние компании (общества, предприятия и т.п.). Организационно свое участие в бизнесе в России нефтегазовые компании оформляют в форме публичного акционерного общества. Во главе холдинга стоит собрание акционеров, мажоритарная часть акционеров имеет своих представителей в совете директоров, который выбирает членов правления и его председателя. Правление через материнскую компанию осуществляет оперативное управление производственными, сбытовыми и иными процессами по видам деятельности холдинга, периодически контролируя эти процессы при помощи ключевых показателей эффективности бизнес-процессов. Совместно совет директоров и правление вырабатывают принципы стратегического планирования деятельности холдинга, формулируют стратегические цели и задачи и определяют стратегические целевые показатели, которые холдинг должен достичь через определенный период времени (в крупных холдингах часто принимается десятилетний период).

Структурно материнская компания представляет собой ряд административных подразделений, которые осуществляют оперативное управление производственными, сбытовыми и иными процессами по разным видам деятельности: развитие минерально-сырьевой базы (например, приобретение лицензий, проведение геолого-разведочных работ, разработка проектов разработки месторождений), добыча углеводородного сырья и подготовка товарной продукции на месторождении, транспорт углеводородной продукции до потребителя или мест дальнейшей переработки продуктов добычи. Реализация товарной продукции, в том числе продукции переработки на специализированных перерабатывающих предприятиях (газо- и нефтеперерабатывающих заводах, газо-нефтехимических комплексах), в рамках холдинга выполняется через сбытовые организации, которые осуществляют необходимый объем маркетингового анализа рынков и непосредственно саму продажу готовой продукции по контрактам.

Перспективным и устойчивым развитием холдинга на среднесрочную и стратегическую

¹ См.: Информационное письмо о рекомендациях по организации управления рисками, внутреннего контроля, внутреннего аудита, работы комитета совета директоров (наблюдательного совета) по аудиту в публичных акционерных обществах: Банк России, письмо № ИН-06-28/143 от 01.10.2020 // Вестник Банка России. – 2020. – № 79 (2215). – С. 26.



Рис. 1. Структура нефтегазового холдинга

перспективы занимаются специальные административные подразделения, которые тесно взаимодействуют с правлением и советом директоров в разработке соответствующих программ инвестиционной деятельности, планировании, управлении и контроле основных видов деятельности холдинга, в определении целей и задач его развития, принятии и постоянном контроле конкретных значений стратегических целевых показателей устойчивого развития холдинга.

В структуре Администрации присутствуют и другие очень важные административные подразделения, которые отвечают за экономику, финансы, право, имущественные отношения, безопасность и т.д.

Дочерние общества можно подразделить на четыре группы: 1) производственные, 2) сбытовые, 3) проектные и научные, 4) сервисные. Производственные дочерние общества, как правило, не владеют производственными объектами, а осуществляют их эксплуатацию на основе долговременных договоров аренды имущества. До сведения производственных дочерних обществ доводятся контрольные целевые показатели основной производственной деятельности.

Современная культура ведения бизнеса отечественными нефтегазовыми компаниями

все более тесно увязывается с ответственным отношением к управлению рисками в условиях неопределенности. Этапным моментом по росту доли компаний, в которых управление рисками распределяется на все уровни организации, можно считать период 2014–2015 гг., когда вышли рекомендации² Банка России о применении системы управления рисками и внутреннем контроле в структурах корпоративного управления и поручением Правительства Российской Федерации были одобрены методические указания по подготовке Положения о системе управления рисками³. С этого момента системы управления рисками в крупных публичных акционерных обществах становятся неотъемлемой составляющей их систем управления. К 2021 г. почти в 90 % организаций, где функционируют системы управления рисками, инициаторами их создания и внедрения стали высшие органы управления (совет директоров, правление) [1]. Это свидетельствует об изменении восприятия управления рисками в компании «как отвлекающего

² См.: Письмо Банка России от 10.04.2014 № 06-52/2463 «О кодексе корпоративного управления».

³ См.: Методические указания по подготовке Положения о системе управления рисками: поручение Правительства Российской Федерации от 24.06.2015 № ИШ-П13-4148.

затратного процесса» и способствует развитию самой культуры управления рисками, разработке и встраиванию подходов к управлению рисками в процессы принятия решений и их интеграции в основные бизнес-процессы. В 2020 г. в связи с публикацией Банком России рекомендаций по дальнейшему внедрению базовых принципов и подходов к организации управления рисками в сочетании с внутренним контролем и внутренним аудитом¹ возрос интерес крупных компаний к вопросу создания зрелого процесса управления рисками.

Применение стратегии вертикальной интеграции в холдингах позволяет значительно сократить издержки за счет эффекта масштаба и решить основную задачу, непосредственно стоящую перед любой бизнес-структурой, – значительно повысить конкурентоспособность на рынке. Однако такая структура при внедрении системы управления рисками имеет и свои недостатки, связанные:

- со значительными затратами ресурсов (финансовых, людских, временных) на интегрирование системы управления рисками в систему управления компании и бизнес-процессы;
- необходимостью применения определенных форм организации управления рисками и системы контроля для того, чтобы не потерять специализацию дочерних обществ (хозяйствующих субъектов) и соответствующих административных органов управления компанией.

Все современные отечественные холдинги в соответствии с рекомендациями Банка России, поручениями Правительства Российской Федерации, положениями международных и российских стандартов, рекомендаций международных профессиональных организаций в области управления рисками и внутреннего контроля и локальными нормативно-правовыми актами компаний создали системы управления рисками и внутреннего контроля (далее – СУРиВК) с учетом иерархических связей, присущих тому или иному холдингу. В основе СУРиВК ПАО «Газпром» лежит принятая Советом директоров и Правлением Политика управления рисками в компании⁴, целями которой являются повышение

надежности и эффективности функционирования компании и обеспечение достаточных гарантий достижения поставленных целей и решения оперативных и стратегических задач компании. Политика управления рисками определяет единые принципы и подходы к организации СУРиВК, устанавливает компоненты, цели и задачи системы, а также распределяет полномочия участников СУРиВК на всех уровнях управления холдинга. Определяется структурное подразделение компании, которое будет осуществлять контроль соблюдения политики управления рисками, развитие СУРиВК, а также разрешать спорные вопросы при внедрении и функционировании СУРиВК. Каждое дочернее общество компании на основе политики компании обеспечивает принятие локального нормативного акта (локальной политики), определяющего порядок управления рисками и внутреннего контроля в дочернем обществе. Особое внимание СУРиВК уделяет разработке и мониторингу ключевых индикаторов рисков для обеспечения раннего предупреждения об изменениях уровней ключевых рисков [2]. Среди подсистем СУРиВК следует выделить подсистему управления операционными рисками (далее – СУОР)⁵, т.е. подсистему управления рисками, присущими текущей (оперативной) производственной деятельности холдинга, включая вопросы планирования, организации, кадровой политики, учета и контроля процессов.

Классификация рисков в холдинге осуществляется в целях учета рисков, обмена информацией между структурными подразделениями, составления отчетности по стандартизованным формам. Для классификации рисков часто используют метод фасетной классификации [3], который хорошо учитывает вертикально интегрированную структуру холдинга и взаимное влияние бизнес-процессов в нем. Риски имеют ряд разнородных характеристик и как объекты классификации могут быть сгруппированы по ряду признаков. Каждый фасет классификации включает определенные признаки, по которым осуществляется классификация рисков.

⁴ См.: Политика управления рисками и внутреннего контроля ПАО «Газпром»: утверждена решением Совета директоров ПАО «Газпром» от 25.12.2018 № 3195. – <https://www.gazprom.ru/f/posts/93/485406/risk-internal-control-policy.pdf> (дата обращения 21.09.2021).

⁵ См.: Положение о системе управления операционными рисками Группы Газпром: утверждено приказом ПАО «Газпром» от 11.07.2019 № 291.

В качестве примера рассмотрим классификатор⁶ рисков ПАО «Газпром». Первые два фасета отражают модель бизнеса холдинга и дают признаки (критерии) для видов (направлений) бизнеса (например, газовый бизнес) и видов деятельности по направлениям бизнеса (например, добыча газа и газового конденсата). Фасет № 3 раскрывает систему бизнес-процессов (БП) в холдинге. БП группируются по операционной (направленные на производство и реализацию готовой продукции) и инвестиционной (направленные на создание активов) деятельности, а также выделяется группа БП управления. Фасет № 5 группирует риски по влиянию на стратегические цели и ключевые показатели производственной деятельности. Фасет № 7 группирует однотипные риски по категории, классу и виду риска в рамках всех видов бизнеса Группы «Газпром» по одному или нескольким классификационным признакам.

Покажем принцип объединения рисков в группы на примере категории «операционные риски». Данная категория рисков представлена в фасете следующими классами рисков: безопасности, диагностических обследований, информационных технологий и автоматизации, осуществление закупок и еще 24 другими классами рисков. Часть классов дополнительно разбивается на виды. Например, класс рисков, связанных с охраной труда, разбивается на два вида: несчастных случаев и профессиональных заболеваний.

Классификатор рисков ПАО «Газпром» имеет ряд фасет, которые предназначены для создания удобной системы учета рисков в целях дальнейшего управления ими.

Принципы построения системы идентификации и оценки операционных рисков добычи газа

Наряду с общераспространенными принципами построения систем управления рисками в промышленных компаниях, изложенными выше, авторами предлагаются следующие специфические принципы, учитывающие особенности нефтегазового холдинга на примере направления производственной деятельности (вида деятельности) «добыча газа»:

1) максимальное сохранение существующей организационной структуры холдинга,

выполняемых функций и решаемых задач при внедрении системы идентификации и оценки операционных рисков. Применение принципа позволит ограничить затраты, связанные с внедрением системы управления рисками, и внедрить такую систему за относительно короткое время;

2) взаимосвязь системы идентификации и оценки операционных рисков добычи углеводородов с оценкой рисков недостижения плановых (целевых) значений установленных стратегических (долгосрочных), среднесрочных и краткосрочных ключевых показателей эффективности (далее целевые показатели – ЦП) по виду деятельности «добыча газа» как для компании в целом, так и для ее производственных дочерних обществ. Применение данного принципа даст возможность использования количественных методов оценки рисков, которые являются более приоритетными в сравнении с методами качественной оценки, поскольку первые базируются преимущественно на использовании объективной информации, например о реализованных ранее рискованных событиях;

3) применение иерархического нисходящего метода идентификации и оценки операционных рисков как для материнской, так и для дочерних компаний холдинга. Метод заключается в выполнении следующих действий:

- формулирование и оценивание рисков недостижения плановых значений ЦП (далее – риски 1-го уровня), представляющих собой ЦП для материнской компании (ЦП МК) и показатели, производные от ЦП МК, устанавливаемые для каждого дочернего газодобывающего общества – ЦП ГДО;

- сравнение оцененных рисков с установленными советом директоров холдинга допустимыми уровнями, определение критических, ключевых и несущественных рисков 1-го уровня;

- определение решаемых задач и БП, неполное (несвоевременное) выполнение которых отразится на ключевых рисках 1-го уровня, формулирование рисков 2-го уровня;

- определение комплексов работ при реализации БП, неполное (несвоевременное) выполнение которых отразится на ключевых рисках 2-го уровня, формулирование рисков 3-го уровня⁷;

⁶ См.: Классификатор рисков ПАО «Газпром», его дочерних обществ и организаций: утвержден приказом ПАО «Газпром» от 15.12.2017 № 848.

⁷ В случае установления критических рисков 1-го уровня при необходимости возможна дальнейшая декомпозиция рисков 4-го, 5-го и др. уровней.

4) наличие обратной связи в системе управления операционными рисками добычи газа. Результаты оценивания ключевых рисков дочерних обществ должны быть доступны материнской компании к моменту проведения идентификации и оценки ее рисков. Это позволит:

- уточнить оценки рисков недостижения ЦП МК;
- определить ключевые риски дочерних обществ, являющиеся источниками (факторами) операционных рисков материнской компании;
- обосновать мероприятия по снижению ключевых рисков материнской компании, выходящие за рамки мероприятий в зоне ответственности дочерних обществ;
- своевременно подготовить отчетность по ключевым операционным рискам добычи газа в холдинге.

Использование предложенного подхода позволит:

- определять основные факторы ключевых операционных рисков, что в дальнейшем позволит обосновать эффективность мероприятий по снижению их негативного влияния;
- не тратить ограниченные ресурсы холдинга на управление несущественными рисками;
- ограничить затраты на внедрение системы управления операционными рисками затратами на обучение персонала, разработку и внедрение организационно-методических документов по управлению операционными рисками, а также разработку и внедрение информационно-управляющих систем сбора, хранения и учета статистической информации о реализованных рискованных событиях, последующую оценку операционных рисков. При этом не потребуется существенно менять организационную структуру холдинга.

Построение основанной на вышеизложенных принципах системы идентификации и оценки операционных рисков создаст необходимые предпосылки для повышения вероятности достижения установленных ЦП МК и ЦП ГДО по виду деятельности «добыча газа». Рассмотренные принципы учитывались в ходе разработки нормативно-методического документа Р Газпром 183-2021⁸.

⁸ См. Корпоративная система управления рисками. Добыча газа и газового конденсата. Операционные риски. Идентификация и оценка: Р Газпром 183-2021.

Пример организационной схемы идентификации, оценки операционных рисков, подготовки предложений по установлению их допустимого уровня и отчетности по операционным рискам в материнской компании по виду деятельности «добыча газа»

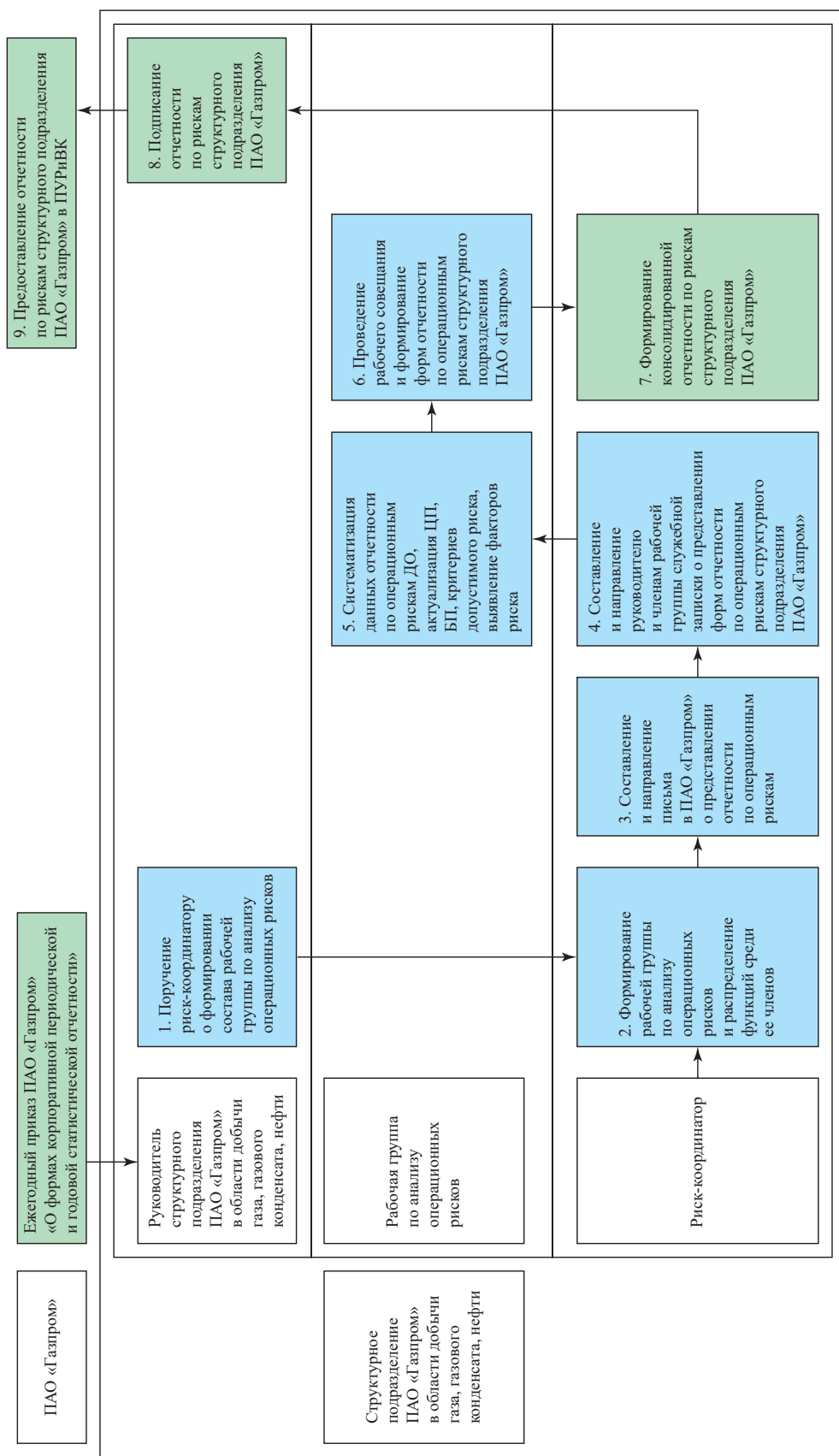
Для производственного структурного подразделения ПАО «Газпром», выполняющего функции планирования, организации, мониторинга и контроля в области добычи газа, газового конденсата, нефти (далее – подразделение) на основе изложенных выше принципов в ходе выполнения научных исследований с непосредственным участием авторов статьи разработаны и предложены:

- алгоритм проведения идентификации и оценки операционных рисков по виду деятельности «добыча газа»;
- перечень типовых операционных рисков по виду деятельности «добыча газа»;
- критерии установления значимости уровня операционных рисков по данному виду деятельности (отнесение риска к одной из категорий «критические», «существенные», «несущественные»);
- организационная схема идентификации и оценки операционных рисков, подготовки предложений по установлению их допустимого уровня и отчетности по операционным рискам применительно к рассматриваемому виду деятельности (рис. 2).

После подписания ежегодного приказа ПАО «Газпром» о проведении работ по формам корпоративной периодической и годовой отчетности руководитель подразделения дает поручение риск-координатору по виду деятельности «добыча газа» о формировании рабочей группы и проведении работ по идентификации и оценке операционных рисков и подготовке соответствующих форм отчетности. На основании поручения риск-координатор формирует рабочую группу из представителей подразделения и дочерних обществ для целей анализа операционных рисков по виду деятельности «добыча газа» и направляет в ДО письма о предоставлении отчетности по операционным рискам обществ.

Сформированная рабочая группа по анализу операционных рисков осуществляет:

- систематизацию полученной от риск-координатора отчетности по операционным



■ рекомендуемые процессы (работы) идентификации, оценки и подготовки предложений по установлению допустимого уровня операционных рисков структурного подразделения ПАО «Газпром»
■ процессы (работы) формирования и предоставления в ПУРиВК отчетности по рискам структурного подразделения ПАО «Газпром» (за исключением процессов идентификации, оценки и подготовки предложений по установлению допустимого уровня операционных рисков)

Рис. 2. Организационная схема идентификации, оценки и подготовки предложений по установлению допустимого уровня операционных рисков по виду деятельности «добыча газа» структурного подразделения ПАО «Газпром»: ДО – производственное дочернее общество ПАО «Газпром»; ПУРиВК – подразделение, выполняющее функции управления рисками и внутреннего контроля ПАО «Газпром»

рискам ДО по виду деятельности «добыча газа» и данных;

- разработку (актуализацию) списков ЦП и БП подразделения;
- формирование критериев допустимого уровня риска для ЦП подразделения;
- разработку матрицы влияния БП на достижение ЦП подразделения;
- выявление факторов, влияющих на риски недостижения ЦП;
- разработку перечня рисков недостижения ЦП подразделения с учетом выявленных факторов (далее – перечень операционных рисков подразделения).

Для подведения итогов деятельности рабочей группы проводится рабочее совещание, на котором рассматриваются:

- результаты анализа перечня операционных рисков подразделения с учетом систематизированных отчетных материалов по операционным рискам ДО;
- подготовка предложений по допустимому уровню операционных рисков⁹;
- оценка операционных рисков подразделения и определение значимости их уровней;
- варианты заполнения форм отчетных материалов подразделения по ключевым операционным рискам в соответствии с установленным порядком;
- выводы по результатам анализа операционных рисков подразделения и составление проекта протокола совещания, его подписание руководителем и членами рабочей группы.

Дальнейшие действия по управлению операционными рисками в подразделении выполняются в рамках формирования консолидированной отчетности по рискам подразделения, включая иные виды деятельности, например «восполнение минерально-сырьевой базы». Консолидированные формы отчетности подразделения подписываются его руководителем и направляются в структурное подразделение материнской компании, выполняющее функции управления рисками и внутреннего контроля.

Одним из направлений дальнейших научных исследований в области совершенствования систем управления операционными рисками в нефтегазовых холдингах является совершенствование методов и моделей их оценки, включая совершенствование методов количественной оценки рисков. Для проведения последней могут быть использованы различные математические методы и модели, например метод имитационного моделирования. Для эффективного применения методов оценки операционных рисков, во-первых, требуется современное программное обеспечение (например, для количественной оценки операционных рисков могут применяться пакеты программ Risk Analysis, Crystal Ball и др.) и, во-вторых, необходимо внедрить в БП холдинга системы сбора, хранения и обработки статистической информации о реализованных ранее рисковом событиях и влияющих факторах. Применение методов количественной оценки позволит существенно снизить для холдинга негативные последствия ошибок 1-го рода (отнесение несущественного риска к категории «риск критический») и 2-го рода (отнесение критического риска к категории «риск несущественный»), обусловленных возможными ошибками экспертов при проведении процедуры качественной оценки рисков. Ошибки 1-го рода приводят к дополнительным необоснованным затратам времени и ресурсов холдинга на снижение несущественных рисков. Ошибки 2-го рода приводят к «серьезным» ущербам холдинга в результате реализации критических рисков, что недопустимо.

Другим направлением научных исследований в рассматриваемой области является совершенствование систем мониторинга операционных рисков с использованием ключевых рисков индикаторов (КРИ). Общие требования к разрабатываемым КРИ в настоящее время определены нормативно-методическими документами ПАО «Газпром» [2]. В ходе проведения исследований необходимо решить следующие основные задачи:

- обосновать перечень КРИ, разработать подходы к сбору информации, необходимой для вычисления каждого КРИ, а также алгоритмы их расчета;
- установить математические зависимости изменения значений показателей операционного риска с изменениями КРИ;

⁹ Подготовку предложений выполняют в случае наличия поручения руководителя подразделения о проведении рабочего совещания по подготовке предложений по установлению допустимого уровня операционных рисков.

- разработать предложения по установлению предельно допустимых отклонений КРИ от текущих значений;
- разработать предложения по совершенствованию системы мониторинга операционных рисков с использованием КРИ.

Внедрение системы мониторинга операционных рисков с использованием КРИ позволит снизить негативные для ПАО «Газпром» последствия реализации операционных рисков, а в ряде случаев – предотвратить нежелательное развитие событий.

Список литературы

1. Оценка уровня зрелости управления рисками в российских нефинансовых организациях в 2020 году // Deloitte. – <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/risk/russian/level-maturity-risk-management-in-Russian-non-financial-organizations-2020-full-ver.pdf>
2. Пашковский Д.А. Методические подходы к разработке ключевых индикаторов риска для организаций нефтегазовой отрасли / Д.А. Пашковский, А.А. Быков, В.М. Кондратьев-Фирсов // Газовая промышленность. – 2022. – № 3. – С. 70–79.
3. Пашковский Д.А. Методические подходы и особенности построения фасетно-иерархической классификации рисков вертикально интегрированной компании / Д.А. Пашковский, А.А. Быков // Газовая промышленность. – 2021. – № 11. – С. 104–117.

Top-down analysis applied for identification and assessment of operational risks of gas production in an oil-gas conglomerate

I.V. Demkin¹, A.V. Shevchenko^{1*}, S.A. Kovalev¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: E-mail: A_Shevchenko@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. This article examines the methodic and organizational issues in constructing an operational risk management system in an oil-gas holding company. Commonly, it's quite troublesome for an oil-gas conglomerate to build a unified system of risk management due to the contradictory goals and tasks of its parent and company and its subsidiaries, as well as the core business and the ancillary activities. The attempts to implement such a system in accordance with the ISO 31000 standards lead to independent functioning of the newly created risk management systems in a parent company and in the affiliated companies. Disparity of their activities results either in abandoning of a unified operational risk management system, or in the outrageous time spending for coordination, adjustment and ratification of documents.

Authors suggest a possible solution by means of the top-down analysis. A suggested method grounds on the analysis of the organizational structure of a holding company administration, the state-of-art recommendations of the Bank of Russia and the Government of the Russian Federation, which concerns with creation of the risk management and compliance control systems in the big holding companies. It'll help to work out the principles for constructing a system of risk identification and assessment using the tolerable risk criteria. As exemplified by a “gas production” profile business, authors present a doctrine of such a system designing through the agency of the top-down analysis instruments.

Keywords: operational risk, identification, assessment, risk management system, gas production, top-down analysis.

References

1. *Maturity level of risk management in Russian nonfinancial companies in 2020* [Otsenka urovnya zrelosti upravleniya riskami v rossiyskikh nefinansovykh organizatsiyakh v 2020 godu]. In: Deloitte [online]. (Russ.). Available from: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/risk/russian/level-maturity-risk-management-in-Russian-non-financial-organizations-2020-full-ver.pdf>
2. PASHKOVSKIY, D.A., A.A. BYKOV, V.M. KONDRATYEV-FIRSOV. Methodical approaches to the development of key risk indicators for oil and gas industry organizations [Metodicheskiye podkhody k razrabotke klyuchevykh indikatorov riska dlya organizatsiy neftegazovoy otrasli]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2022, no. 3, pp. 70–79, ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. PASHKOVSKIY, D.A., A.A. BYKOV. Methodological approaches and specific features of facet-hierarchical risk classification for a vertically integrated company [Metodicheskiye podkhody i osobennosti postroyeniya fasetno-iyerarkhicheskoy klassifikatsii riskov vertikalno integrirovannoy kompanii]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2021, no. 11, pp. 104–117, ISSN 0016-5581. (Russ.).

Сведения об авторах

<i>Акоста Амелия Алиса</i>	заведующий Отделом анализа и прогнозирования потребления газа НТЦ «Региональные системы газоснабжения» АО «Газпром промгаз». E-mail: A.Akosta@promgaz.gazprom.ru
<i>Алипов Андрей Васильевич</i>	к.ф.-м.н., начальник Расчетно-аналитического отдела ООО «НПК Изотермик». E-mail: isotremik@yandex.ru
<i>Амелин Сергей Сергеевич</i>	старший научный сотрудник Института машиноведения им. А.А. Благонравова РАН. E-mail: sergejamelin@inbox.ru
<i>Бадина Светлана Вадимовна</i>	к.г.н., научный сотрудник НИЛ геоэкологии Севера Географического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова. E-mail: bad412@yandex.ru
<i>Болодьян Иван Ардашевич</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник ФГБУ ВНИИПО МЧС России. E-mail: ivanbolodian@yandex.ru
<i>Бочков Александр Владимирович</i>	д.т.н., заместитель руководителя научно-технического комплекса АО «НИИАС». E-mail: a.bochkov@gmail.com
<i>Васильев Валерий Владимирович</i>	главный специалист ПАО «Газпром». E-mail: V.V.Vasilyev@adm.gazprom.ru
<i>Гамера Юрий Васильевич</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории промышленной безопасности Центра производственной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: Y_Gamera@vniigaz.gazprom.ru
<i>Горбачев Станислав Прокофьевич</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Лаборатории малотоннажного производства и использования СПГ Центра технологий СПГ и газомоторного топлива ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Gorbachev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Грацион Сергей Васильевич</i>	к.т.н., доцент, начальник Лаборатории неразрушающего контроля АО «Корпорация «Московский институт теплотехники». E-mail: sl802@rambler.ru
<i>Гречко Александр Георгиевич</i>	главный научный сотрудник Отдела ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Grechko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Грыб Руслан Ярославич</i>	главный специалист Отдела экономико-технологического моделирования Центра экономики транспорта и подземного хранения углеводородов ООО «НИИГазэкономика». E-mail: R.Gryb@econom.gazprom.ru
<i>Демкин Игорь Вячеславович</i>	д.э.н., начальник Лаборатории оценки эффективности реализации проектов с учетом рисков Центра перспективного развития и эффективности технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: I_Demkin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Домашенко Анатолий Митрофанович</i>	к.т.н., старший научный сотрудник, главный специалист ПАО «Криогенмаш». E-mail: domashenko@cryogenmash.ru
<i>Ерофеев Михаил Николаевич</i>	д.т.н., профессор, заместитель директора по научной работе Института машиноведения им. А.А. Благонравова РАН. E-mail: erofeevmn@imash.ru
<i>Жигирев Николай Николаевич</i>	к.т.н., главный научный сотрудник ООО «Калаби». E-mail: nnzhigirev@mail.ru
<i>Жуков Илья Сергеевич</i>	научный сотрудник АНО «Агентство исследования промышленных рисков». E-mail: ilzhukov@safety.ru
<i>Кириенко Кристина Игоревна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории газомоторного топлива Корпоративного научно-технического центра газотранспортных систем и технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: K_Kirienko@vniigaz.gazprom.ru

<i>Клеблеев Тимур Ильдарович</i>	начальник Конструкторского отдела АО «НПП Криосервис». E-mail: klebleev@cryoservice.ru
<i>Ковалев Сергей Андреевич</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории оценки эффективности реализации проектов с учетом рисков Центра перспективного развития и эффективности технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Kovalev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Корчагина Елена Николаевна</i>	к.т.н., руководитель Лаборатории эталонов и научных исследований в области калориметрии сжигания и высококачественных органических веществ метрологического назначения ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева». E-mail: e.n.korchagina@vniim.ru
<i>Косарев Алексей Юрьевич</i>	к.э.н., заведующий отделом экономики СПГ и КПП, заместитель директора Центра экономики транспорта и подземного хранения углеводородов ООО «НИИГазэкономика». E-mail: A.Kosarev@econom.gazprom.ru
<i>Кузьмина Наталья Михайловна</i>	к.т.н., доцент, заведующий кафедрой организации перевозок на воздушном транспорте Московского государственного университета гражданской авиации. E-mail: n.kuzmina@mstuca.aero
<i>Лешаков Илья Анатольевич</i>	аспирант Института машиноведения им. А.А. Благонравова РАН. E-mail: iljar@yandex.ru
<i>Лисанов Михаил Вячеславович</i>	д.т.н., директор Центра анализа риска ЗАО НТЦ ПБ. E-mail: risk@safety.ru
<i>Мишина Карина Андреевна</i>	научный сотрудник ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева». E-mail: k.a.mishina@vniim.ru
<i>Мукомела Михаил Васильевич</i>	младший научный сотрудник Научно-исследовательского отдела Научно-исследовательского центра Военной академии РВСН имени Петра Великого. E-mail: varvsn@mil.ru
<i>Недзвецкий Максим Юрьевич</i>	к.э.н., генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ», заместитель начальника Департамента ПАО «Газпром». E-mail: M_Nedzvetskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Петрова Юлия Юрьевна</i>	к.ф.-м.н., заместитель начальника Лаборатории промышленной безопасности Центра производственной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: PetrovaYY@vniigaz.gazprom.ru
<i>Попович Владимир Андрианович</i>	старший научный сотрудник Института машиноведения им. А.А. Благонравова РАН. E-mail: vladimirpopovich49@gmail.com
<i>Потапов Александр Григорьевич</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Лаборатории разработки технологий строительства скважин Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Potapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Прудников Игорь Анатольевич</i>	начальник отдела ПАО «Газпром». E-mail: I.Prudnikov@adm.gazprom.ru
<i>Рачевский Борис Сергеевич</i>	д.т.н., генеральный директор ЗАО «НефтеГазТоп», профессор РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. E-mail: info@neftegaztop.ru
<i>Ридли Александра Николаевна</i>	аспирант Московского авиационного института (НИУ). E-mail: alexandra.ridley@yandex.ru
<i>Самойлов Роман Вячеславович</i>	к.т.н., директор НТЦ «Региональные системы газоснабжения» АО «Газпром промгаз». E-mail: R.Samoilov@promgaz.gazprom.ru
<i>Сафонов Владимир Сергеевич</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Центра технологического прогнозирования и научно-технической информации ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Семенцев Александр Михайлович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории системного анализа и научно-технического прогнозирования Центра технологического прогнозирования и научно-технической информации ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Sementsev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сморodin Анатолий Иванович</i>	д.т.н., профессор МГТУ им. Н.Э. Баумана. E-mail: smorodin38@rambler.ru
<i>Спирягин Валерий Викторович</i>	к.т.н., старший преподаватель кафедры 908 Московского авиационного института (НИУ). E-mail: V.V.Spiryagin@yandex.ru
<i>Степанов Андрей Васильевич</i>	д.т.н., доцент, заместитель директора ПАО «Криогенмаш». E-mail: a.stepanov2@omzglobal.com
<i>Сторонский Николай Миронович</i>	к.ф.-м.н., генеральный директор АО «Газпром промгаз». E-mail: N.Storonsky@promgaz.gazprom.ru
<i>Стурейко Игорь Олегович</i>	главный инженер проекта Центра экономики транспорта и подземного хранения углеводородов ООО «НИИГазэкономика». E-mail: i.stureyko@econom.gazprom.ru
<i>Сулейманов Владимир Алекперович</i>	к.ф.-м.н., доцент, старший научный сотрудник кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. E-mail: sul1943@mail.ru
<i>Сухарев Михаил Григорьевич</i>	д.т.н., главный научный руководитель АО «Газпром промгаз», профессор кафедры прикладной математики и компьютерного моделирования РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. E-mail: mgsukharev@mail.ru
<i>Тверской Игорь Владимирович</i>	к.ф.-м.н., заместитель директора НТЦ «Региональные системы газоснабжения» АО «Газпром промгаз». E-mail: I.Tverskoy@promgaz.gazprom.ru
<i>Терехов Алексей Леонидович</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Отдела ученого секретаря ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Терехов Иван Игоревич</i>	студент Первого Московского государственного университета им. И.М. Сеченова Минздрава России. E-mail: Ivan-terekhov-2001@yandex.ru
<i>Федорова Елена Борисовна</i>	д.т.н., доцент, заведующий кафедрой оборудования нефтегазопереработки РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. E-mail: fedorova.e@gubkin.ru
<i>Ханухов Ханух Михайлович</i>	д.т.н., генеральный директор ООО «НПК Изотермик». E-mail: isotremik@yandex.ru
<i>Четвертухин Никита Вячеславович</i>	заместитель генерального директора ООО «НПК Изотермик». E-mail: isotremik@yandex.ru
<i>Шебеко Юрий Николаевич</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник ФГБУ ВНИИПО МЧС России. E-mail: yn_shebeko@mail.ru
<i>Шевченко Андрей Владимирович</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Лаборатории оценки эффективности реализации проектов с учетом рисков Центра перспективного развития и эффективности технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Shevchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Юшин Алексей Олегович</i>	магистр техники и технологии по направлению «Технологические машины и оборудование» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. E-mail: yushinalekseiolegovich@mail.ru

Information about the authors

<i>Akosta Amelia Alisa</i>	head of the Division for analysis and prediction of gas consumption in the Regional gas supply systems scientific and research center at the Gazprom Promgaz JSC. E-mail: A.Akosta@promgaz.gazprom.ru
<i>Alipov Andrey Vasilyevich</i>	candidate of physics and mathematics, head of the Department for computational analysis at the NPK Izotermik LLC. E-mail: isotremik@yandex.ru
<i>Amelin Sergey Sergeevich</i>	senior research associate in the Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences. E-mail: sergejamelin@inbox.ru
<i>Badina Svetlana Vadimovna</i>	candidate of geography, research associate in the R&D laboratory for environmental ecology of the North at Lomonosov Moscow State University, Geographical department. E-mail: bad412@yandex.ru
<i>Bochkov Aleksandr Vladimirovich</i>	doctor of engineering, deputy head of the scientific-technical complex at the Research and Design Institute for Information Technology, Signalling and Telecommunications in Railway Transportation. E-mail: a.bochkov@gmail.com
<i>Bolodyan Ivan Ardashevich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate at the All-Russian Scientific Research Institute for Fire Protection. E-mail: ivanbolodian@yandex.ru
<i>Chetvertukhin Nikita Vyacheslavovich</i>	deputy general director of the NPK Izotermik LLC. E-mail: isotremik@yandex.ru
<i>Demkin Igor Vyacheslavovich</i>	doctor of economics, head of the Laboratory for risk and performance assessment of projects implementation in the Center for support of long-term technological growth and efficacy at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: I_Demkin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Domashenko Anatoliy Mitrofanovich</i>	candidate of engineering, senior research associate, chief specialist at the Cryogenmash JSC. E-mail: domashenko@cryogenmash.ru
<i>Erofeev Mikhail Nikolayevich</i>	doctor of engineering, professor, deputy director on scientific works of the Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences. E-mail: erofeevnm@imash.ru
<i>Fedorova Yelena Borisovna</i>	doctor of engineering, docent, head of the Oil-and-gas processing equipment chair at the National University of Oil and Gas "Gubkin University". E-mail: fedorova.e@gubkin.ru
<i>Gamera Yuriy Vasilyevich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate in the Laboratory for industrial safety of the Center for process safety at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: Y_Gamera@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gorbachev Stanislav Prokofyevich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate in the Laboratory for low-tonnage production and utilization of liquefied natural gas of the Center for LNG and natural gas motor fuel technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Gorbachev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grazion Sergey Vasilyevich</i>	candidate of engineering, docent, head of the Laboratory for non-destructive testing at the JSC "Corporation" MIT". E-mail: sl802@rambler.ru
<i>Grechko Aleksandr Georgiyevich</i>	chief research associate in the Academic board division at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Grechko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gryb Ruslan Yaroslavovich</i>	chief specialist of the Division for economic and technological modelling in the Center for economics of transport and underground storage of hydrocarbons at the NIIGazekonomika LLC. E-mail: R.Gryb@econom.gazprom.ru
<i>Khanukhov Khanukh Mikhaylovich</i>	doctor of engineering, general director of the NPK Izotermik LLC. E-mail: isotremik@yandex.ru

<i>Kiriyenko Kristina Igorevna</i>	senior research associate in the Laboratory for natural gas motor fuel of the Corporate scientific and research center for gas transport systems and technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: K_Kirienko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Klebleyev Timur Ildarovich</i>	head of the Design engineering division at the NPP Krioservis JSC. E-mail: klebleev@cryoservice.ru
<i>Korchagina Yelena Nikolayevna</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for standard and scientific research on calorimetry and combustion of high-purity organic metrological substances at the D.I. Mendeleev All-Russian institute for metrology. E-mail: e.n.korchagina@vniim.ru
<i>Kosarev Aleksey Yuryevich</i>	candidate of economics, head of the Department for economics of liquefied and compressed natural gases, deputy director of the Center for economics of hydrocarbon transportation and underground storage at the NIIGazekonomika LLC. E-mail: A.Kosarev@econom.gazprom.ru
<i>Kovalev Sergey Andreyevich</i>	candidate of engineering, leading research associate in the Laboratory for risk and performance assessment of projects implementation in the Center for support of long-term technological growth and efficacy at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Kovalev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kuzmina Nataliya Mikhaylovna</i>	candidate of engineering, docent, head of the Chair for air traffic logistics at Moscow State Technical University of Civil Aviation. E-mail: n.kuzmina@mstuca.aero
<i>Leshakov Ilya Anatolyevich</i>	post-graduate student of the Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences. E-mail: iljap@yandex.ru
<i>Lisanov Mikhail Vyacheslavovich</i>	doctor of engineering, director of the CJSC «Scientific technical center of industrial safety problems research». E-mail: risk@safety.ru
<i>Mishina Karina Andreyevna</i>	research associate at the D.I. Mendeleev All-Russian institute for metrology. E-mail: k.a.mishina@vniim.ru
<i>Mukomela Mikhail Vasilyevich</i>	junior research associate in the R&D division of the R&D center at Military Academy of Strategic Missile Forces named after Peter the Great. E-mail: varvsn@mil.ru
<i>Nedzvetskiy Maksim Yuryevich</i>	candidate of economics, general director of the Gazprom VNIIGAZ LLC, deputy head of a department at the Gazprom PJSC. E-mail: M_Nedzvetskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Petrova Yuliya Yuryevna</i>	candidate of physics and mathematics, deputy head of the Laboratory for industrial safety in the Center for process safety at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: PetrovaYY@vniigaz.gazprom.ru
<i>Popovich Vladimir Andrianovich</i>	senior research associate in the Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences. E-mail: vladimirpopovich49@gmail.com
<i>Potapov Aleksandr Grigoryevich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate in the Laboratory for development of well construction technologies of the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Potapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Prudnikov Igor Anatolyevich</i>	head of a Gazprom PJSC division. E-mail: I.Prudnikov@adm.gazprom.ru
<i>Rachevskiy Boris Sergeevich</i>	doctor of engineering, chairman of the governing board of the Group of companies «NefteGazTop», professor at the National University of Oil and Gas “Gubkin University”. E-mail: info@neftgaztop.ru
<i>Ridli Aleksandra Nikolayevna</i>	post-graduate student of Moscow Aviation Institute (national research university). E-mail: alexandra.ridley@yandex.ru

<i>Safonov Vladimir Sergeevich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate in the Center for engineering prediction and scientific-technical information at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Samoylov Roman Vyacheslavovich</i>	candidate of engineering, director of the Regional gas supply systems scientific and research center at the Gazprom Promgaz JSC. E-mail: R.Samoilov@promgaz.gazprom.ru
<i>Sementsev Aleksandr Mikhaylovich</i>	senior research associate in the Laboratory for system analysis and scientific-technical prediction of the Center for engineering prediction and scientific-technical information at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Sementsev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shebeko Yuriy Nikolayevich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate at the All-Russian Scientific Research Institute for Fire Protection. E-mail: yn_shebeko@mail.ru
<i>Shevchenko Andrey Vladimirovich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate in the Laboratory for risk and performance assessment of projects implementation of the Center for support of long-term technological growth and efficacy at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Shevchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Smorodin Anatoliy Ivanovich</i>	doctor of engineering, professor at the Bauman Moscow State Technical University. E-mail: smorodin38@rambler.ru
<i>Spiryagin Valeriy Viktorovich</i>	candidate of engineering, senior tutor at Moscow Aviation Institute (national research university). E-mail: V.V.Spiryagin@yandex.ru
<i>Stepanov Andrey Vasilyevich</i>	doctor of engineering, docent, deputy director of the Cryogenmash JSC. E-mail: a.stepanov2@omzglobal.com
<i>Stronskiy Nikolay Mironovich</i>	candidate of physics and mathematics, general director of the Gazprom Promgaz JSC. E-mail: N.Storonsky@promgaz.gazprom.ru
<i>Stureyko Igor Olegovich</i>	chief project engineer in the Center for economics of transport and underground storage of hydrocarbons at the NIIGazekonomika LLC. E-mail: i.stureyko@econom.gazprom.ru
<i>Sukharev Mikhail Grigoryevich</i>	doctor of engineering, chief research adviser at the Gazprom Promgaz JSC, professor of the Applied mathematics and computer simulation chair at the National University of Oil and Gas "Gubkin University". E-mail: mgsukharev@mail.ru
<i>Suleymanov Vladimir Alekperovich</i>	candidate of physics and mathematics, docent, chief research associate at the Chair for development of marine oil-gas fields at the National University of Oil and Gas "Gubkin University". E-mail: sul1943@mail.ru
<i>Terekhov Aleksey Leonidovich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate in the Academic board division at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Terekhov Ivan Igorevich</i>	student of I.M. Sechenov First Moscow State Medical University. E-mail: Ivan-terekhov-2001@yandex.ru
<i>Tverskoy Igor Vladimirovich</i>	candidate of physics and mathematics, deputy director of the Regional gas supply systems scientific and research center at the Gazprom Promgaz JSC. E-mail: I.Tverskoy@promgaz.gazprom.ru
<i>Vasilyev Valeriy Vladimirovich</i>	chief specialist at the Gazprom PJSC. E-mail: V.V.Vasilyev@adm.gazprom.ru
<i>Yushin Aleksey Olegovich</i>	magister of machinery and technology at the National University of Oil and Gas "Gubkin University". E-mail: yushinalekseiolegovich@mail.ru
<i>Zhigirev Nikolay Nikolayevich</i>	candidate of engineering, chief research associate at the Kalabi LLC. E-mail: nnzhigirev@mail.ru
<i>Zhukov Ilya Sergeevich</i>	research associate at the ANO «Industrial Risk Research Agency». E-mail: ilzhukov@safety.ru

В 38

Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 2 (51): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – 291 с.

В сборник вошли 24 статьи. Статьи посвящены методическим аспектам анализа риска и безопасности структурно сложных энергетических систем; моделированию режимно-технологических особенностей эксплуатации газотранспортной системы; прогнозированию газопотребления; вопросам метрологического обеспечения и технической диагностики систем газоснабжения; взаиморасчетам с потребителями газа и др.

Материалы сборника рассчитаны на широкий круг читателей, интересующихся проблемами повышения надежности и безопасности объектов газовой промышленности.

Vesti Gazovoy Nauki: collected papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2022, no. 2 (51): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, 291 pp.

This collected book contains 24 articles. In general, they deal with the methodical aspects of risk and safety analysis in relation to the structurally complicated power systems; with simulation of the peculiar process features while operating gas transmitting systems. There is information on metrological support and technical diagnostics of gas-supplying systems; potential benefits from transition to mutual exchanges with consumers of natural gas in energy units are listed, etc.

The named materials are intended for a wide range of readers who are concerned with reliability and safety of the gas industrial activities.