

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ
ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

2
2018

Научно-технический
сборник

«Вести газовой науки»

№ 2 (34) / 2018

Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности

Издается

с 2010 г.

ISSN

2306-8949

Учредитель

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**

Свидетельство
о регистрации СМИ

ПИ № ФС77-56652
от 26.12.2013 г.

Главный редактор

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

Зам. главного редактора

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

Редакционная коллегия

М.А. Анисимов, д.ф.-м.н., профессор, Мэрилендский университет, США
Б.А. Сулейманов, д.т.н., профессор, Азербайджанская государственная нефтяная академия
В.Н. Башкин, д.б.н., профессор, Институт физико-химических и биологических проблем
почвоведения РАН
А.Н. Дмитриевский, д.г.-м.н., профессор, академик РАН, Институт проблем нефти и газа РАН
И.Т. Мищенко, д.т.н., профессор, Российский государственный университет нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина
А.Н. Шахвердиев, д.т.н., профессор, Азербайджанский технический университет

Научный редактор

В.С. Сафонов, д.т.н., профессор

Рецензенты

Н.И. Иванов, д.т.н., профессор
Б.А. Григорьев, д.т.н., профессор
А.Е. Рыжов, к.г.-м.н.

Над номером работали

Ответственный редактор
Редактор
Корректор
Редактор перевода
Верстка
Дизайн

Т.Г. Осияненко
А.Я. Стефанова
М.В. Бурова
А.Я. Стефанова
Н.А. Владимиров
И.Ю. Белов

Адрес редакции

142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка,
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 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 25.06.2018 г. Тираж 500 экз.
Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка,
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2018

Цена свободная.

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

Слово редактора

6 мая 2018 г. Президент Российской Федерации В.В. Путин подписал указ № 198 «Об Основах государственной политики Российской Федерации в области промышленной безопасности на период до 2025 года и дальнейшую перспективу». В указе отмечается, что за период с 2005 по 2017 гг. произошло снижение показателей аварийности и случаев смертельного травматизма на опасных производственных объектах. Это свидетельствует об общей тенденции повышения уровня безопасности таких объектов.

Вместе с тем в целом негативное воздействие техногенных факторов на население, производственную и социальную инфраструктуру, окружающую среду усиливается, растет риск возникновения аварий и чрезвычайных ситуаций (в том числе вследствие террористических актов). Все это представляет возрастающую угрозу жизнедеятельности граждан, национальной безопасности, социально-экономическому развитию Российской Федерации. Так, основные источники опасности, исходящие от промышленных объектов, а также причины их аварийности – это низкое качество проектных и технических решений; критический уровень износа основных производственных фондов (60–70 % оборудования отработало нормативные сроки службы и во многих случаях морально устарело); некачественные или несвоевременные обслуживание и ремонт технических устройств; использование не соответствующих техническим требованиям комплектующих, запасных частей и материалов; низкая квалификация персонала, плохая технологическая и трудовая дисциплина; отсутствие эффективных стимулов для обновления основных производственных фондов.

В настоящее время в соответствии с указом Президента внедряется новая модель государственного регулирования в области промышленной безопасности с учетом степени риска возникновения аварий и масштаба их возможных последствий. Смена парадигмы управления позволит сократить количество контрольных мероприятий, заменить отдельные государственные механизмы регулирования на рыночные, устранить ряд избыточных административных барьеров при осуществлении инвестиционной и производственной деятельности.

В этом году научно-технический сборник «Вести газовой науки. Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности» включает 23 статьи и, как и предыдущий выпуск 2017 г., структурирован условно по нескольким тематическим разделам, а именно: надежность функционирования элементов ЕСГ России; промышленная безопасность и анализ риска; СПГ-проекты. Особенностью данного номера является включение в его состав работ ряда молодых ученых, предварительно прошедших специальный конкурсный отбор. Авторами статей в этот раз выступили сотрудники следующих организаций: ПАО «Газпром», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», филиал «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, ООО «НИИгазэкономика», РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина; АО «Газпром промгаз»; ЗАО «НТЦ исследований проблем промбезопасности»; НИЯУ МИФИ РФ; НИИ «Транснефть»; Институт машиноведения им. А.А. Благонравова РАН; АНО «Агентство исследования промышленных рисков».

Материалы сборника могут быть полезны широкому кругу специалистов нефтегазовой и нефтехимической отраслей промышленности, а также учащимся и преподавателям вузов соответствующей направленности.



советник Генерального
директора ООО «Газпром
ВНИИГАЗ», д.т.н.,
профессор В.С. Сафонов

Содержание

Методические вопросы повышения надежности функционирования объектов ЕСГ

- 4 **Сухарев М.Г., Попов Р.В.**
Состояние и перспективы совершенствования математического и компьютерного обеспечения в сфере оперативного управления и среднесрочного планирования режимов крупномасштабных газотранспортных систем
- 14 **Стурейко И.О., Грыб Р.Я., Котенева А.В., Полякова С.В.**
Оценка возможности вывода из эксплуатации избыточных газотранспортных мощностей
- 23 **Стурейко И.О., Косарев А.Ю., Грыб Р.Я., Котенева А.В., Полякова С.В.**
Оценка экономии эксплуатационных затрат при выводе из эксплуатации избыточных газотранспортных мощностей
- 28 **Сальников С.Ю., Щуровский В.А., Простокишин В.М.**
О гидравлической эффективности магистральных газопроводов большого диаметра
- 36 **Сулейманов В.А.**
Оценка времени безопасной остановки нефтепровода, по которому перекачивается высокосазыстающая нефть
- 44 **Сулейманов В.А., Бузников Н.А.**
Определение области безопасной эксплуатации при транспортировке многофазного флюида по протяженному морскому трубопроводу
- 51 **Бочков А.В.**
Проблемы оценки опасностей и управления рисками объектов критически важной инфраструктуры Группы «Газпром»: аналитический обзор
- 88 **Белинский А.В., Ребров О.И., Речинский С.Н.**
Малозатратные способы увеличения производственной мощности эксплуатируемых газораспределительных станций
- 101 **Люгай Д.В., Долгов С.И., Ракитина Г.С.**
Роль подземных хранилищ газа в обеспечении устойчивости функционирования Единой системы газоснабжения России

Проблемы повышения безопасности и анализа рисков

- 109 **Махутов Н.А., Гаденин М.М.**
Фундаментальные закономерности техногенной безопасности в обосновании перспективных газотранспортных систем
- 125 **Лисанов М.В., Сумской С.И., Швыряев А.А.**
Неопределенности количественной оценки риска аварий на нефтегазовых объектах
- 135 **Лесконог А.А., Чуркин Г.Ю.**
Нормативное обеспечение и проблемные вопросы промышленной безопасности криогенных трубопроводов отгрузки сжиженного природного газа
- 141 **Гамера Ю.В., Петрова Ю.Ю.**
Модель мониторинга промышленной безопасности линейной части магистральных газопроводов на основе риск-ориентированного подхода
- 150 **Сафонов В.С.**
Современные подходы к обоснованию показателей устойчивости («живучести») танкеров СПГ при экстремальных внешних динамических воздействиях
- 166 **Люгай Д.В., Сафонов В.С.**
Обоснование возможных сценариев и оценка последствий утечек сжиженного природного газа при аварийных нарушениях герметичности грузовых емкостей танкеров
- 177 **Сафонов В.С.**
Анализ особенностей растекания и испарения СПГ на водной поверхности при аварийных нарушениях герметичности грузовых емкостей танкеров
- 191 **Власова Л.В.**
Информационно-аналитическое обеспечение оценки природных и природно-техногенных рисков на этапе прединвестиционных исследований проектов ПАО «Газпром»
- Экономическая эффективность СПГ-проектов**
- 200 **Хатьков В.Ю., Зубарев Г.В., Демкин И.В., Ковалёв С.А., Габриелов А.О., Никонов И.М.**
Оценка методом реальных опционов экономической эффективности двухфазных проектов производства сжиженного природного газа

- 213 **Евстифеев А.А., Ермолаев А.Е.**
Результаты технико-экономического анализа отдельных вариантов обеспечения ОАО «РЖД» газовым моторным топливом
- 225 **Рачевский Б.С.**
Технико-экономическая оценка проектов производства-потребления сжиженного природного газа
- Участие молодых ученых**
- 234 **Ершова А.Н., Долгов С.И., Трифонов О.В.**
Проблемы нормативно-правового регулирования вопросов безопасности магистральных трубопроводов при расширении городских поселений
- 245 **Кузьбожев П.А., Шишкин И.В.**
Оптимизация конструкции линии редуцирования на газораспределительной станции для снижения интенсивности пульсаций давления высокоскоростного потока
- 252 **Ямников С.А., Шевченко А.В.**
К вопросу о возможных функциях распределения экологического ущерба применительно к авариям на линейной части магистральных газопроводов для целей страхования
- 258 **Сведения об авторах**
- 262 **Information about the authors**

В 38

Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 2 (34): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – 264 с. – ISSN 2306-8949.

Сборник содержит 23 статьи в составе четырех разделов, выделенных условно по следующим направлениям: надежность функционирования элементов ЕСГ России; промышленная безопасность и анализ риска; экономика СПГ-проектов. Особенностью данного сборника является включение в его состав работ молодых ученых, прошедших специальный конкурсный отбор. Материалы сборника могут быть полезны широкому кругу специалистов нефтегазовой и нефтехимической отраслей промышленности, а также учащимся и преподавателям вузов соответствующей специализации.

Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 2 (34): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, 264 pp. ISSN 2306-9849. (Russ.).

Collected book contains 23 articles conventionally divided to four sections related with correspondent subjects, namely: reliability of functioning of the Unified Gas Supply System of Russia, industrial safety and risk analysis, economics of projects concerned with liquefied natural gas production and consumption. Also few papers of young researches are included. They constitute the last section and previously won special competition.

Revealed information could be interesting for a wide range of specialists employed in chemical and petroleum-and-gas industries, as well as for students and post graduates from correspondent universities.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ЕСГ

УДК 517.977.4:519.6:622.691.4

Состояние и перспективы совершенствования математического и компьютерного обеспечения в сфере оперативного управления и среднесрочного планирования режимов крупномасштабных газотранспортных систем

М.Г. Сухарев¹, Р.В. Попов^{1*}

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

* E-mail: r.v.popov@hotmail.com

Ключевые слова: газотранспортная система, программно-вычислительный комплекс, модель с сосредоточенными параметрами, оптимизация технологических режимов, математические и компьютерные модели.

Тезисы. Успехи информатизации и телемеханизации газотранспортных предприятий открывают широкие возможности применения компьютерных систем поддержки принятия диспетчерских решений в оперативном управлении газотранспортными системами (ГТС) с целью повышения обоснованности принимаемых решений. В работе анализируется текущее состояние развития программно-вычислительных комплексов (ПВК), применяемых в диспетчерском управлении, сформулированы требования к новому поколению ПВК. Среди требований выделяются необходимость учета динамики процессов транспорта газа, а также возможность проведения многовариантных расчетов по различным критериям управления. Предлагается модель газотранспортной системы произвольной конфигурации с сосредоточенными параметрами, требующая значительно меньших вычислительных затрат в сравнении с классическими.

На примере расчетов оптимальных управлений ГТС Московского промышленного узла показана существенная зависимость решений от выбранного критерия управления. При практическом применении метода целесообразно сочетать производственный опыт специалистов с результатами исследования ситуации на компьютерных моделях.

Среди прочих в работе сделаны следующие выводы. Энергетическую эффективность можно повысить посредством совершенствования компьютерного сопровождения оперативного управления ГТС за счет более полного использования информации о режимах. Программные комплексы, действующие сейчас в сфере диспетчерского управления ГТС, не отвечают современному состоянию математической, алгоритмической и информационной базы и должны быть заменены более совершенными. Решение о переходе к очередному поколению программного обеспечения в сфере управления и среднесрочного планирования режимов магистрального транспорта газа назрело и должно быть реализовано безотлагательно.

В силу абсолютного преобладания природного газа среди первичных энергоносителей газовая отрасль играет ключевую роль в энергетике современной России. На нее ложится особая ответственность в достижении стратегических целей государственной энергетической политики, в число которых входят: энергетическая безопасность, энергетическая эффективность экономики, бюджетная эффективность и экологическая безопасность энергетики¹. Выполнение этой миссии невозможно без активной инновационной научно-технической политики.

¹ См. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // Собрание законодательства Российской Федерации. – 30.11.2009. – № 48. – Ст. 5836.

Для обеспечения энергетической безопасности страны, надежной работы магистральной и распределительной подотраслей требуются значительные инвестиции, чтобы поддерживать техническое состояние оборудования, своевременно принимать и реализовывать решения в области развития инфраструктуры Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России, создания резервов производственной мощности и пропускной способности газотранспортных систем (ГТС). Наименьших затрат в перечне необходимых для этого мероприятий требуют мероприятия в сфере IT-технологий.

Согласно Энергетической стратегии России¹ среди мер, направленных на повышение энергетической эффективности магистрального транспорта газа, на ведущей позиции оказывается оптимизация технологических режимов функционирования ГТС ЕСГ: вклад мероприятий на эти цели в суммарный эффект достигает практически 30 % потенциала общего энергосбережения в газотранспортной подотрасли, что свидетельствует об их значимости с точки зрения снижения энергоемкости производства.

Алгоритмическое и программное обеспечение задач оперативного управления ГТС

Управление ЕСГ носит централизованный многоуровневый характер и находится в ведении одного оператора – ПАО «Газпром». Диспетчерские службы ПАО «Газпром» регулируют технологические режимы ГТС ЕСГ, имея целью бесперебойное выполнение контрактных графиков поставок газа потребителям. Автоматизированная система диспетчерского управления ЕСГ представлена в виде различных программно-аппаратных средств: систем измерений и телемеханики; информационно-управляющих и информационно-моделирующих систем; систем обработки, хранения и передачи данных и др. [1–3]. Область применения таких средств охватывает основные виды производственной деятельности газотранспортных и газодобывающих предприятий.

Успехи в сфере компьютеризации, автоматизации и телемеханизации объектов магистрального транспорта, добычи и хранения газа не вызывают сомнения [1, 3], однако и потенциал дальнейшего развития здесь весьма велик. Отрасль перешла рубеж, после

которого оперативное управление ЕСГ уже нельзя осуществлять теми же способами, что и в докомпьютерную эру. Вероятность того, что сейчас диспетчер, лишенный компьютерной подсказки, примет правильное решение, значительно меньше, чем в условиях, когда он в большей степени опирался на интуицию и производственный опыт. В перспективе эта тенденция сохранится: не используемые в полной мере возможности постепенно атрофируются, и это относится не только к биологическим особенностям человека, но и к групповому поведению людей, в том числе в производственных коллективах. Поскольку пути назад нет, так как IT-технологии прочно завоевали себе место, единственный выход – их совершенствование. Отрасль должна оказывать всемерную поддержку развитию подобных технологий, привлекая к этому высококвалифицированных исполнителей – именно высококвалифицированных, несмотря на чрезвычайно высокий спрос на такие кадры.

В программном обеспечении для решения диспетчерских задач на разных уровнях производственной иерархии управления ГТС задействованы как отечественные, так и зарубежные разработки. Однако создается впечатление, что вопросам адекватности методической базы, на которой эти разработки основаны, и ее соответствия современному научному уровню фундаментальных и прикладных исследований уделяется недостаточное внимание. Подавляющая часть пользователей смотрит на компьютерные технологии, на «начинку» применяемых в оперативном управлении пакетов прикладных программ с позиции технического исполнителя и не имеет представления о необходимости и возможностях их совершенствования. Но такие возможности имеются, и они весьма велики.

Разработки некоторых программных комплексов для диспетчерского управления (например, «Астры» [2]) начаты десятилетия назад, их математическая и алгоритмическая базы далеки от совершенства. В ответственном деле управления чрезвычайно важной для народного хозяйства отраслью следовало бы ожидать появления новых и новых поколений отечественных разработок. Однако будучи растиражированными и адаптированными к технологическим особенностям предприятий-операторов, эти комплексы оказались как бы вне конкуренции с потенциально возможными разработками,

т.е. в положении, когда их очень трудно заметить. На создание новых продуктов потребуются много усилий, много времени уйдет на их адаптацию к производственным процессам. Тем не менее принять решение о переходе к очередному поколению программного обеспечения в сфере управления магистральным и промышленным транспортом газа необходимо, причем чем скорее решение будет принято, тем лучше: с течением времени проблема усугубляется, и замена становится все более труднодостижимой.

Совершенствование компьютерной поддержки оперативного управления и краткосрочного планирования режимов ГТС облегчит переход энергетики РФ к перспективным технологиям, проверенным на практике во многих странах и хорошо себя зарекомендовавшим. Имеются в виду гибридные (электричество + газ) системы, предполагающие применение газогенераторов для демпфирования пиков потребления электроэнергии и различных комбинированных технологий, которые носят общее название интеллектуальных систем [4, 5].

При переходе к программно-вычислительному комплексу нового поколения следует ориентироваться не на закупку зарубежных коммерческих пакетов, а на разработки отечественных специалистов, накопленный в России положительный опыт с учетом допущенных в прошлом просчетов [2, 6–8]. Ориентация на собственные силы помимо обеспечения кибербезопасности даст возможность варьировать программный продукт, приспособив его к технологической специфике ЕСГ, газотранспортных и, возможно, газодобывающих предприятий, более эффективно и с меньшими затратами решать вопросы их модернизации и совершенствования.

Целесообразность разработки моделей управления ГТС, учитывающих динамику процессов транспорта газа

Существующие компьютерные продукты [2] базируются преимущественно на моделях стационарного или квазистационарного течения. Стационарная модель – основа расчетов при проектировании газопроводов (что определяется соответствующим отраслевым стандартом), а также при среднесрочном и долгосрочном планировании режимов [7]. Квазистационарная модель состоит в том, что технологический процесс характеризуется последовательностью

стационарных режимов, т.е. динамическая картина заменяется последовательностью стационарных состояний без учета процессов перехода от одного стационарного состояния к другому. Во многих случаях такие модели пригодны для решения задач диспетчерского управления ГТС, особенно тогда, когда рассматриваются системы с относительно малым количеством аккумулированного в них газа. Но применение тех же моделей к крупномасштабным системам, где количество газа, аккумулированного в трубах, велико, не приведет к удовлетворительным результатам. Примерами таких систем в РФ служат Московский промышленный узел (МПУ), Система газоснабжения Северо-Западного региона, газотранспортная система России (ЕСГ РФ).

По глубокому убеждению авторов, в основу разработки новых компьютерных технологий должен быть положен метод, позволяющий учесть динамику процессов транспорта газа – изменение технологических параметров режима в суточном и недельном циклах [7, 9, 10]. Математические модели нестационарных неизотермических процессов течения в трубах хорошо известны, и имитация с их помощью режимов для простого газопровода или несложных по конфигурации систем технически вполне осуществима. Принципиальные трудности появятся при попытке создать и реализовать метод определения оптимальных нестационарных режимов для сложных крупномасштабных систем. Серьезные проблемы возникнут в связи с быстройдействием программного комплекса, что весьма существенно для его применения при оперативном управлении. Ниже представлена математическая модель, адекватно учитывающая динамику процессов течения газа и предназначенная для ГТС произвольной конфигурации. Предлагаемая методика имитации и управления нестационарными режимами больших ГТС имеет преимущества перед известными из научной периодики аналогами.

Разработка пакета диспетчерского управления на современной методико-алгоритмической базе будет иметь не только чисто прикладное сиюминутное значение, она заложит потенциал инновационного развития на долгие годы. Один из ожидаемых эффектов состоит в открывающихся возможностях энергосбережения. Программно-вычислительные комплексы нового поколения приведут к системной организации технологических режимов работы ГТС,

будут способствовать ресурсосбережению, повышению эффективности внедрения автоматизированных систем управления и телемеханики.

Введем некоторые обозначения, необходимые для изложения методики. Будем рассматривать штатные нестационарные режимы крупномасштабной ГТС. Типичная задача диспетчерского управления системой состоит в поиске рациональных решений при заданном прогнозе спроса на газ $\bar{Q} = \bar{Q}(t)$, где \bar{Q} – вектор расходов, число компонент которого равно общему числу источников и потребителей газа; t – время. Требуется найти вектор-функцию управляющих воздействий² $\mathbf{u}(t) = \hat{\mathbf{u}}(t)$, оптимальную в смысле заданного критерия $\Phi = \Phi(\mathbf{z}, \mathbf{u})$ и обеспечивающую выполнение технологических ограничений $(\mathbf{z}(t), \mathbf{u}(t), \bar{Q}(t)) \in U$. Здесь $\mathbf{z} = \mathbf{z}(t)$ – вектор-функция режимно-технологических параметров; U – область технологически допустимых значений. Формальная запись задачи в общепринятой математической символике имеет вид:

$$\hat{\mathbf{u}}(t) = \underset{\mathbf{u}(t)}{\operatorname{argmin}} \Phi(\mathbf{z}(t), \mathbf{u}(t)). \quad (1)$$

Выбор критерия Φ зависит от технологической ситуации. В штатных условиях это может быть минимум энергетических или стоимостных затрат на выполнение контрактных поставок $\bar{Q}(t)$ в течение рассматриваемого периода времени $[0; t_{\text{конечн}}]$. Особый интерес представляет управление ГТС в экстремальных ситуациях, например при длительных морозах, захватывающих большую часть европейской территории России, или при системных авариях, в том числе в конце отопительного сезона, когда снижаются запасы газа и максимально возможные суточные отборы из подземных хранилищ.

Итак, рассмотрим следующую ситуацию. При повышенном спросе или существенных ограничениях на поставки потребители начинают отбирать газ в количествах, превышающих технические возможности ГТС. Запас газа в трубах уменьшается, давление падает, что вызывает снижение пропускной способности газопроводов. Потребители, расположенные дальше от источников питания, оказываются в критическом положении. Ситуация, когда снабжение потребителей в нужных объемах оказывается невозможным, называется развалом

системы. Известны приводившие к тяжелым последствиям случаи развала газоснабжения в регионах Украины. Особенно опасно, когда из-за нехватки газа опустошаются трубопроводы, снабжающие населенные пункты. Для моделирования процессов развала системы следует имитировать условия, влекущие за собой неуправляемое снижение подачи газа потребителям и опорожнение (полное или частичное) трубопроводов. В подобных случаях вопросы энергоэффективности уходят на второй план, а на первом оказывается минимизация дефицита поставок.

Проблемы исследования таких ситуаций относятся к сфере энергетической безопасности страны. С той же областью связаны и другие постановки задач о рациональном распределении ограниченных объемов газа в условиях острого дефицита. В качестве критерия здесь следует принять минимум суммарного ущерба, учитывая, например, требование не допустить остановки производств, для которых перерыв в работе приводит к выходу оборудования из строя. Во всех перечисленных случаях необходимо рассматривать динамику процессов, в том числе изменение количества аккумулированного в трубах газа.

Модель газотранспортной системы с сосредоточенными параметрами

Течения газа в длинном газопроводе при штатных режимах эксплуатации, характеризуемых относительно медленными изменениями параметров газового потока, хорошо описываются системой дифференциальных уравнений в частных производных [7, 9]:

$$\begin{cases} \frac{\partial p^2}{\partial x} = -\Lambda q |q| \\ \frac{\partial p}{\partial t} = -B \frac{\partial q}{\partial x} \end{cases}. \quad (2)$$

Здесь x, t – пространственная и временная координаты соответственно; $p(x, t), q(x, t)$ – средние по сечению трубы давление и коммерческий расход газа соответственно; Λ, B – коэффициенты, зависящие от геометрических размеров трубы, свойств газа и принятых единиц измерения. В дальнейшем под x ($0 \leq x \leq 1$) будем понимать относительную (деленную на длину трубопровода) пространственную координату, а решение будем искать на интервале времени $0 \leq t \leq t_{\text{конечн}}$.

² К управляющим воздействиям на крупномасштабной ГТС следует отнести уставки работы компрессорных станций, положение системных переключателей и др.

Для того чтобы система (2) имела однозначное решение, необходимо задать начальные и граничные условия. В качестве начальных условий естественно принимать стационарный режим течения, а в качестве граничных – две из четырех функций: $p(0, t)$; $q(0, t)$; $p(1, t)$; $q(1, t)$. Чтобы постановка задачи была корректной, граничные условия должны быть заданы на разных концах трубы. Для численного интегрирования системы уравнений в частных производных (2) обычно используется метод конечных разностей.

Существует альтернативный подход к моделированию штатных нестационарных процессов в магистральных газопроводах, использующий аппарат обыкновенных дифференциальных уравнений. При этом первое уравнение в системе (2) заменяется «приближенным интегралом» – эмпирически установленным соотношением [7, 9]

$$[p(0, t)]^2 - [p(1, t)]^2 = \frac{\Lambda}{2} (q(0, t)|q(0, t)| + q(1, t)|q(1, t)|). \quad (3)$$

Второе уравнение заменяется условием материального баланса для всего трубопровода, причем необходимое для расчета среднее давление вычисляется по формуле трапеций с концевыми поправками К. Ланцоша. Полученная таким образом модель содержит лишь обыкновенные дифференциальные уравнения и является, согласно принятой терминологии, моделью с сосредоточенными параметрами. Она позволяет сократить время счета почти на два порядка в сравнении с моделью (2) без значимой потери точности [9].

Модель газопровода с сосредоточенными параметрами позволяет рассчитывать нестационарные течения по ГТС произвольной структуры. При этом расчетная схема ГТС представляется в виде ориентированного графа, где дуги соответствуют технологическим объектам, а узлы (вершины) – точкам стыка трубопроводов, источникам и потребителям. Отличие от стационарного случая состоит в следующем. Давление в узлах считается функцией времени, а для каждой дуги j , отвечающей трубопроводу, рассматриваются функции расхода в начале $q_j^s(t)$ и конце $q_j^d(t)$ участка. Введем обозначения $\mathbf{p}(t)$ для вектор-функций узловых давлений и $\mathbf{q}^s(t)$, $\mathbf{q}^d(t)$ для вектор-функций расходов в начале и конце дуги соответственно. Эти вектор-функции связаны уравнениями модели

с сосредоточенными параметрами для каждой дуги графа и уравнением баланса в каждом узле. Получающаяся система обыкновенных дифференциальных уравнений в векторно-матричной записи, а также предлагаемый аппарат решения, использующий идеи неявного метода Эйлера для интегрирования системы обыкновенных дифференциальных уравнений и метода глобального градиента для расчета гидравлической цепи – алгебраической системы уравнений на каждом временном шаге, приведены ранее [7, 9].

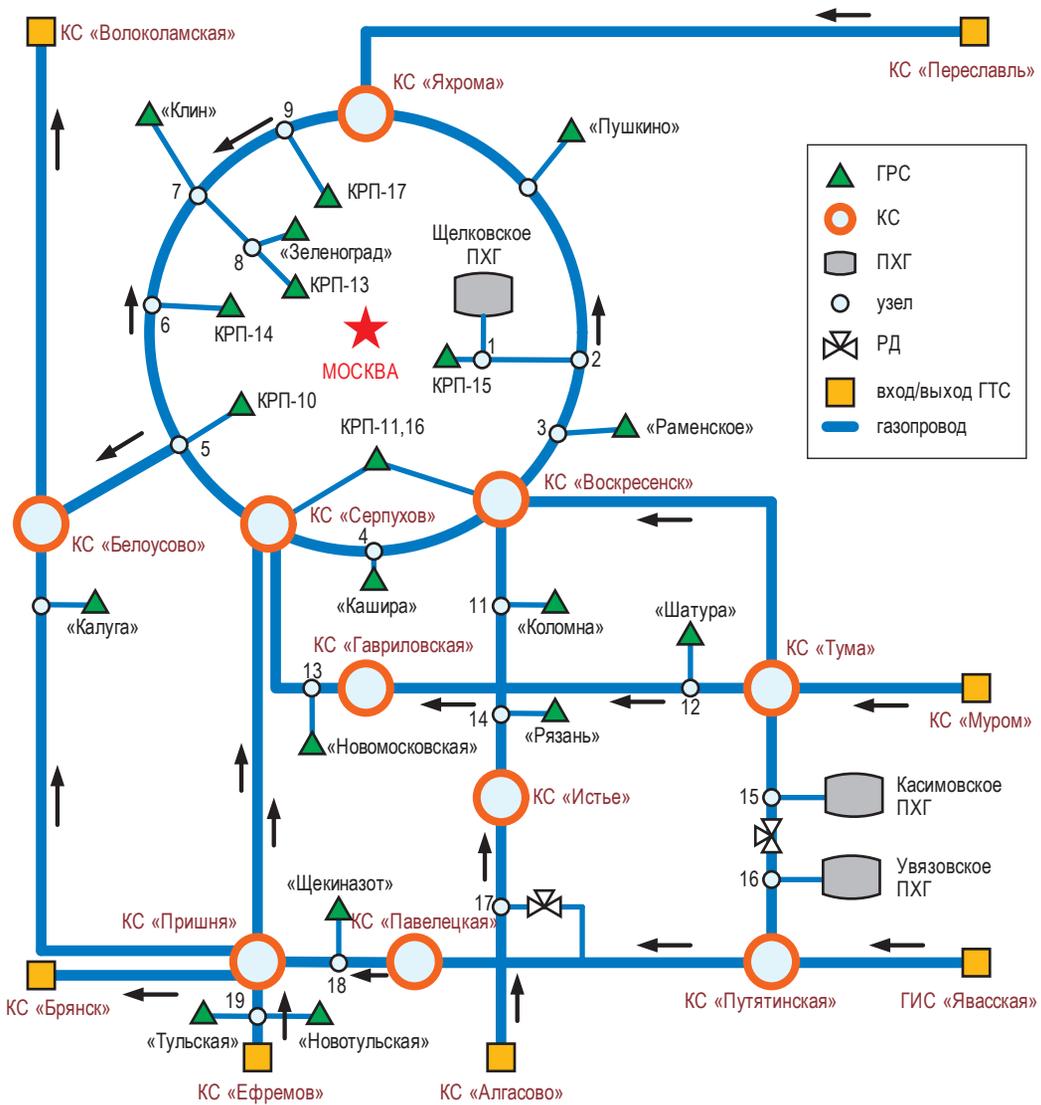
Пример исследования крупномасштабной системы газоснабжения

Продемонстрируем методику на примере ГТС МПУ [6]. ГТС характеризуется сложной многоконтурной структурой и значительным разбросом газопроводов по протяженности, диаметрам и рабочему давлению. В технологическую структуру МПУ входят свыше 350 газораспределительных станций (ГРС), причем более 70 % потребления приходится на 10 % этих ГРС. Граф детализированной модели МПУ содержит около 2700 дуг и 2200 узлов, пользоваться им для анализа и оптимизации нестационарных режимов сложно и вряд ли целесообразно. Авторами построена агрегированная модель МПУ (рисунок), где оставлены основные источники и потребители³, небольшие потребители приурочены к 18 крупным, параллельные нитки газопроводов эквивалентированы. Управляемыми объектами в системе являются компрессорные станции (КС). Агрегированная схема МПУ позволяет отследить влияние эффектов аккумулирования газа на режимы функционирования ГТС.

На модели проведен вычислительный эксперимент, в котором имитировались экстремальные условия функционирования ГТС, характерные для периодов резких похолоданий. В качестве исходных данных задавался, в частности, повышенный спрос потребителей, который не может быть удовлетворен по техническим причинам из-за недостаточного поступления газа в систему.

Сформулируем ограничения задачи и критерии оптимальности. Для этого введем следующие обозначения: m – число потребителей, т.е. ГРС; $\hat{Q}_i(t)$ – контрактный график потребления i -й ГРС ($i = 1, \dots, m$); $Q_i(t)$ – рассчитанный

³ Потребителями в модели являются ГРС.



Агрегированная схема ГТС МПУ:

ГИС – газоизмерительная станция; КРП – контрольно-распределительный пункт;
ПХГ – подземное хранилище газа; РД – регулятор давления

по модели график возможных поставок; P_i^{\min} и $p_i(t)$ – соответственно минимально допустимое и расчетное давления на входе ГРС. Если в какой-то момент времени t давление приближается к P_i^{\min} , то на ГРС вводится режим ограничения поставок газа, а граничное условие $Q_i(t) = \hat{Q}_i(t)$ заменяется на $p_i(t) = P_i^{\min}$. Если в режиме ограничения поставок расчетный расход повышается и становится равным $\hat{Q}_i(t)$, то режим ограничения снимается, т.е. полагается $Q_i(t) = \hat{Q}_i(t)$. Таким образом, объем недопоставок газа потребителю i в любой момент времени t составит

$$D_i(t) = \hat{Q}_i(t) - Q_i(t).$$

Суммарный дефицит газа за период $[0; t_{\text{конечн}}]$ вычисляется по формуле

$$D = \int_0^{t_{\text{конечн}}} \sum_{i=1}^m D_i(t) dt.$$

В качестве управляющих воздействий в вычислительном эксперименте рассматривались степени сжатия $\epsilon_j(t)$ на четырех работающих КС: «Воскресенск», «Истье», «Тума», «Путятинская» (см. рисунок). Цель эксперимента состояла в сравнении (таблица) четырех возможных стратегий управления (далее перечислены).

Сравнительная характеристика возможных стратегий управления

Стратегия	Суммарная мощность КС (N), МВт	$N - N_{\text{мин}}$, МВт	Суммарный запас газа в системе (W), млн м ³	$W_{\text{макс}} - W$, млн м ³	D , млн м ³
1	138,0	87,7	234,5	0	3,2
2	50,3	0	227,4	7,1	12,3
3	143,0	92,7	234,1	0,4	1,6
4	94,5	44,2	230,0	4,5	4,2

Примечание. Жирным шрифтом выделены наилучшие значения критериев.

Стратегия 1. Поддержание максимального запаса газа в системе ($W_{\text{макс}}$):

$$f_1(t, \mathbf{z}, \mathbf{u}) = -c_W \sum_{r \in R_{\text{тп}}} W_r(t, \mathbf{z}, \mathbf{u}),$$

где $W_r(t, \mathbf{z}, \mathbf{u})$ – количество газа, аккумулированного в трубопроводе r в момент времени t ; $R_{\text{тп}}$ – множество дуг, соответствующих трубопроводам.

Стратегия 2. Минимизация энергозатрат ($N_{\text{мин}}$):

$$f_2(t, \mathbf{z}, \mathbf{u}) = c_N \sum_{r \in R_{\text{КС}}} N_r(t, \mathbf{z}, \mathbf{u}),$$

где $N_r(t, \mathbf{z}, \mathbf{u})$ – мощность r -й КС; $R_{\text{КС}}$ – множество дуг, соответствующих КС.

Стратегия 3. Поддержание максимального запаса газа в трубах при отсутствии дефицита газа и минимизация дефицита газа в противном случае:

$$f_3(t, \mathbf{z}, \mathbf{u}) = \begin{cases} -c_W \sum_{r \in R_{\text{тп}}} W_r(t, \mathbf{z}, \mathbf{u}), & \text{если } D(t, \mathbf{z}, \mathbf{u}) = 0, \\ c_D D(t, \mathbf{z}, \mathbf{u}), & \text{если } D(t, \mathbf{z}, \mathbf{u}) > 0. \end{cases}$$

Стратегия 4. Минимизация энергозатрат при отсутствии дефицита, в противном случае – минимизация дефицита газа:

$$f_4(t, \mathbf{z}, \mathbf{u}) = \begin{cases} c_N \sum_{r \in R_{\text{КС}}} N_r(t, \mathbf{z}, \mathbf{u}), & \text{если } D(t, \mathbf{z}, \mathbf{u}) = 0, \\ c_D D(t, \mathbf{z}, \mathbf{u}), & \text{если } D(t, \mathbf{z}, \mathbf{u}) > 0. \end{cases}$$

Здесь $D(t, \mathbf{z}, \mathbf{u}) = \sum_{i=1}^m (\hat{Q}_i(t) - Q_i(t))$. Коэффициенты c_W , c_N , c_D введены для того, чтобы

учесть размерности величин W_r , N_r , D , причем $c_D \gg c_W$, $c_D \gg c_N$.

Зависимость режимов работы ГТС от выбора критерия (стратегии) управления весьма существенна (см. таблицу). При реализации стратегии 3 обеспечивается минимум дефицита газа в системе, однако для этого энергетические затраты должны быть в 1,5 раза больше, чем при стратегии 4. Стратегия 2 характеризуется минимальными энергозатратами, но при этом в наименьшей степени удовлетворяется спрос потребителей. Имеет недостатки также стратегия 1, требующая почти таких же энергозатрат, как и стратегия 4, но характеризующаяся вдвое большим дефицитом.

Решение о реализации той или иной стратегии специалисты должны принимать, опираясь на свой опыт и результаты расчетов.

Таким образом:

1) оптимизация технологических режимов функционирования ГТС является одним из наиболее действенных мероприятий по повышению энергетической эффективности магистрального транспорта газа;

2) практически повышение энергоэффективности может быть достигнуто за счет совершенствования компьютерной поддержки оперативного управления ГТС. Это осуществимо при условии более полного использования информации о режимах ГТС, качество которой возросло благодаря совершенствованию систем информатизации;

3) программные комплексы, действующие сейчас в сфере диспетчерского управления ГТС, не отвечают современному состоянию математической, алгоритмической и информационной базы и должны быть заменены более совершенными. Решение о переходе к очередному поколению программного обеспечения в сфере управления магистральным транспортом газа назрело и, несмотря на все трудности, усугубляющиеся со временем, должно быть реализовано;

4) методика, заложенная в основу подлежащих разработке компьютерных технологий, должна, в частности, учитывать динамику процессов транспорта газа в суточном и недельном циклах, т.е. изменение количества аккумулированного в трубах газа;

5) разработка пакета диспетчерского управления на современной методико-алгоритмической базе важна не только для текущего момента: она заложит потенциал инновационного развития автоматизированных систем управления на долгие годы, обеспечив, в частности, повышенные возможности энергосбережения;

6) программно-вычислительные комплексы нового поколения приведут к системной

организации технологических режимов работы ГТС, будут способствовать сокращению потерь газа, повышению эффективности внедрения автоматизированных систем управления и телемеханики;

7) при переходе к программно-вычислительным комплексам нового поколения следует ориентироваться не на закупку зарубежных коммерческих пакетов, а на разработки отечественных специалистов, накопленный в России положительный опыт в этой сфере.

Предложенная модель с сосредоточенными параметрами пригодна для адекватного описания динамики процессов течения в крупномасштабных ГТС и позволяет сократить время счета почти на два порядка по сравнению с моделями, традиционно применяемыми для имитации и оптимизации нестационарных режимов ГТС.

Разработана компьютерная технология выбора оптимальных вариантов оперативного управления и среднесрочного планирования режимов крупномасштабных газотранспортных систем и применительно к Московскому промышленному узлу проведены расчеты для четырех стратегий управления (критериев оптимальности). Показана существенная зависимость оптимальных режимов от выбранного критерия. Сделан вывод о целесообразности при принятии оперативных решений сочетания производственного опыта специалистов с результатами исследования ситуации на компьютерных моделях.

Список литературы

1. Никаноров В.В. Вопросы создания систем оперативного диспетчерского управления в современных условиях / В.В. Никаноров, А.С. Вирдашу, О.Е. Якимов и др. // Газовая промышленность. – 2012. – Спец. вып. № 680: Автоматизация производственно-технологических процессов, метрология и связь на объектах газовой отрасли. – С. 13–17.
2. Цыбульник В.Н. Программно-вычислительный комплекс математического моделирования процессов транспорта газа «Астра-газ» / В.Н. Цыбульник, А.Л. Кутырев // Газовая промышленность. – 2013. – № 8. – С. 17–19.
3. Бернер Л.И. Управление газотранспортной сетью с использованием методов моделирования и прогнозирования / Л.И. Бернер, А.А. Ковалев, В.В. Киселев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – № 1. – С. 48–53.
4. Воропай Н.И. Интегрированные энергетические системы как инновационное направление энергетики будущего / Н.И. Воропай, В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко // Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление: сб. – Иркутск: Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения РАН, 2015. – С. 47–55.

5. Манакова Е.А. Целесообразность внедрения технологий Smart Grid в сети с альтернативными источниками энергии [Электронный ресурс] / Е.А. Манакова, И.А. Гаибов, И.А. Бычков и др. // Молодой ученый. – 2016. – № 28.2. – С. 87–89. – <https://moluch.ru/archive/132/37227/> (дата обращения: 27.01.2018).
6. Северенков Е.В. Диспетчерское управление транспортом газа / Е.В. Северенков, С.Б. Ковалев, И.В. Скурихин и др. // Газовая промышленность. – 2016. – № 5–6. – С. 19–22.
7. Сухарев М.Г. Анализ и управление стационарными и нестационарными режимами транспорта газа / М.Г. Сухарев, Р.В. Самойлов. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2017. – 399 с.
8. Кершенбаум В.Я. Использование отечественных разработок в области программного обеспечения для решения проблем стандартизации и импортозамещения нефтегазового комплекса / В.Я. Кершенбаум, Л.И. Григорьев, Л.Ю. Белозерцева и др. // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2017. – № 2. – С. 10–12.
9. 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.
10. 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.

Status and prospects for improving math support and software for operational control and medium-term planning of large-scale gas transport systems

M.G. Sukharev¹, R.V. Popov^{1*}

¹ Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university), Bld. 1, estate 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: r.v.popov@hotmail.com

Abstract. The article is devoted to analysis of modern simulation software for dispatching control. Few requirements to new-generation software are suggested, in particular: necessity to consider dynamics of gas transportation processes and possibility of multivariate computations with various control criteria.

A lumped-element model of a gas transportation system (GTS) with arbitrary configuration is suggested. This model requires significantly less computational resources than classical distributed ones. Simulation of optimal control regimes for Moscow gas transportation system showed that solutions depended on the chosen control criteria. For practical application of this method it is recommended to combine experience of specialists with the results of computer simulation.

The conclusions drawn in the paper include the following. Power efficiency can be increased by improving software support of GTSs operational control due to more complete use of information on GTS's regimes. Program complexes currently being applied in the area of dispatcher control of GTSs do not correspond to the modern mathematical, algorithmic and information base and must be replaced by more sophisticated ones. It is urgent to develop a new-generation software in the field of gas mains control and to implement it despite all difficulties.

Keywords: gas pipeline systems, programming and computing suites, lumped model, optimization of technological regimes, mathematical and computer simulation.

References

1. NIKANOROV, V.V., A.S. VIRDASHKU, O.Ye. YAKIMOV et al. Questions of creating on-line dispatching systems in modern conditions [Voprosy sozdaniya system operativnogo dispetcherskogo upravleniya v sovremennykh usloviyakh]. *Gazovaya promyshlennost*. 2012, spec. is. no. 680: Automation of production technologies, metrology and communications at facilities of gas industry [Avtomatizatsiya proizvodstvenno-tekhnologicheskikh protsessov, metrologiya i svyaz na obyektakh gazovoy otrasli], pp. 13–17. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. TSYBYLNIK, V.N., A.L. KUTYREV. Astra-Gaz software complex for mathematical simulation of gas transport processes [Programmno-vychislitelnyy kompleks matematicheskogo modelirovaniya protsessov transporta gaza "Astra-gaz"]. *Gazovaya promyshlennost*. 2013, no. 8, pp. 17–19. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. BERNER, L.I., A.A. KOVALEV, V.V. KISELEV. Gas-transport network control using simulation and forecast methods [Upravleniye gazotransportnoy setyu s ispolzovaniyem metodov modelirovaniya i prognozirovaniya]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz v neftyanoy promyshlennosti*. 2013, no. 1, pp. 48–53. ISSN 0132-2222. (Russ.).

4. VOROPAY, N.I., V.A. STENNIKOV, Ye.A. BARAKHTENKO. Integrated power systems as an innovative trend of future power engineering [Integrirrovannyye energeticheskiye sistemy kak innovatsionnoye napravleniye energetiki budushchego]. In: *Power engineering of Russia in the XXI century. Innovative development and management* [Energetika Rossii v XXI veke. Innovatsionnoye razvitiye i upravleniye]: collected bk. Irkutsk: Melentiev Energy Systems Institute (ESI) SB RAS, 2015, pp. 47–55. (Russ.).
5. MANAKOVA, Ye.A., I.A. GAIBOV, I.A. BYCHKOV et al. Expediency of Smart Grid technology adoption in the networks with alternative power sources [Tselesoobraznost vnedreniya tekhnologiy Smart Grid v seti s alternativnymi istochnikami energii [online]. *Molodoy uchenyy*. 2016, no. 28.2, pp. 87–89. ISSN 2072-0297. (Russ.). Available from: <https://moluch.ru/archive/132/37227/> (viewed 27 January 2018).
6. SEVERENKOV, Ye.V., S.B. KOVALEV, I.V. SKURIKHIN et al. Dispatching gas transport [Dispetcherskoye upravleniye transportom gaza]. *Gazovaya promyshlennost*. 2016, no. 5–6, pp. 19–22. ISSN 0016-5581. (Russ.).
7. SUKHAREV, M.G., R.V. SAMOYLOV. *Analyzing and controlling stationary and non-stationary regimes of gas transportation* [Analiz i upravleniye statsionarnymi i nestatsionarnymi rezhimami transporta gaza]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university), 2017. (Russ.).
8. KERSHENBAUM, V.Ya., L.I. GRIGORYEV, L.Yu. BELOZERTSEVA et al. Application of domestic software for standardization and import substitution in the oil-gas industry [Ispolzovaniye otechestvennykh razrabotok v oblasti programmogo obespecheniya dlya resheniya problem standartizatsii i importozameshcheniya neftegazovogo kompleksa]. *Upravleniye kachestvom v neftegazovom komplekse*. 2017, no. 2, pp. 10–12. ISSN 2071-8152. (Russ.).
9. SUKHAREV, M.G., R.V. POPOV. A new procedure for simulation of non-stationary gas flows in the gas supply systems [Novaya metodika modelirovaniya nestatsionarnykh techeniy gaza v sistemakh gazosnabzheniya]. *Izvestiya RAN. Energetika*. 2015, no. 2, pp. 150–159. ISSN 0002-3310. (Russ.).
10. SUKHAREV, M.G., V.S. PANKRATOV, R.V. SAMOYLOV. Optimizing non-stationary regimes of working gas mains [Optimizatsiya nestatsionarnykh rezhimov deystvuyushchikh magistralnykh gazoprovodov]. *Gazovaya promyshlennost*. 2002, no. 9, pp. 72–75. ISSN 0016-5581. (Russ.).

УДК 621.644

Оценка возможности вывода из эксплуатации избыточных газотранспортных мощностей

И.О. Стурейко^{1*}, Р.Я. Грыб¹, А.В. Котенева¹, С.В. Полякова¹¹ ООО «НИИГазэкономика», Российская Федерация, 105066, г. Москва, ул. Старая Басманная, д. 20, к. 8

* E-mail: i.stureyko@econom.gazprom.ru

Ключевые слова:

магистральный транспорт газа, газотранспортный коридор, снижение объемов транспортировки газа, вывод из эксплуатации избыточных мощностей, ликвидация, компрессорная станция, нитка магистрального газопровода.

Тезисы. Рассматриваются сложности решения задачи вывода из эксплуатации незадействованных газотранспортных мощностей. Показано, что в отличие от задачи развития задача вывода мощностей не имеет однозначного решения и требует наложения дополнительных ограничений.

Рассмотрены предельные случаи и показаны общие результаты моделирования применительно к возможности ликвидации компрессорных мощностей и линейной части газопровода в зависимости от загрузки газотранспортного коридора.

В настоящее время наблюдается смещение основной газодобычи в России из Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР) на п-ов Ямал [1]. Оценивая перспективы добычи в рамках Генеральной схемы развития газовой отрасли России, можно видеть, что в ближайшие 15 лет ожидается снижение поступления природного газа из НПТР в газотранспортную систему и в основном это коснется Центрального газотранспортного коридора [2].

По данному направлению «вилка» объемов в прогнозе достигает 30 млрд м³/год, что соответствует проектной загрузке одной нитки магистрального газопровода Ду1420¹ с рабочим давлением 75 кгс². Таким образом, на горизонте планирования 2035 г. ожидается снижение поступления газа в Центральный газотранспортный коридор на 100...130 млрд м³/год. Такое снижение загрузки соответствует приблизительно 30...40 % проектной производительности. В данной ситуации необходимо обеспечить эффективную эксплуатацию основных производственных фондов и, как следствие, снизить эксплуатационные затраты за счет незадействованных мощностей.

Вместе с тем представленное снижение потока газа по Центральному газотранспортному коридору отражает среднегодовую загрузку. При оценке необходимых мощностей нужно учесть загрузку в режиме «холодной пятитдневки» (зимний пиковый режим транспорта газа), а в южных регионах – летний пиковый режим, соответствующий максимальной закачке газа в подземные хранилища, а также пики, обусловленные планово-предупредительными работами и возможными нештатными ситуациями. Кроме того, следует учесть реализуемые в Единой системе газоснабжения проекты: формирование поставок газа из нового газодобывающего региона п-ова Ямал по маршруту Бованенково – Ухта – Грязовец – «Славянская»³ – «Северный поток», поставка газа по направлению «Сила Сибири-2», возможности увеличения поставок в направлениях «Турецкого потока» и Казахстана.

Все эти проекты и факторы неопределенности должны быть учтены при рассмотрении вопроса вывода из эксплуатации избыточных газотранспортных мощностей, чтобы стремление к экономии текущих эксплуатационных затрат не обернулось необходимостью восстанавливать поспешно ликвидированные компрессорные цеха Центрального газотранспортного коридора. Поэтому приступая к оценке возможности вывода мощностей из эксплуатации, должно определиться, в каком составе вывести мощности и как учесть все факторы неопределенности, т.е. ответить на вопрос:

¹ Трубы условным диаметром (Ду) 1420 мм.² См. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.³ Компрессорная станция (КС) «Славянская».

Таблица 1

ЭЗ в расчете на характерное ЛПУ в зависимости от суточной потоковой загрузки и числа ниток ЛЧ, млн руб.

Поток газа, млн м ³	Загрузка МГ, %	Количество эксплуатируемых ниток ЛЧ									
		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
1000	100	6157,3									
950	95	5566,7									
900	90	5035,0	5541,6								
850	85	4559,3	4954,3								
800	80	4136,4	4432,1	4925,9							
750	75	3763,1	3971,3	4342,7							
700	70	3436,5	3568,1	3832,3	4310,1						
650	65	3153,3	3218,5	3389,8	3732,2						
600	60	2910,5	2918,8	3010,5	3236,8	3694,4					
550	55	2705,0	2665,0	2689,4	2817,3	3123,5					
500	50	2533,7	2453,5	2421,7	2467,7	2647,6	3078,7				
450	45	2393,4	2280,3	2202,5	2181,4	2257,9	2517,5				
400	40	2281,0	2141,6	2026,9	1952,1	1945,8	2068,2	2462,9			
350	35	2193,6	2033,6	1890,2	1773,6	1702,8	1718,2	1916,1			
300	30	2127,8	1952,4	1787,5	1639,4	1520,2	1455,3	1505,2	1847,2		
250	25	2080,7	1894,3	1713,9	1543,3	1389,3	1266,8	1210,8	1323,8		
200	20	2049,1	1855,3	1664,6	1478,8	1301,6	1140,5	1013,5	972,9	1231,5	
150	15	2030,0	1831,7	1634,6	1439,7	1248,4	1063,9	893,8	760,1	752,6	
100	10	2020,1	1819,5	1619,3	1419,7	1221,1	1024,6	832,3	650,8	506,7	615,7
50	5	2016,5	1815,0	1613,6	1412,3	1211,0	1010,1	809,6	610,6	416,1	253,4

Примечание: цветом показаны такие сочетания заданных параметров, когда со снижением потока газа при уменьшении количества эксплуатируемых ниток снижаются ЭЗ.

сколько и какие газоперекачивающие мощности можно ликвидировать при условии сохранения необходимого уровня надежности поставок газа потребителям⁴?

Традиционно в течение всей истории отечественного магистрального транспорта газа Мингазпромом СССР, а позднее «Газпромом» как его преемником ставилась задача развития мощностей. *Задача развития мощностей* хорошо проработана и является однозначной: в случае необходимости увеличить объемы транспортировки следует построить еще одну нитку магистрального газопровода (МГ). Доходной частью для оценки эффективности проекта в этом случае является увеличение объемов реализации газа. Рассматривая *задачу сокращения мощностей*, можно видеть совершенно иную картину: доходная часть – это сокращение эксплуатационных затрат, а количество вариантов решения задачи на многониточном коридоре очень велико.

Далее на примере типового линейного производственного управления (ЛПУ) рассмотрены различные варианты вывода избыточных мощностей из эксплуатации. Состав

эксплуатируемых объектов [2] типового ЛПУ принят следующим: протяженность эксплуатируемого участка системы МГ – 100 км; на участке расположены 10 ниток линейной части (ЛЧ) МГ Ду 1400×75 и одна КС, состоящая из 10 компрессорных цехов (КЦ), оснащенных 44 газоперекачивающими агрегатами (ГПА). Максимальный поток газа по системе МГ в зоне ответственности ЛПУ – 1000 млн м³/сут, что составляет 100%-ную загрузку системы.

Суммарные эксплуатационные затраты (ЭЗ) ЛПУ (табл. 1, рис. 1) определены в детализации следующих статей расходов:

- затраты на газ собственных нужд;
- капитальный ремонт (КР) ГПА;
- прочие ЭЗ по КС;
- КР ЛЧ;
- прочие ЭЗ на ЛЧ.

Изучены три подхода к выводу из эксплуатации излишних мощностей:

- *вариант 1* – вывод КЦ с сохранением всех мощностей по ЛЧ МГ;
- *вариант 2* – вывод ЛЧ МГ с соответствующими КЦ;
- *вариант 3* – вывод ЛЧ МГ с максимальным выводом излишних мощностей по КС.

⁴ См. СТО Газпром 2-2.1-512-2010. Обеспечение системной надежности транспорта газа и стабильности поставок газа потребителям.

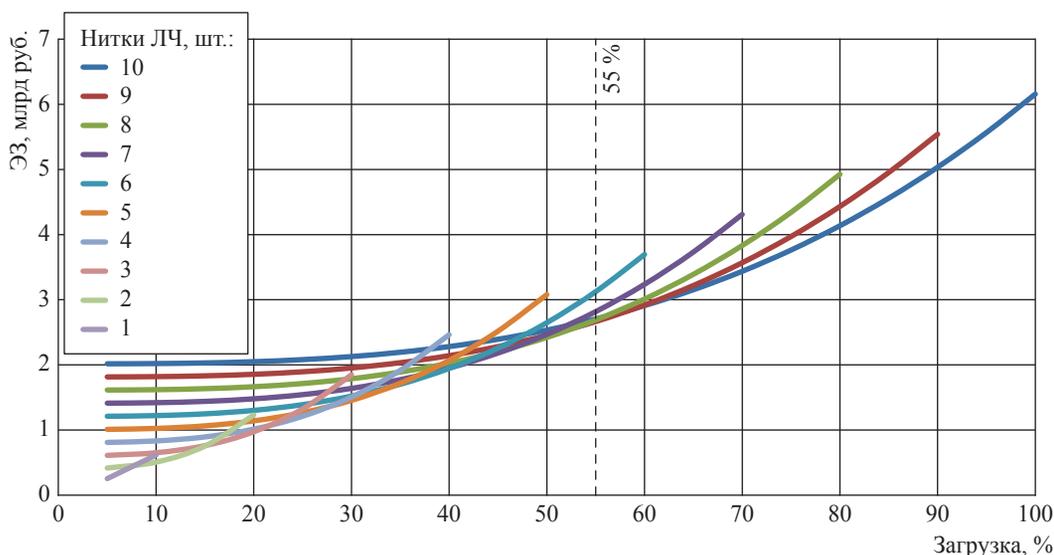


Рис. 1. ЭЗ для характерного ЛПУ в зависимости от потоковой загрузки МГ и числа ниток ЛЧ: здесь и далее в табл. 1 и на рис. 3 количество КЦ соответствует числу ниток ЛЧ

Критерием выбора наиболее целесообразных вариантов вывода из эксплуатации газотранспортных мощностей является минимизация суммарных ЭЗ и срока окупаемости ликвидационных затрат (за счет сокращения эксплуатационных расходов). В соответствии с рассмотренными вариантами смоделировано сокращение загрузки системы МГ со 100 до 5 % путем определения необходимых для выполнения товаротранспортной работы объемов рабочих газотранспортных мощностей и изменения соответствующих ЭЗ, а также возникающих объемов излишних мощностей и затрат на их ликвидацию (табл. 2, рис. 2). Изменение ЭЗ при снижающемся потоке газа связано с изменением затрат на газ собственных нужд и капитальный ремонт ГПА, другие статьи расходов при снижении потока сохраняются прежними, так как все объекты остаются в эксплуатации.

Результаты расчета ЭЗ при выводе из эксплуатации излишних КЦ при снижающейся загрузке системы МГ (вариант 1) представлены в табл. 3. Средний показатель затрат на ликвидацию одного КЦ рассчитывался исходя из утвержденного ПАО «Газпром» Плана ликвидации избыточных мощностей в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва»⁵. Экономия эксплуатационных расходов при выводе из эксплуатации КЦ ожидается за счет снижения расходов на газ собственных нужд,

исключения ремонтов ликвидированных ГПА и уменьшения постоянных расходов по ликвидированным КЦ. Вывод из эксплуатации одного КЦ позволяет достигать экономии ЭЗ в размере 95,9 млн руб.

Вариант 2 предусматривает одновременную ликвидацию нитки ЛЧ и соответствующего КЦ. Экономия планируется за счет снижения ЭЗ по ЛЧ и КС (табл. 4). Необходимо отметить, что при загрузке МГ свыше 55 % вывод из эксплуатации очередной нитки ЛЧ с КЦ приводит к росту ЭЗ, обусловленному ростом расходов на газ собственных нужд. Таким образом, ликвидация одной нитки ЛЧ и соответствующего КЦ представляется экономически обоснованной при загрузке не более 55 % (см. рис. 1, табл. 4). До этого порогового значения экономии ЭЗ нет из-за пережога топливного газа при дозагрузке оставшихся в эксплуатации мощностей. Вывод из эксплуатации двух ниток ЛЧ вместе с соответствующими КЦ целесообразен при падении загрузки МГ ниже 50 %, трех ниток и трех КЦ – при загрузке ниже 45 % и т.д. (см. табл. 4).

На основании Р Газпром 085-2010 средняя стоимость ликвидации одной нитки ЛЧ Ду 1400 мм (протяженность – 100 км) определена в размере 1010,3 млн руб. На основе показателей ожидаемой годовой экономии ЭЗ выполнена оценка простой (без учета дисконтирования) окупаемости ликвидационных затрат по мощностям ЛЧ и КС. Так, для варианта 2 минимальный срок простой окупаемости затрат

⁵ См. Р Газпром 085-2010. Методика по оценке затрат на ликвидацию объектов транспорта газа.

Таблица 2

Расчет базовых ЭЗ при снижающемся потоке газа без учета вывода из эксплуатации газотранспортных мощностей

Поток газа, млн м ³	1000	950	900	850	800	750	700	650	600	550	500	450	400	350	300	250	200	150	100	50
Загрузка МГ, %	100	95	90	85	80	75	70	65	60	55	50	45	40	35	30	25	20	15	10	5
ЭЗ, %	100	89	80	71	63	57	51	46	41	38	35	32	30	28	27	26	26	25	25	25

Таблица 3

ЭЗ при снижающемся потоке газа с учетом вывода из эксплуатации КЦ и сохранения всех мощностей ЛЧ МГ

Поток газа, млн м ³	1000	950	900	850	800	750	700	650	600	550	500	450	400	350	300	250	200	150	100	50
Загрузка МГ, %	100	95	90	85	80	75	70	65	60	55	50	45	40	35	30	25	20	15	10	5
ЭЗ, %	100	90	82	74	67	61	56	51	47	44	41	39	37	36	35	34	33	33	33	33

на ликвидацию участка газопровода протяженностью 100 км (одна нитка) за счет экономии ЭЗ на данном участке составляет 6 лет (рис. 3).

Окупаемость ликвидационных затрат обеспечивается за счет экономии эксплуатационных расходов, при этом затраты на ликвидацию одной нитки ЛЧ и одного КЦ (9 ниток и 9 КЦ остаются в эксплуатации) при 50%-ной загрузке мощностей окупятся за 15 лет, а при 5%-ной загрузке – за 6 лет за счет большей экономии ЭЗ (см. рис. 3). Ликвидация двух ниток ЛЧ с двумя КЦ может окупиться за 16 лет при снижении загрузки до 45 %, в случае дальнейшего снижения загрузки до 5 % срок окупаемости составит 6 лет. Далее целесообразна ликвидация ниток ЛЧ вместе с КЦ соответственно:

- трех при падении загрузки до 40 % – окупаемость 17 лет (загрузка 5 % – окупаемость 6 лет);
- четырех при падении загрузки до 35 % – окупаемость 17 лет (загрузка 5 % – окупаемость 6 лет);
- пяти при падении загрузки до 30 % – окупаемость 10 лет (загрузка 5 % – окупаемость 6 лет);
- шести при падении загрузки до 25 % – окупаемость 9 лет (загрузка 5 % – окупаемость 6 лет);
- семи при падении загрузки до 20 % – окупаемость 9 лет (загрузка 5 % – окупаемость 6 лет);
- восьми при падении загрузки до 15 % – окупаемость 9 лет (загрузка 5 % – окупаемость 6 лет);
- девяти при падении загрузки до 5 %, срок окупаемости составит 8 лет.

Как отмечалось, вариант 3 предусматривает вывод из эксплуатации ЛЧ МГ с максимальным выводом излишних мощностей по КС, после которого в эксплуатации остается КЦ меньше, чем ниток ЛЧ. Принятое в расчете необходимое количество рабочих КЦ представлено в табл. 5. В отличие от варианта 2 в данном случае при сокращении потока газа (загрузки МГ) из эксплуатации выводятся все излишние для рассматриваемого количества эксплуатируемых ниток ЛЧ мощности КЦ. Следует обратить внимание, что при одинаковой загрузке для различного количества эксплуатируемых ниток ЛЧ необходимо различное количество рабочих КЦ (см. табл. 5).

Результаты расчета ЭЗ при выводе из эксплуатации ЛЧ МГ с максимальным выводом

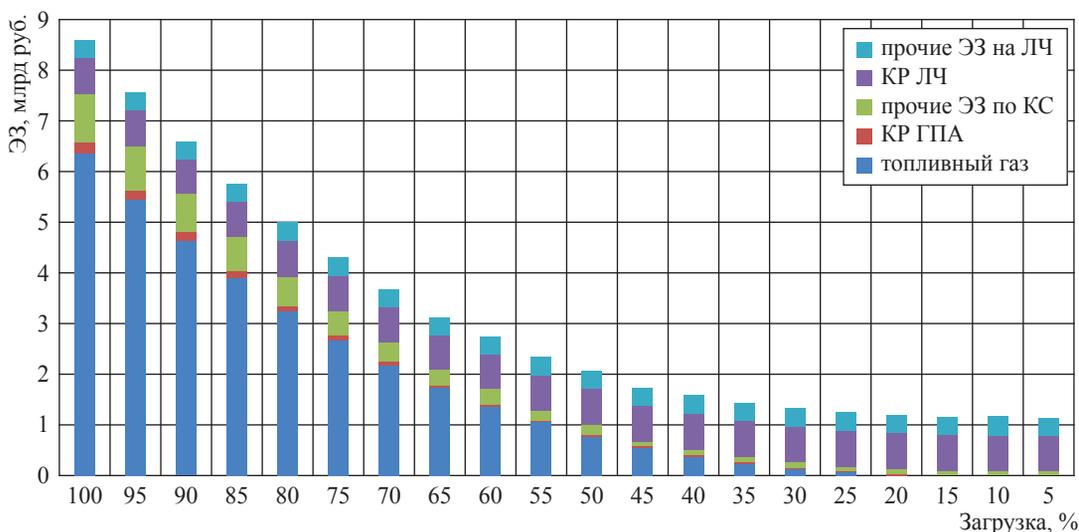


Рис. 2. Структура ЭЗ при сокращении загрузки системы МГ

Таблица 4

Годовая экономия ЭЗ при ликвидации ЛЧ МГ с соответствующими КЦ, млн руб.

Поток газа, млн м ³	Загрузка МГ, %	Количество эксплуатируемых ниток ЛЧ								
		9	8	7	6	5	4	3	2	1
1000	100									
950	95									
900	90	-506,6								
850	85	-395,0								
800	80	-295,8	-493,7							
750	75	-208,2	-371,3							
700	70	-131,6	-264,2	-477,8						
650	65	-65,2	-171,4	-342,4						
600	60	-8,2	-91,7	-226,3	-457,6					
550	55	40,0	-24,3	-128,0	-306,2					
500	50	80,2	31,8	-46,0	-179,9	-431,1				
450	45	113,1	77,8	21,1	-76,5	-259,6				
400	40	139,4	114,7	74,8	6,3	-122,3	-394,7			
350	35	160,0	143,4	116,7	70,7	-15,4	-197,9			
300	30	175,4	164,9	148,1	119,2	64,9	-50,0	-341,9		
250	25	186,4	180,4	170,6	153,9	122,5	56,0	-113,0		
200	20	193,8	190,7	185,8	177,2	161,1	127,1	40,5	-258,5	
150	15	198,3	197,0	194,9	191,3	184,5	170,2	133,7	7,5	
100	10	200,6	200,2	199,6	198,5	196,5	192,3	181,5	144,1	-109,0
50	5	201,5	201,4	201,4	201,2	201,0	200,4	199,1	194,4	162,8

излишних мощностей КС представлены на рис. 4 и в табл. 6. При снижении загрузки до 40 % и ниже ликвидация ЛЧ (см. выделенные цветом ячейки табл. 6) дает положительный эффект, но при этом экономия ЭЗ отсутствует при выводе из эксплуатации максимально возможного для рассматриваемой загрузки количества ниток ЛЧ. Кроме того, нужно отметить, что эффект экономии ЭЗ (табл. 7) соответствует расчетным ситуациям, предусматривающим эксплуатацию лишь одного КЦ (т.е. максимальный эффект экономии ЭЗ за счет отсутствия постоянных ЭЗ по КЦ).

В результате ликвидации предусматривается экономия за счет снижения ЭЗ по ЛЧ и КС, при этом необходимо отметить, что при загрузке МГ свыше 40 % вывод из эксплуатации очередной нитки приводит к росту ЭЗ, обусловленному ростом расходов на газ собственных нужд и необходимостью эксплуатировать большее количество КЦ.

На основе показателей ожидаемой экономии эксплуатационных затрат в год (см. табл. 7) выполнена оценка простой окупаемости ликвидационных затрат по мощностям ЛЧ. Важно: поскольку, как отмечалось, ожидаемая

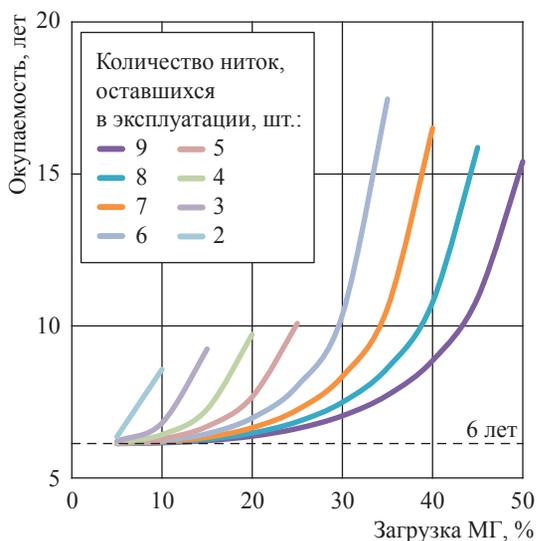


Рис. 3. Окупаемость ликвидационных затрат при выводе из эксплуатации ниток ЛЧ и мощностей КС

Таблица 5

Необходимое количество рабочих КЦ

Загрузка МГ, %	Количество эксплуатируемых ниток ЛЧ									
	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
100	10									
95	9									
90	8	9								
85	7	8								
80	6	7	8							
75	5	6	7							
70	4	5	6	7						
65	3	4	5	6						
60	3	3	4	5	6					
55	2	3	3	4	5					
50	2	2	2	3	4	5				
45	1	2	2	2	3	4				
40	1	1	1	2	2	3	4			
35	1	1	1	1	2	2	3			
30	1	1	1	1	1	2	2	3		
25	1	1	1	1	1	1	1	2		
20	1	1	1	1	1	1	1	1	2	
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

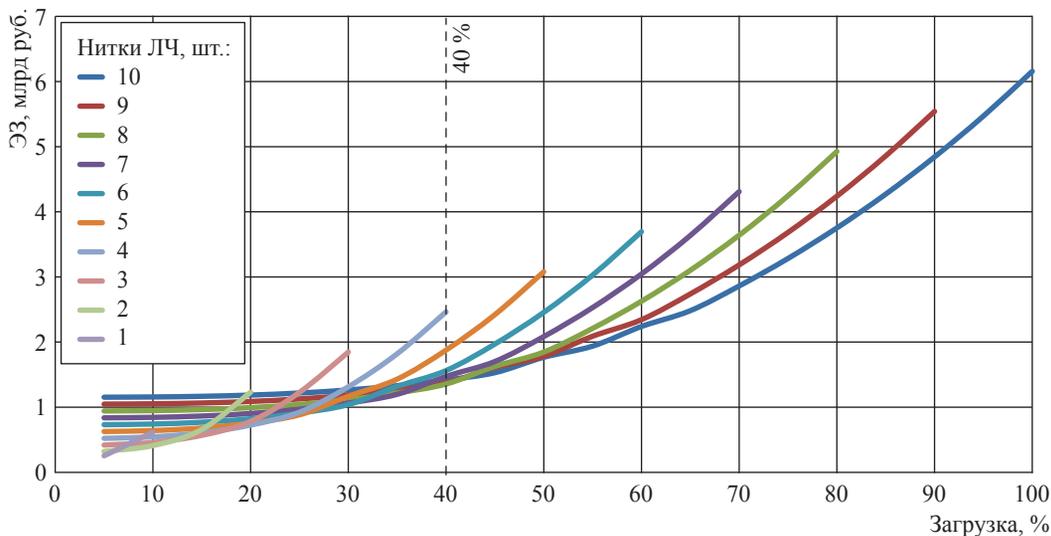


Рис. 4. ЭЗ характерного ЛПУ в зависимости от суточной потоковой загрузки и числа ниток МГ (с выводом избыточных КЦ)

экономия реализуется при эксплуатации одного КЦ для всех рассмотренных количеств эксплуатируемых ниток ЛЧ, то отличия в уровне ЭЗ связаны только с эксплуатацией ЛЧ. Поэтому оценка окупаемости ликвидационных затрат выполнена с учетом расходов на проведение ликвидационных работ только по ЛЧ.

Минимальный срок простой окупаемости затрат на ликвидацию участка газопровода протяженностью 100 км (одна нитка) за счет экономии затрат на эксплуатацию данного участка при

варианте 3 с выводом ниток ЛЧ и максимального количества КЦ составляет 10 лет (рис. 5).

Ликвидация одной нитки ЛЧ может окупиться при снижении загрузки до 40 %, при этом срок окупаемости составит 23 года, в случае дальнейшего снижения загрузки до 5 % срок окупаемости составит 10 лет. Окупаемость ликвидации последующих ниток соответственно составит:

- двух: 53 года (загрузка 40 %), 21 год (загрузка 35 %), 10 лет (загрузка 5 %);

Таблица 6

**ЭЗ характерного ЛПУ в зависимости от потоковой загрузки и числа ниток
(с выводом избыточных КЦ), млн руб.**

Поток газа, млн м ³	Загрузка МГ, %	Количество эксплуатируемых ниток ЛЧ									
		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
1000	100	8577,3									
950	95	7545,6									
900	90	6607,4	7719,6								
850	85	5757,8	6693,1								
800	80	4991,8	5770,0	6861,8							
750	75	4304,6	4944,1	5842,0							
700	70	3691,1	4209,2	4937,5	6004,1						
650	65	3146,6	3559,5	4140,6	4992,6						
600	60	2761,9	2988,7	3443,6	4111,7	5146,4					
550	55	2340,4	2586,7	2839,0	3351,3	4146,0					
500	50	2069,0	2155,6	2318,9	2701,4	3296,0	4288,7				
450	45	1750,8	1881,2	1971,6	2151,9	2582,7	3303,7				
400	40	1572,8	1565,6	1597,6	1788,7	1992,5	2495,9	3430,9			
350	35	1434,2	1394,5	1381,1	1409,9	1607,4	1845,6	2468,7			
300	30	1330,1	1265,9	1218,3	1197,3	1222,2	1428,9	1721,8	2573,2		
250	25	1255,4	1173,8	1101,7	1045,0	1014,9	1034,5	1159,5	1648,0		
200	20	1205,4	1112,0	1023,5	942,9	875,9	834,4	846,8	996,2	1715,5	
150	15	1175,0	1074,5	976,1	881,0	791,6	713,0	657,1	659,0	860,9	
100	10	1159,5	1055,3	951,8	849,2	748,3	650,6	559,7	485,9	471,3	857,7
50	5	1153,7	1048,2	942,8	837,5	732,4	627,7	523,8	422,1	327,8	283,6

Примечание: здесь и на рис. 4 данные приведены с учетом вывода как КЦ, так и ЛЧ. Количество КЦ см. в табл. 5.

Таблица 7

**Ожидаемая годовая экономия ЭЗ при ликвидации ЛЧ и максимальном выводе
избыточных мощностей КС, млн руб.**

Поток газа, млн м ³	Загрузка МГ, %	Количество эксплуатируемых ниток ЛЧ									
		9	8	7	6	5	4	3	2	1	
1000	100										
950	95										
900	90	-1112,2									
850	85	-935,4									
800	80	-778,2	-1091,9								
750	75	-639,5	-897,9								
700	70	-518,1	-728,2	-1066,7							
650	65	-412,9	-581,1	-852,1							
600	60	-226,7	-455,0	-668,1	-1034,7						
550	55	-246,3	-252,3	-512,3	-794,7						
500	50	-86,7	-163,3	-382,5	-594,6	-992,6					
450	45	-130,4	-90,4	-180,3	-430,8	-721,0					
400	40	7,2	-32,0	-191,1	-203,8	-503,4	-935,0				
350	35	39,7	13,4	-28,9	-197,5	-238,1	-623,2				
300	30	64,1	47,6	21,0	-24,9	-206,7	-292,9	-851,4			
250	25	81,7	72,1	56,7	30,1	-19,6	-125,0	-488,6			
200	20	93,4	88,5	80,6	67,0	41,5	-12,4	-149,5	-719,2		
150	15	100,5	98,4	95,1	89,4	78,6	55,9	-1,9	-201,9		
100	10	104,2	103,5	102,6	100,9	97,7	90,9	73,8	14,6	-386,4	
50	5	105,5	105,4	105,3	105,1	104,7	103,9	101,7	94,3	44,2	

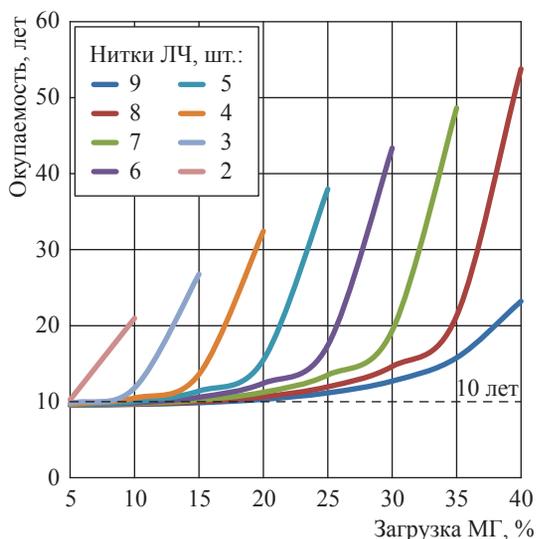


Рис. 5. Срок окупаемости ликвидационных затрат при выводе ниток ЛЧ и избыточных мощностей КЦ

- трех: 49 лет (загрузка 35 %), 19 лет (загрузка 30 %), 10 лет (загрузка 5 %);
- четырех: 43 года (загрузка 30 %), 17 лет (загрузка 25 %), 10 лет (загрузка 5 %);
- пяти: 38 лет (загрузка 25 %), 15 лет (загрузка 20 %), 10 лет (загрузка 5 %);
- шести: 32 года (загрузка 20 %), 13 лет (загрузка 15 %), 10 лет (загрузка 5 %);
- семи: 27 лет (загрузка 15 %), 12 лет (загрузка 10 %), 10 лет (загрузка 5 %);
- восьми: 21 год (загрузка 10 %), через 10 лет (загрузка 5 %);
- девяти: 15 лет при загрузке 5 %.

Учитывая вышесказанное, можно сделать следующие заключения:

1) вывод из эксплуатации избыточных мощностей КС путем ликвидации КЦ позволяет достичь существенной экономии ЭЗ, обеспечивающей окупаемость расходов на ликвидацию примерно за 2 года;

2) вывод из эксплуатации ЛЧ МГ с соответствующими КЦ целесообразен при падении загрузки коридора до 55 % (10 ниток ЛЧ) и ниже. До этого граничного значения отсутствует эффект экономии затрат при выводе из эксплуатации ниток ЛЧ с КЦ в связи с ростом расходов на газ собственных нужд, обусловленным неоптимальными технологическими режимами, складывающимися при выводе из эксплуатации ниток с КЦ. Максимальный

срок окупаемости ликвидации нитки ЛЧ с соответствующим КЦ может составить 17 лет, минимальный – 6 лет. Срок окупаемости зависит от загрузки МГ, при которой осуществляется вывод мощностей, определяющей уровень затрат по статьям расходов «Газ собственных нужд» и «КР»;

3) вывод из эксплуатации ЛЧ МГ при максимальном выводе излишних мощностей КС (т.е. в эксплуатации остается больше ниток ЛЧ, чем КЦ) целесообразен при падении загрузки до 40 % (10 ниток ЛЧ) и ниже. До этого граничного значения отсутствует эффект экономии затрат в связи с ростом расходов на газ собственных нужд при выводе мощностей. Срок окупаемости ликвидационных расходов может превысить 50 лет, что не является приемлемым. Минимальный срок окупаемости ликвидационных расходов при указанном подходе к выводу излишних мощностей составит 10 лет. Исходя из предпочтительности непревышения данного срока окупаемости, ликвидация линейной части МГ при условии такого подхода целесообразна только при минимальной загрузке МГ (в рассмотренном примере – 5 %).

Анализ результатов моделирования ЭЗ по рассмотренным сценариям показывает следующее:

- вывод из эксплуатации излишних мощностей КС позволяет достичь положительных экономических результатов (экономии ЭЗ и окупаемости ликвидационных расходов в приемлемые сроки);

• ликвидация ЛЧ МГ с соответствующими КЦ целесообразна лишь при значительном снижении загрузки МГ, а принимая во внимание высокую затратность ликвидационных работ применительно к ЛЧ, вывод ее из эксплуатации может окупиться не менее чем за 6 лет (при максимальном снижении загрузки газопроводов);

- ликвидация ЛЧ МГ при максимальном выводе из эксплуатации мощностей КС приводит к значительному перерасходу газа собственных нужд и является нецелесообразной.

Таким образом, в соответствии с представленными результатами для дальнейших расчетов по оптимизации газотранспортных мощностей рекомендуется принимать сценарий вывода мощностей только по КС, при котором ЛЧ МГ остается в эксплуатации.

Список литературы

1. Генеральная схема развития газовой отрасли Российской Федерации на период до 2030 года / утв. приказом Минэнерго России от 06.06.2011 № 213.
2. Посягин Б.С. Справочное пособие для работников диспетчерских служб газотранспортных систем / Б.С. Посягин, В.Г. Герке. – М.: Газпром экспо, 2015. – 795 с.: ил.

Estimation of possibilities to withdraw excess gas-transport facilities from use

I.O. Stureyko¹*, R.Ya. Gryb¹, A.V. Koteneva¹, S.V. Polyakova¹

¹ NIIgazekonomika LLC, Bld. 8, Estate 20, Staraya Basmannaya street, Moscow, 105066, Russian Federation

* E-mail: i.stureyko@econom.gazprom.ru

Abstract. The difficulties in withdrawal of exceed gas-transport facilities from operation are discussed. It is shown that in contrast to a task of gas system development the problem of facilities withdrawal doesn't have any one-to-one solution and needs additional restrictions.

The marginal cases are studied, and the general results of simulation are presented regarding possibility to liquidate compressor departments and linear parts of pipelines depending on work-load of gas-transporting corridors.

Keywords: main gas transport, gas-transport corridor, decrease of gas flows, withdrawal of excess facilities, liquidation, compressor station, compressor department, gas pipeline.

References

1. MINISTRY OF ENERGY OF RUSSIAN FEDERATION. *General scheme of gas industry development in Russia up to 2030* [Generalnaya skhema razvitiya gazovoy otrasli Rossiyskoy Federatsii na period do 2030 goda]. (Russ.).
2. POSYAGIN, B.S., V.G. GERKE. *Reference manual for the employees of gas-transport dispatcher services* [Spravochnoye posobiye dly rabotnikov dispetcherskikh sluzhb gazotransportnykh system]. Moscow: Gazprom expo, 2015. (Russ.).

УДК 621.644.029.052

Оценка экономии эксплуатационных затрат при выводе из эксплуатации избыточных газотранспортных мощностей

И.О. Стурейко^{1*}, А.Ю. Косарев¹, Р.Я. Грыб¹, А.В. Котенева¹, С.В. Полякова¹

¹ ООО «НИИГазэкономика», Российская Федерация, 105066, г. Москва, ул. Старая Басманная, д. 20, к. 8

* E-mail: i.stureyko@econom.gazprom.ru

Тезисы. Рассматривается задача вывода из эксплуатации незадействованных газотранспортных мощностей. Показано, что экономия эксплуатационных затрат существенным образом зависит от выбора учетной единицы ликвидируемых мощностей: либо газоперекачивающего агрегата, либо компрессорного цеха. Обосновывается выбор компрессорного цеха в качестве учетной единицы вывода как обеспечивающей наилучшие показатели экономии при сохранении параметров надежности транспортировки газа.

Ранее показано, что ликвидация линейной части магистральных газопроводов экономически оправдана только при снижении объемов транспортировки до уровня 40 % от проектных показателей и ниже [1]. Вместе с тем вопрос выбора единицы ликвидации компрессорных мощностей остался открытым. В оперативном управлении за единицу, как правило, принимается газоперекачивающий агрегат (ГПА) [2, с. 87], реже, при укрупненных расчетах, может рассматриваться компрессорная станция в целом.

Экономический эффект вывода из эксплуатации избыточных мощностей проявляется в экономии эксплуатационных затрат. Для определения наиболее эффективного подхода к выбору расчетной единицы ликвидируемых мощностей – компрессорного цеха (КЦ) либо ГПА – рассмотрим состав соответствующих эксплуатационных затрат, а также затрат на ликвидацию этих объектов [3]. Так, если использование целевого объекта (т.е. КЦ) планируется продолжить, эксплуатационные затраты будут включать следующие статьи:

- газ собственных нужд;
- электроэнергия;
- оплата труда и страховые взносы;
- прочие расходы.

Типичная структура эксплуатационных затрат КЦ, оснащенного электроприводными агрегатами, представлена на рис. 1. Стоит отметить, что при газотурбинном оснащении КЦ доля затрат на газ собственных нужд может достигать до 15 % в общей структуре расходов на обслуживание. В свою очередь, в структуре затрат на диагностику, ТОиР, ЭПБ и КР (рис. 2) наибольшую долю занимают капитальный ремонт зданий и сооружений (КРЗС) и капитальный ремонт технологических трубопроводов (КРТТ)¹ [4]. Каждая из этих статей связана с непосредственным обслуживанием КЦ в целом. Таким образом, при ликвидации цеха расходы на эксплуатацию значительно снизятся, чего не произойдет при выводе из эксплуатации единичного ГПА.

Целесообразность выбора того или иного варианта учетной единицы ликвидируемых газотранспортных мощностей оценивалась на примере шести КЦ, расположенных в Центральном газотранспортном коридоре (рис. 3, 4). При определении прогнозных показателей эксплуатационных затрат в период 2016–2030 гг. учитывались фактические ретроспективные данные о затратах газотранспортного общества за 5 лет.

Ключевые слова: транспорт газа, избыточные газотранспортные мощности, вывод из эксплуатации, экономия эксплуатационных затрат, компрессорный цех, газоперекачивающий агрегат.

¹ См. СТО Газпром 2-2.1-512-2010. Обеспечение системной надежности транспорта газа и стабильности поставок газа потребителям.

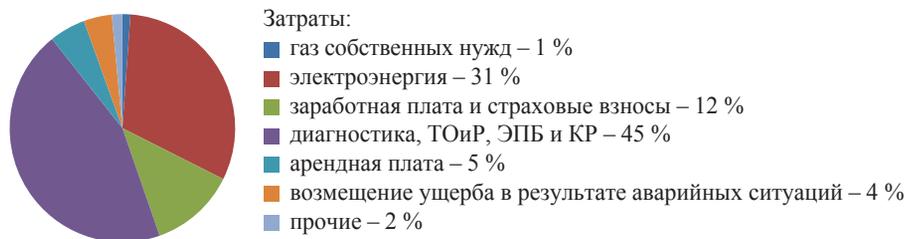


Рис. 1. Структура эксплуатационных затрат электроприводного КЦ:
ТОиР – техническое обслуживание и ремонт; ЭПБ – экспертиза промышленной безопасности;
КР – капитальный ремонт

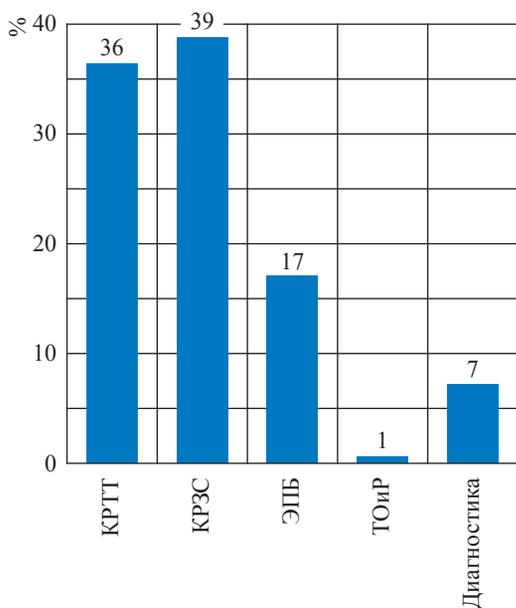


Рис. 2. Структура затрат на диагностику, ТОиР, ЭПБ и КР

Данные о суммарных эксплуатационных расходах по каждому КЦ при единовременной полной ликвидации КЦ показывают, что ожидаемые суммарные расходы по всем КЦ за период 2016–2030 гг. могут составить до 2877 млн руб. с учетом дисконтирования (см. рис. 3). Поскольку основную долю в структуре эксплуатационных затрат занимают расходы на диагностику, ТОиР, ЭПБ и КР ($\approx 45\%$, см. рис. 1), в случае полной ликвидации одного из КЦ возникает экономия затрат по данной статье в основном за счет снижения расходов на КРЭС и КРТТ. Также в значительной степени снижаются затраты на электроэнергию (31 %) и заработную плату с учетом страховых взносов (12 %). При оснащении КЦ газотурбинными агрегатами эксплуатационные затраты в значительной степени снизятся за счет экономии газа, идущего на собственные нужды (до 15 %).

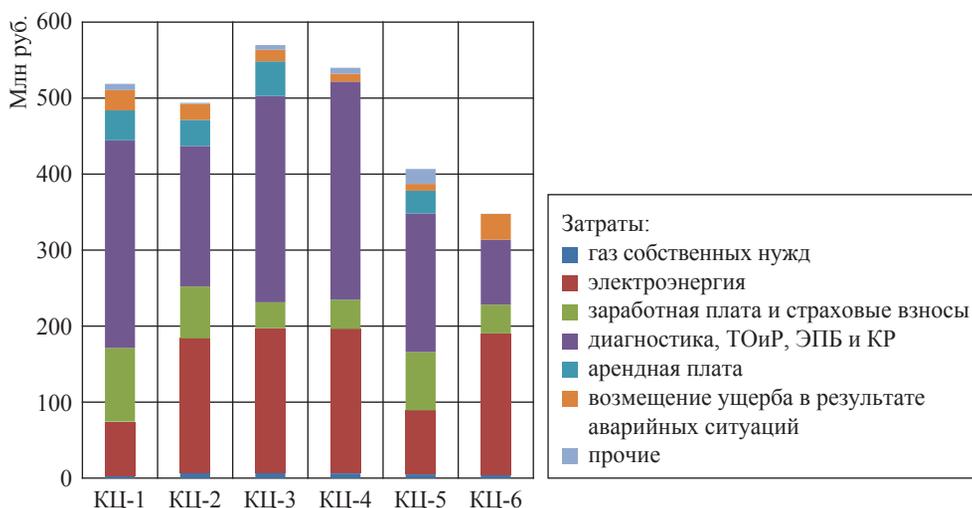


Рис. 3. Структура экономии эксплуатационных затрат при единовременной полной ликвидации одного КЦ: здесь и далее на рис. 4 см. экспликацию к рис. 1

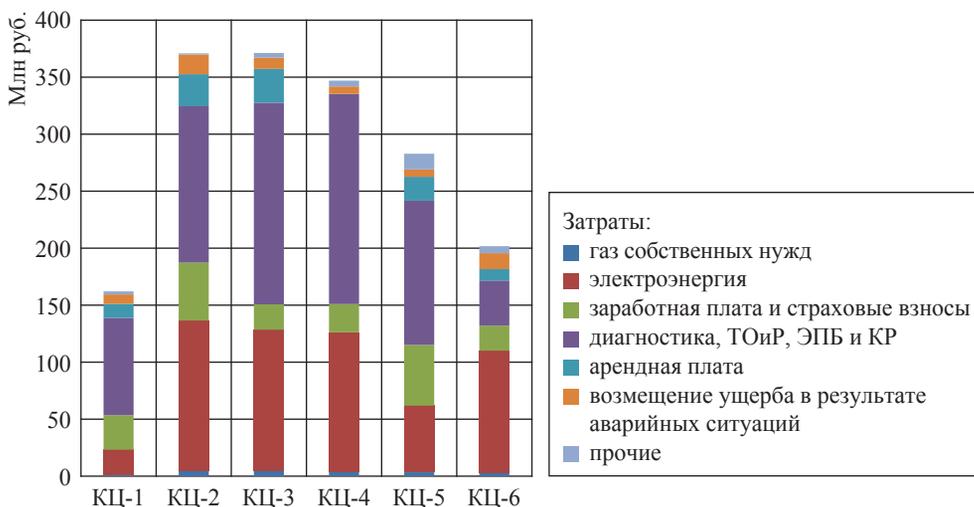


Рис. 4. Структура экономии эксплуатационных затрат при поагрегатной ликвидации мощностей

Данные о суммарных эксплуатационных расходах при поагрегатной ликвидации аналогичного объема компрессорных мощностей станции (см. рис. 4) свидетельствуют, что ожидаемые суммарные расходы по всем объектам за период 2016–2030 гг. могут составить до 1822 млн руб. с учетом дисконтирования.

В соответствии с Р Газпром 085-2010 «Методика по оценке затрат на ликвидацию объектов транспорта газа» выполнено сравнение затрат на одновременную ликвидацию одного КЦ и поагрегатный вывод мощностей (рис. 5). Так, ликвидационные затраты по выводимым из эксплуатации объектам включают следующие укрупненные статьи:

- ликвидация объекта (КЦ или ГПА);
- транспортные перевозки возвратных материалов и отходов;

- погрузка-разгрузка возвратных материалов и отходов;
- захоронение отходов.

При этом ликвидационные затраты уменьшаются на величину доходов от реализации возвратных материалов.

Наибольший вес в структуре ликвидационных затрат играет непосредственная стоимость ликвидации самого объекта (учетной единицы) (см. рис. 5). Так, расходы на ликвидацию избыточных мощностей при поагрегатном выводе в целом ниже на 14 %.

Дополнительные же (остальные) затраты ложатся на вывоз строительного мусора и лома металлов, погрузочно-разгрузочные и связанные с демонтажем агрегатов общестроительные работы. Соответственно, при условии вывода из эксплуатации аналогичных объемов

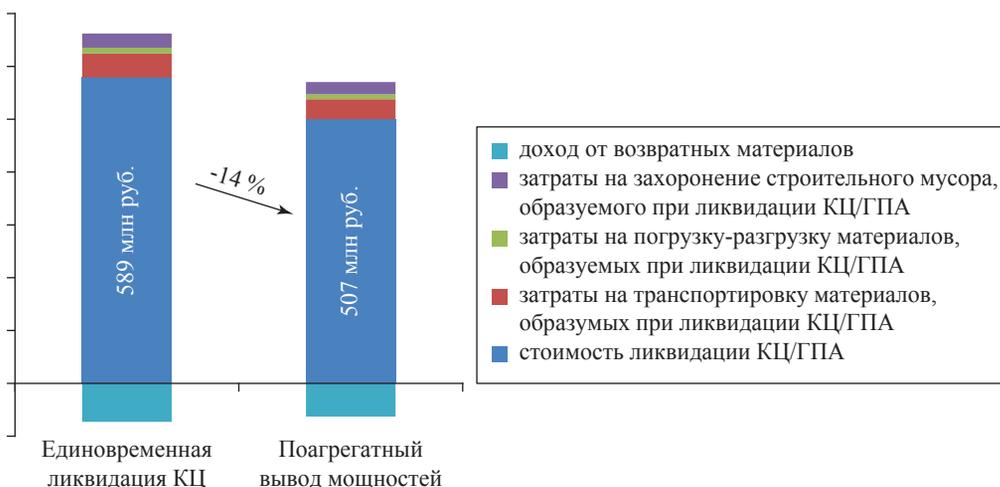


Рис. 5. Структура бюджетов при единовременной (в объеме КЦ) и поагрегатной ликвидации мощностей

компрессорных мощностей суммарные ликвидационные затраты ниже в расчете на поагрегатную ликвидацию, чем на одновременную полную ликвидацию всех цехов. Это обусловлено необходимостью, при одновременной ликвидации цеха полностью, таких дополнительных расходов, как демонтаж зданий и сооружений самого цеха, тогда как в первом случае таких дополнительных расходов не возникает.

Критерием выбора оптимальной учетной единицы ликвидации незадействованных газотранспортных мощностей служит показатель суммарной экономии затрат. На рис. 6 и в таблице сопоставлены затраты на продление эксплуатации КЦ (поагрегатный вывод мощностей) и его полную ликвидацию.

В целом при ликвидации КЦ целиком суммарная дисконтированная экономия эксплуатационных расходов и расчетные ликвидационные затраты отличаются друг от друга в 4,9 раза, тогда как при поагрегатном выводе того же объема мощностей эта пропорция составляет 3,6. Таким образом, полная ликвидация одного цеха эффективнее, так как сокращается весомая доля затрат на обслуживание эксплуатации непосредственно самого КЦ (КРТТ, КРЗС, электроэнергия). Так, благодаря

единовременной ликвидации КЦ полностью суммарная экономия эксплуатационных расходов выше на 37 %, т.е. на 1055 млн руб., по сравнению с поагрегатным выводом мощностей, ликвидационные затраты же при этом выше за счет таких статей, как демонтаж агрегатов, погрузочно-разгрузочные работы, захоронение строительного мусора и лома металлов. Это обусловлено отсутствием при поагрегатном выводе необходимости демонтажа зданий и сооружений самого цеха.

Таким образом, при выводе из эксплуатации избыточных газотранспортных мощностей правильный выбор учетной единицы ликвидируемых объектов обеспечивает оптимизацию (сокращение) эксплуатационных затрат газотранспортного общества по следующим статьям расходов:

- КР;
- заработная плата и страховые взносы;
- электроэнергия.

Применительно к рассмотренному в статье типовому объекту, состоящему из шести КЦ, расположенных в Центральном газотранспортном коридоре, выбор КЦ в качестве

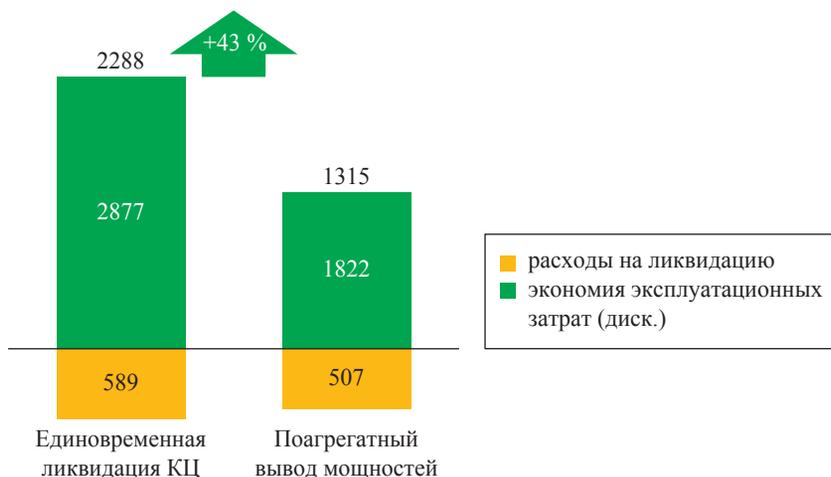


Рис. 6. Сравнение вариантов ликвидации газотранспортных объектов, млн руб.

Сравнительная экономия при единовременной полной ликвидации КЦ относительно поагрегатной ликвидации мощностей

Показатель	Тыс. руб.	%
Экономия эксплуатационных затрат (дисконтированная)	+1054855	+37
Расходы на ликвидацию компрессорных мощностей	-81786	-14
Суммарная экономия	+973069	+43

учетной единицы вывода мощностей из эксплуатации дает суммарную экономию затрат (с учетом ликвидационных расходов) в размере

2288 млн руб., что на 43 % выше по сравнению с поагрегатным подходом, при котором суммарная экономия затрат составит 1315 млн руб.

Список литературы

1. Стурейко И.О. Оценка возможности вывода из эксплуатации избыточных газотранспортных мощностей / И.О. Стурейко, Р.Я. Грыб, А.В. Котенева и др. // Вести газовой науки. Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 2 (34). – С. 14–22
2. Посягин Б.С. Справочное пособие для работников диспетчерских служб газотранспортных систем / Б.С. Посягин, В.Г. Герке. – М.: Газпром экспо, 2015. – 795 с.: ил.
3. Здания и сооружения промышленных площадок магистральных газопроводов и ответвлений от них // Сборник укрупненных показателей стоимости строительства объектов ПАО «Газпром»: в 2-х ч. – М., 2010. – Ч. 2.

Assessment of working costs when excess gas-transport facilities are being withdrawn

I.O. Stureyko¹, A.Yu. Kosarev¹, R.Ya. Gryb¹, A.V. Koteneva¹, S.V. Polyakova¹

¹ NIlgazekonomika LLC, Bld. 8, Estate 20, Staraya Basmannaya street, Moscow, 105066, Russian Federation

* E-mail: i.stureyko@econom.gazprom.ru

Abstract. A task to withdraw idle gas-transport facilities is studied. It is shown that amount working costs saving considerably depends on selection of abandoned facility items: namely, either compressor departments, or gas-compressor units. It is substantiated that withdrawal of a whole compressor department is more profitable as it demonstrates the best saving indices together with provision of gas transportation reliability.

Keywords: gas transportation, exceed gas-transport facilities, withdrawal from use, saving of working costs, compressor department, gas-compressor unit.

References

1. STUREYKO, I.O., R.Ya. GRYB, A.V. KOTENEVA et al. Estimation of possibilities to withdraw excess gas-transport facilities from use [Otsenka vozmozhnosti vyvoda iz ekspluatatsii izbytochnykh gazotransportnykh moshchnostey]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018, no. 2 (24): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. POSYAGIN, B.S., V.G. GERKE. *Reference manual for the employees of gas-transport dispatcher services* [Spravochnoye posobiye dly rabotnikov dispetcherskikh sluzhb gazotransportnykh system]. Moscow: Gazprom expo, 2015. (Russ.).
3. Buildings and constructions at the industrial sites of gas mains and their derivations [Zdaniya i sooruzheniya promyshlennykh ploshchadok magistralnykh gazoprovodov i otvetvleniy ot nikh]. In: *Collection of consolidated indexes of construction cost for the Gazprom PJSC facilities* [Sbornik ukрупnennykh pokazateley stoimosti stroitelstva obyektov PAO "Газпром"]: in 2 pts. Moscow, 2010, pt. 2. (Russ.).

УДК 622.691.4:532.5

О гидравлической эффективности магистральных газопроводов большого диаметра

С.Ю. Сальников¹, В.А. Щуровский^{1*}, В.М. Простокишин¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

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

Ключевые слова:

газопровод магистральный, гидравлическое сопротивление, внутреннее покрытие, шероховатость, гидравлическая эффективность.

Тезисы. В последнее десятилетие в ПАО «Газпром» создан новый класс магистральных газопроводов, отличающихся высокой производительностью, повышенным давлением 9,81 (11,8) МПа, применением высокопрочных труб диаметром до 1400 мм с наружным и гладкостным внутренним покрытием (ГВП).

Гидравлические свойства этих газопроводов находятся в области высоких чисел Рейнольдса, которая продолжает оставаться предметом исследований в мировой научной газодинамике. В сочетании с прогрессом в производстве «технически гладких труб» это потребовало анализа текущего состояния гидравлической эффективности применения труб с ГВП.

В статье рассмотрены методические вопросы определения показателей гидравлического сопротивления, шероховатости внутренней поверхности и их влияния на технологические показатели работы магистральных газопроводов.

В последнее десятилетие с целью реализации мегапроектов транспортировки газа в ПАО «Газпром» разработан новый класс магистральных газопроводов (МГ). Прогресс магистрального транспорта газа в данном случае основан на следующих технико-технологических решениях [1]:

- повышение рабочего давления до 9,8 и 11,8 МПа;
- высокопрочные трубы с гладкостным внутренним покрытием (ГВП);
- газотурбинные газоперекачивающие агрегаты нового поколения мощностью до 32 МВт, обладающие надежностью, топливной экономичностью и экологическими показателями мирового уровня.

В дальнейшем каждое из указанных направлений получило собственное развитие, в частности, это относится к технологиям внутреннего покрытия труб.

Для различных прикладных приложений трубопроводного транспорта газа приоритеты эффективности ГВП неодинаковы:

- с точки зрения промысловых газопроводов (добыча газа), в жизненном цикле которых имеет место существенное изменение гидравлического режима, главным фактором является падение давления;
- в магистральном транспорте газа эффективность ГВП проявляется в увеличении проектной производительности и энергосбережении;
- при капитальном ремонте и реконструкции эксплуатируемых газопроводов приоритетно энергосбережение;
- применительно к распределительным газопроводам главное – увеличить производительность при меньшем диаметре трубы;
- для протяженных морских газопроводов важно увеличить производительность при заданной длине и ограничении диаметра.

Гидравлические свойства труб большого диаметра с ГВП отличаются от других сфер применения высокие числа Рейнольдса (Re) и, соответственно, меньшая надежность знаний о течении газа в этой области. При производстве отечественных труб достигнут уровень 1,5...6 мкм по показателю геометрической шероховатости поверх-

Таблица 1

Классификация МГ по гидравлическим свойствам

Показатель	МГ75	МГ84	МГ100	МГ120
Производительность, млрд м ³ /год	30	40	45	57,5
Расчетное рабочее давление, МПа	7,45	8,35	9,8	11,8
Средняя скорость потока, м/с	9,9	10,1	10,0	10,2
Число Рейнольдса, $\times 10^{-7}$	5,1	6,2	7,7	8,6

Примечание. Условность классификации заключается в усреднении производительности, степени расширения (1,35), относительной плотности (0,558), средней температуры (280 К).

ности R_z (по ГОСТ 25142-82¹). Технологическая классификация труб словным диаметром $D_u = 1400$ мм представлена данными табл. 1.

Для расчета пропускной способности МГ установлены следующие нормативные² величины:

- коэффициент эквивалентной шероховатости K , мкм: 30 (трубы без ГВП) и 10 (трубы с ГВП);
- коэффициент гидравлической эффективности $E = 0,95$;
- коэффициент сопротивления трению $\lambda_{тр}$ (формула ВНИИГАЗа);
- коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода $\lambda = \lambda_{тр}/E^2$.

В зарубежной практике расчетная величина шероховатости обычно принимается ≈ 6 мкм (в частности, для морского перехода «Северного потока-1»). В процессе принятия СТО Газпром 2-3.5-051-2006 эти данные были известны, но величина $K = 10$ мкм была принята из следующих соображений: а) технология применения ГВП на отечественных заводах находилась в стадии освоения; б) аналогичных МГ с трубами указанного класса не имелось ни в России, ни за рубежом.

Коэффициент гидравлического сопротивления. В общем случае коэффициент λ является функцией Re и характеристикой рельефа внутренней поверхности МГ. В 1930-х гг. в целях определения общих закономерностей турбулентных течений И.И. Никурадзе поставил серии экспериментов по турбулентному течению в гладких и шероховатых трубах. На основе расчетов и экспериментов на промышленных трубах были построены диаграммы Муди, изображающие зависимость λ от двух безразмерных параметров – Re и относительной

шероховатости внутренней поверхности трубы

$$\varepsilon = \frac{K_s}{D} \quad (\text{где } K_s - \text{эквивалентная песочная шеро-}$$

ховатость трубы; D – внутренний диаметр трубы). Традиционная диаграмма Муди для зоны развитого турбулентного течения показана на рис. 1.

Диаграммы Муди послужили основой для разработки значительного числа расчетных формул (прежде всего, формулы Колбрука – Уайта), модифицируемых по мере накопления новых знаний [2–4]. Так, во ВНИИГАЗе разработана и вошла в нормативные документы обобщенная формула расчета $\lambda_{тр}$, учитывающая влияние турбулентности потока и шероховатости:

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2K}{D} \right)^{0,2}.$$

Ее применение в СТО 2-3.5-051-2006 регламентировано для двух значений шероховатостей: 30 мкм для труб без ГВП и 10 мкм для труб с ГВП.

В последние годы активно изучается течение турбулентных потоков по промышленным трубам. Дж. Алленом, М. Шоклингом и А. Смитом приведены, например, результаты экспериментов на гладких трубах различной шероховатости (вплоть до труб с минимальным значением относительной среднеквадратичной шероховатости $8 \cdot 10^{-6}$) [5]. В экспериментах на отполированных трубах достигнуто максимальное значение $Re = 3,53 \cdot 10^7$, при этом коэффициент λ составил 0,0071 [3]. Развернутый анализ теоретических и экспериментальных работ в области изучения течений с большими числами Рейнольдса выполнен Г.И. Баренблаттом, А. Дж. Корином и В.М. Простокишиным [6].

Значения коэффициента λ , полученные с использованием различных методик для условий $D_u = 1400$ мм, $Re = 6 \cdot 10^7$, приведены

¹ См. ГОСТ 25142-82. Шероховатость поверхности: термины и определения.

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

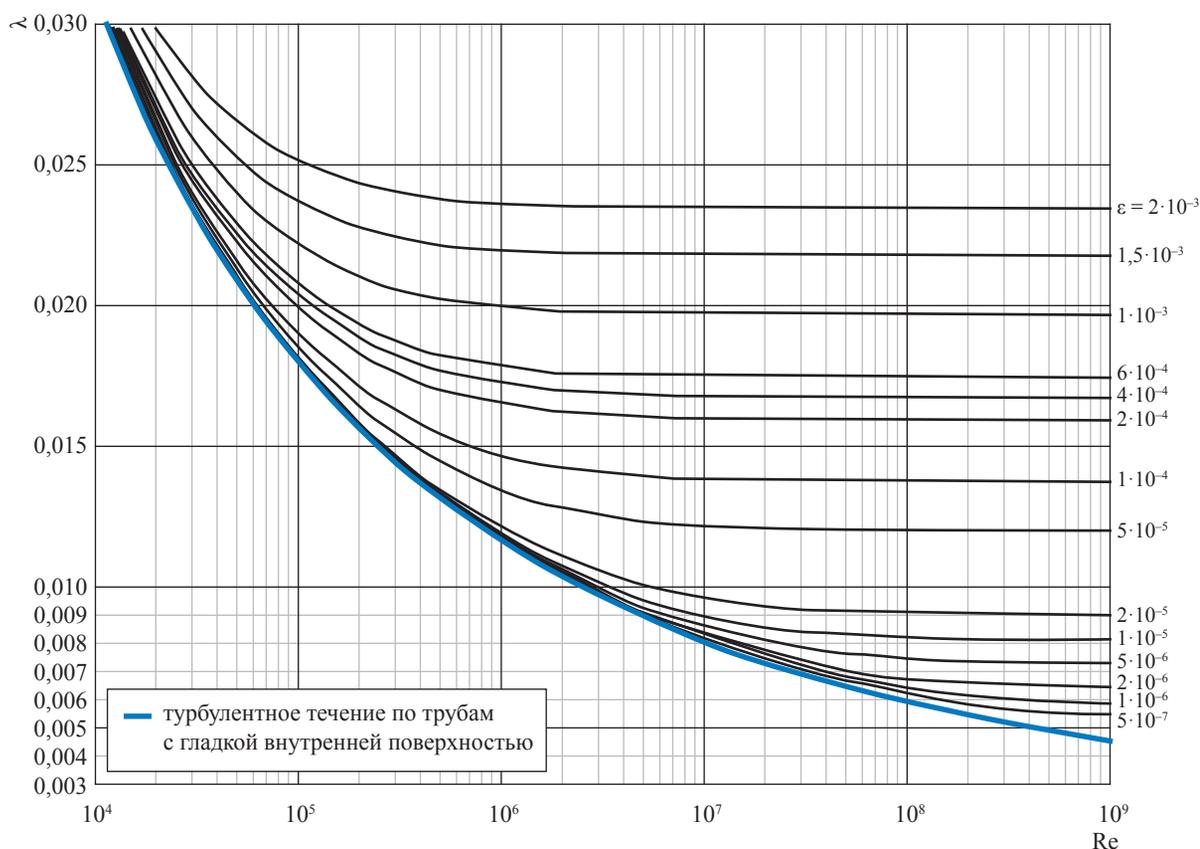


Рис. 1. Традиционная диаграмма Муди для зоны развитого турбулентного течения

в табл. 2. По данным В.А. Сулейманова [4], для рассматриваемых условий течения погрешность определения λ оценивается в размере не более 10 %, что не расходится с данными табл. 2.

Таким образом, в мировой научной газодинамике сочетание больших давлений с большими диаметрами и «гидравлической гладкостью» (характеризуемой высокими числами Re) труб продолжает оставаться предметом исследований для установления значений и методов определения коэффициента λ . К основным факторам, определяющим погрешность расчета λ (около 10 %), относятся:

- погрешность расчетной формулы;
- неоднородность шероховатой поверхности;

- неопределенность взаимосвязи геометрической (R_z) и эквивалентной (расчетной) шероховатости как следствие первых двух факторов;

- влияние стыковой области труб;
- отсутствие экспериментальных данных в области больших чисел Рейнольдса ($Re > 3 \cdot 10^7$).

Суммарное влияние указанных факторов страхуется нормативным коэффициентом эффективности $E = 0,95$.

Шероховатость труб. Шероховатость характеризуют либо абсолютные, либо относительные параметры. Так, помимо относительной шероховатости ε (см. ранее) к ним относятся:

- *эквивалентная шероховатость* – условная постоянная по длине трубы шероховатость, образованная выступами одинаковой высоты K (абсолютная шероховатость), при которой потери энергии потока на трение будут теми же, что и при данной реальной шероховатости с выступами различной величины;

- *эквивалентная песочная шероховатость* (K_s) – шероховатость (размер зерен) поверхности, образованной плотно расположенными на плоскости калиброванными частицами

Таблица 2

Расчетные значения коэффициента λ
($D_u = 1400$ мм, $Re = 6 \cdot 10^7$)

K, мкм	Методика			
	Коулбрука – Уайта	AGA	ВНИИГАЗа	«Газ де Франс»
3	$7,2 \cdot 10^{-3}$	$6,4 \cdot 10^{-3}$	$6,2 \cdot 10^{-3}$	$6,42 \cdot 10^{-3}$
6	$7,6 \cdot 10^{-3}$	$7,0 \cdot 10^{-3}$	$6,85 \cdot 10^{-3}$	$7,1 \cdot 10^{-3}$
10	$7,8 \cdot 10^{-3}$	$7,5 \cdot 10^{-3}$	$7,4 \cdot 10^{-3}$	$7,6 \cdot 10^{-3}$

песка, имеющей то же сопротивление, что и заданная поверхность в режиме полного проявления шероховатости;

- *упорядоченная (регулярная) шероховатость* – совокупность выступов, расположенных на гладкой поверхности, имеющих одну и ту же форму и одинаковое пространственное расположение выступов.

Согласно ГОСТ 25142-82 *шероховатость поверхности* – это «совокупность неровностей поверхности с относительно малыми шагами, выделенная, например, с помощью базовой длины». *Высота неровностей профиля по десяти точкам* R_z – «сумма средних абсолютных значений высот пяти наибольших выступов профиля и глубин пяти наибольших впадин профиля в пределах базовой длины». Используются также показатели средних (R_a) и среднеквадратичных (K_{rms}) величин выступов.

При разработке формул коэффициента гидравлического сопротивления использовались понятия «гидравлически гладкой поверхности» и «гидравлически шероховатой поверхности», определяемых соотношением толщины вязкого подслоя и толщины шероховатости. Считается: если шероховатость «скрыта» под вязким подслоем, такое течение можно отнести к течению по гладкой трубе, т.е. если толщина вязкого подслоя δ больше абсолютной высоты выступов шероховатости K , то такие поверхности называются гидравлически гладкими; если толщина $\delta < K$, то поверхности называют гидравлически шероховатыми. Такое разделение достаточно условно, если учесть, что вихреобразование осуществляется как в ядре турбулентного потока, так и на стенке трубы.

Толщину вязкого подслоя можно оценить по формуле Прандтля: $\delta = \frac{5D}{Re} \sqrt{\frac{8}{\lambda}}$. При

$D = 1,4$ м и характерном значении $\lambda = 0,0075$ для фиксированных значений $Re = 5 \cdot 10^7$; $7 \cdot 10^7$ и $8 \cdot 10^7$ по формуле Прандтля получаются оценки $\delta = 4,5$; $3,3$ и $2,9$ мкм соответственно. Таким образом, гидравлический предел шероховатости можно оценить значением $3 \dots 4$ мкм (гидравлически гладкая труба), равным толщине вязкого ламинарного подслоя при турбулентном течении, ниже которого уменьшение шероховатости не приносит эффекта.

Естественная шероховатость имеет многообразные и нерегулярные формы,

и в общем виде не удалось пока установить ее осредненное значение, влияющее на величину потерь напора. Параметр шероховатости вводится как условная величина. В работе О. Братланда [3] предложена следующая модифицированная формула λ , учитывающая фактор неоднородности поверхности труб с помощью коэффициента u_s , определяющего уровень однородности структуры шероховатости поверхности трубы:

$$\frac{1}{\lambda} = - \frac{u_s}{2 \lg \left[\left(\frac{1,547}{Re \sqrt{\lambda}} \right)^{0,9445 u_s} + \left(\frac{k_s}{3,7D} \right)^{u_s} \right]}$$

На рис. 2 показана модифицированная диаграмма Мууди, построенная для $u_s = 3$ (средняя неоднородность поверхности).

При рассмотрении традиционных и модифицированных диаграмм λ можно сделать следующие заключения:

- формула Колбрука – Уайта соответствует слабой неоднородности поверхности;
- формула ВНИИГАЗа соответствует высокой степени неоднородности;
- в диапазоне шероховатости $1 \dots 6$ мкм вопрос о соотношении геометрической и эквивалентной шероховатостей не имеет принципиального значения в связи с очевидной близостью течения к зоне вязкого ламинарного подслоя.

Гидравлическое сопротивление помимо сопротивления трения потоку со стороны внутренних стенок МГ состоит из большого количества местных сопротивлений, а также сопротивлений сварных швов, имеющих наплывы на внутренней поверхности и нарушения соосности вблизи стыков труб. Кроме того, на концах труб участки длиной 40 мм не имеют покрытия. Производство труб также предполагает большую номенклатуру производственных и строительно-монтажных допусков (разница диаметров и толщин стенок, овальность, усиление швов и др.), значения которых составляют $1,6 \dots 3$ мм.

В.М. Гурьяновым и др. опубликованы [7] результаты исследования коэффициентов сопротивления при различных локальных неоднородностях на стыках труб и даны рекомендации по их оценке. Оценку относительно увеличения гидравлического сопротивления за счет величины h несоосности стыков

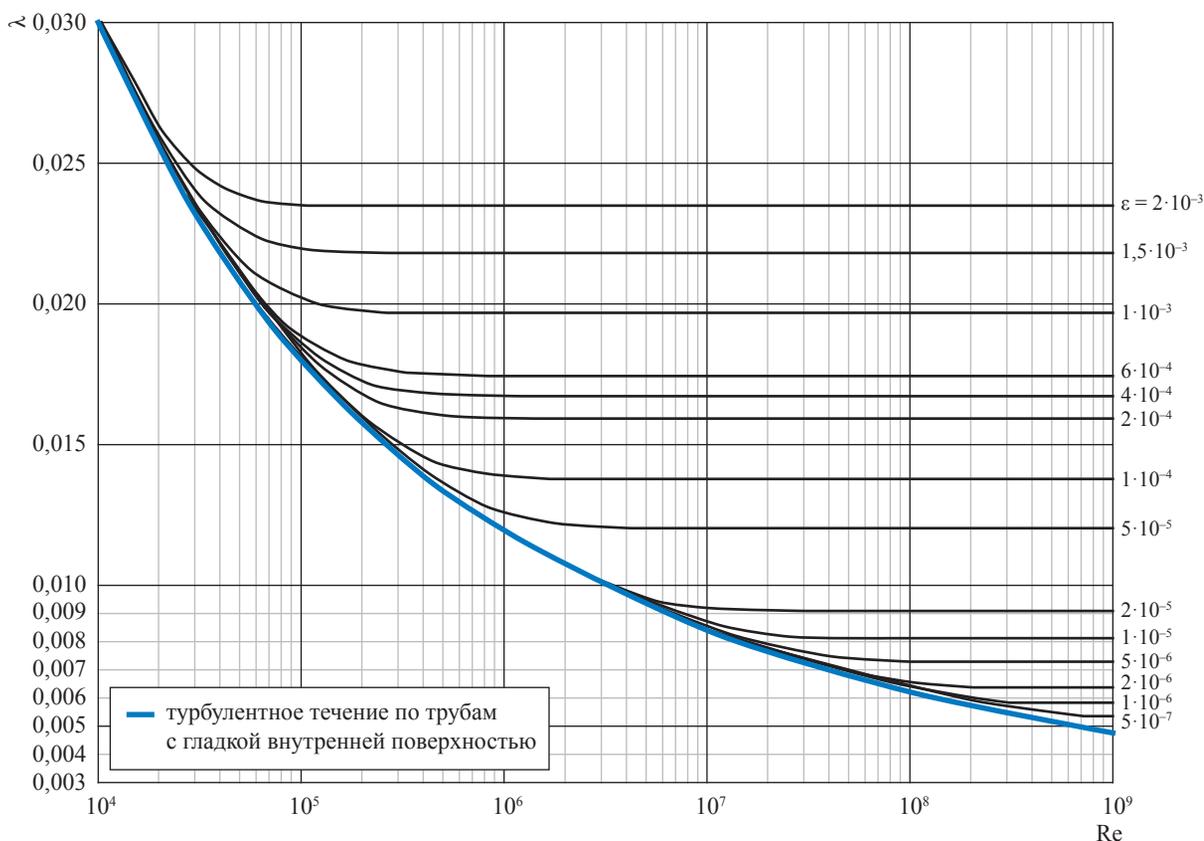


Рис. 2. Модифицированная диаграмма Муди

труб длиной l и диаметром D осуществляют [6] по формуле

$$\frac{\Delta\lambda}{\lambda_0} = \frac{\lambda_h - \lambda_0}{\lambda_0} = 4 \frac{h}{l} \left[\frac{1}{\lambda_0} + 1 + 2 \lg \frac{h}{D} \right]^2,$$

где λ_0 и λ_h – коэффициенты сопротивления соответственно без и при наличии несоосности стыков труб. Приняв высоту неоднородностей на стыках $h \approx 3$ мкм и исходную величину $\lambda_0 = 0,0075$, можно получить относительное увеличение коэффициента сопротивления $\Delta\lambda/\lambda_0 = 1,05$ (на 5 %).

В соответствии с СТО Газпром 2-3.5-051-2006 влияние геометрических неоднородностей, а также погрешностей расчетных методов страхуется расчетным коэффициентом эффективности $E = 0,95$, т.е. эквивалентно увеличению λ приблизительно на 10 %.

Опыт оценки влияния ГВП

На рис. 3 показан пример влияния ГВП на параметры участка МГ: длина участка – 161 км, $D_u = 900$ мм, давление входа составляет 10,1 МПа, потери давления – 2,9 МПа (без покрытия), производительность – 35,4 млн $\text{м}^3/\text{сут}$ [8]. По этим данным можно

приблизительно определить технический эффект ГВП:

- при постоянной разности давлений на входе / выходе производительность увеличивается на 8,6 %, потребление топлива уменьшается на 10,8 % (с 461 до 411 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$);
- при фиксированной производительности падение давления уменьшается на 0,69 МПа, что соответствует изменению степени расширения (сжатия) от 1,42 до 1,29. Это эквивалентно уменьшению потребной мощности сжатия на 19,8 %.

На базе данных INGAA [8] шероховатость трубы без покрытия можно ориентировочно оценить как 20...25 мкм, трубы с покрытием – приблизительно как 5 мкм.

При рассмотрении вариантов транспорта газа по маршруту Ямал – Европа (2003 г.) по данным фирмы WINGAZ выполнена расчетная оценка эффектов возможного применения ГВП (15 мкм вместо 50 мкм) на всем протяжении 4170-километрового участка от Ямала до Германии (через Белоруссию и Польшу). Получены следующие результаты: экономия инвестиций – 584 млн долл. США, сокращение эксплуатационных издержек – 23 млн долл. США в год.

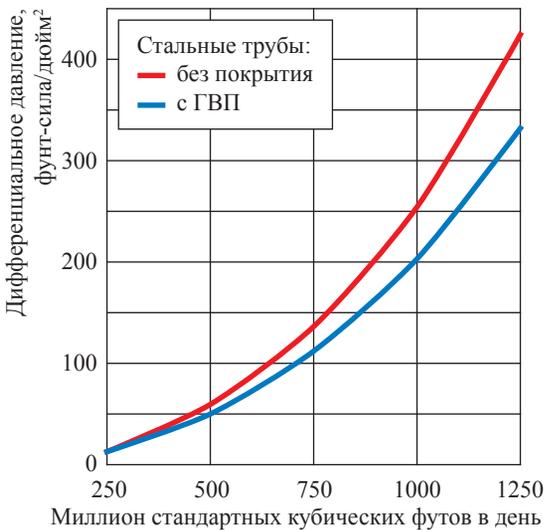


Рис. 3. Падение давления в газопроводах с ГВП и без него: длина трубопровода – 100 миль; $D = 36$ дюймов; приборное давление на входе МГ – 1440 фунт-сил на кв. дюйм (по материалам Ассоциации американских газотранспортных компаний INGAА [8])

Хотя данная оценка носила гипотетический характер, она интересна следующими особенностями:

- объектом являлась система протяженностью более 4000 км с разными уровнями давления – 75 и 84 бар;
- в качестве одного из эффектов принято сокращение затрат на добычу (30 долл. США/тыс. м³) за счет энергоэффективности транспортировки газа;
- удельные расходы на покрытие – около 31 тыс. долл. США/км.

В.А. Сулеймановым выполнен анализ эффективности применения ГВП для протяженных подводных трубопроводов и установлена возможность увеличения производительности приблизительно на 13 % за счет применения труб с ГВП [4]. Однако нельзя согласиться с его выводом о проектировании Североевропейского газопровода без учета особенностей гидравлики труб с ГВП, так как при проектировании исследовалось большое число вариантов шероховатости от 1 до 7 мкм (при базовом значении 6 мкм) прежде всего с позиций безопасности секционированного по разным рабочим давлениям газопровода.

Для оперативной и наглядной оценки взаимной зависимости параметров транспорта газа по участку газопровода или МГ, состоящего из одинаковых участков, можно

применить метод малых отклонений, который оперирует величинами относительных изменений параметров типа $\delta\bar{X} = \frac{X_1 - X_0}{X_0}$. Решая совместно

линеаризованные в малых отклонениях уравнения производительности участка МГ

и мощности сжатия, можно получить формулу влияния на производительность (Q_r) следующих параметров: мощности сжатия (N), давления после сжатия (P_1), КПД сжатия (η) температуры транспортировки газа (T), коэффициента сжимаемости (Z), коэффициента гидравлического сопротивления (λ), относительной плотности газа (Δ) и длины участка (L):

$$\delta\bar{Q}_r = 0,25\delta\bar{N} + 0,75\delta\bar{P}_1 + 0,25\delta\bar{\eta} - 0,63\delta\bar{T} - 0,63\delta\bar{Z} - 0,38\delta\bar{\lambda} - 0,38\delta\bar{\Delta} - 0,38\delta\bar{L}.$$

Данная зависимость приведена для степени сжатия (расширения) $\approx 1,4$ (для других степеней сжатия, характерных для МГ, коэффициенты влияния могут изменяться в диапазоне $\pm 10\%$). Например:

- для увеличения производительности на 1 % потребуется увеличить мощность сжатия на $1/0,25 = 4\%$ (при фиксированных остальных параметрах);
- при увеличении температуры на 1 % (3 К) для сохранения производительности потребуется увеличить мощность сжатия на $0,63/0,25 = 2,52\%$.

Эффектообразующие факторы и показатели

Процесс транспортировки газа в отечественной практике характеризуют следующие показатели:

- *товаротранспортная работа* (ТТР), млн м³·км, – произведение объема газа на расстояние его транспортировки: $TTP = \sum LQ_r$;

- *удельная энергоёмкость* ($N_{уд}$), кВт·ч/(млн м³·км), – расход энергии и топливного газа на единицу ТТР: $N_{уд} = \frac{N_{раб}t}{TTP}$;

- *удельная энергоэффективность* ($\mathcal{E}_{уд}$), м³/(млн м³·км) – расход энергоресурсов (топливного газа) на единицу ТТР: $\mathcal{E}_{уд} = \frac{Q_{гр}}{TTP}$,

где L – протяженность (длина) транспорта газа, км; Q_r – объем транспорта газа за учетный

период, млн м³; $Q_{гг}$ – потребление топливного газа за учетный период, м³; $N_{раб}$ – рабочая (потребляемая) мощность привода, кВт; t – учетный период, ч.

Основными эффектообразующими следствиями уменьшения шероховатости в рамках существующей практики являются:

- энергоэффективность (сокращение потребления топливного газа или электроэнергии);
- энергоемкость (сокращение рабочей и установленной мощности компрессорной станции (КС));
- увеличение производительности МГ;
- сокращение длины лупингов (если они применяются);
- комбинация этих факторов.

Влияние этих факторов иллюстрируются следующими результатами сравнительных гидравлических расчетов для магистрального газопровода (МГ100 в соответствии с табл. 1), имеющего параметры, близкие к реальному газопроводу (Ду – 1400 мм, Ру – 10 МПа, длина – около 1000 км, количество КС – 7). В табл. 3 приведены данные для фиксированного исходного оснащения МГ.

При варьировании мощности КС и протяженности линейной части МГ для увеличения $Q_{гг}$ от 122 до 127,1 млн м³/сут (на 4,2 %):

- при $K = 10$ мкм потребуются увеличить $N_{раб}$ на 48,6 МВт (16 %), а при $K = 6$ мкм – только на 10 МВт (на 3,3 %);
- для условия $N_{раб} = \text{const}$ при $K = 10$ мкм потребуются сооружеие 105 км (10,5 %) лупингов, а при $K = 6$ мкм – только 22,8 км (2,8 %).

Трубы с ГВП вполне применимы при капитальном ремонте и реконструкции линейной части эксплуатируемых газопроводов; при этом энергосберегающий эффект имеет место для трубы любой протяженности (вплоть до отдельной трубы длиной 12...18 м) в составе «старого» трубопровода [7]; в частности, для газопровода Ду = 1400 мм при расчетной шероховатости $K = 6$ мкм удельное уменьшение расхода топливного газа на каждый километр оценивается значением ≈ 450 тыс. м³/(год·км).

Таблица 3

Относительное влияние шероховатости на показатели МГ

K , мкм	10	6	3
$\Delta_{уд}$ при фиксированной $Q_{гг}$, %	100	90,7	80,2
$Q_{гг}$ при фиксированной $N_{раб}$ (мощности КС), %	100	104,2	109,8

В отличие от нового строительства данное решение пока не применено из-за отсутствия производства труб с ГВП, рассчитанных на рабочее давление 7,45 МПа.

Стоимость поставки материалов для ГВП может быть одинаковой для шероховатостей в пределах 1,5...10 мкм. При подобной постановке задачи (и даже при удвоении этой стоимости) технико-экономический эффект наблюдается при любой шероховатости вплоть до значений 3...4 мкм.

Для расчета пропускной способности МГ, сооружаемых из труб большого диаметра отечественного производства с ГВП, СТО Газпром 2-3.5-051-2006 установлены следующие нормативные величины: коэффициент эквивалентной шероховатости – 10 мкм, коэффициент гидравлической эффективности – 0,95. В зарубежной практике расчетная величина шероховатости обычно принимается ≈ 6 мкм.

В настоящее время реальная геометрическая шероховатость при производстве труб на отечественных заводах находится в пределах 1...5 мкм. Гидравлический предел шероховатости, ниже которого уменьшение шероховатости не приносит эффекта, для труб большого диаметра оценивается значением 3...4 мкм, равным толщине вязкого ламинарного подслоя при турбулентном течении; 6 мкм может рассматриваться в качестве реального расчетно-нормативного значения эквивалентной шероховатости.

С целью повышения научно-методического и нормативного уровня и надежности гидравлических расчетов МГ предлагается создать опытно-промышленный участок длиной 15...25 км на строящемся МГ (Ду = 1400 мм, условное давление – 10 МПа), оснащенный трубами с контролируемой при строительстве шероховатостью ГВП и однониточным ультразвуковым расходомером. Этот объект позволит также вести мониторинг и прогноз состояния и эксплуатационного ресурса ГВП. Результаты данного мероприятия наряду с прикладной эффективностью будут иметь научное значение в области гидрогазодинамики.

Список литературы

1. Галиуллин З.Т. Современные газотранспортные системы и технологии / З.Т. Галиуллин, С.Ю. Сальников, В.А. Щуровский. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – 346 с.

2. Михайлов В.В. Модифицированная формула Колбрука – Уайта для расчета гидравлического сопротивления трубопроводов / В.В. Михайлов, Е.В. Леонтьев // Современные проблемы трубопроводного транспорта газа: сб. – М.: ВНИИГАЗ, 1998. – С. 12–19.
3. Bratland O. Pipe flow 1. Single-phase flow assurance / O. Bratland. – 2013. – 367 с.
4. Сулейманов В.А. Особенности газовой гидравлики в трубопроводах с внутренним гладкостным покрытием / В.А. Сулейманов // Газовая промышленность. – 2014. – № 11. – С. 91–94.
5. Allen J.J. Effects of machined surface roughness on high-Reynolds-number turbulent pipe flow / J.J. Allen, M.A. Shockling, A.J. Smits // J. Fluid Mech. – 2006. – № 564. – С. 267–285.
6. Баренблатт Г.И. Турбулентные течения при очень больших числах Рейнольдса: уроки новых исследований / Г.И. Баренблатт, А.Дж. Корин, В.М. Простокишин // Успехи физических наук. – 2014. – № 184. – С. 265–272.
7. Гурьянов В.М. Влияние стыков труб на гидравлическое сопротивление газопровода / В.М. Гурьянов, Е.В. Леонтьев, Ю.А. Лашко и др. // Современные проблемы трубопроводного газа: сб. – М.: ВНИИГАЗ, 1998. – С. 62–81.
8. Interstate natural gas pipeline efficiency. – Washington: INGAA, 2010. – 61 с.

On hydraulic efficacy of large-diameter gas mains

S.Yu. Salnikov¹, V.A. Shchurovskiy^{1*}, V.M. Prostokishin¹

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

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

Abstract. Last decade, Gazprom PJSC has created a new class of main gas pipelines that are characterized by high capacity, increased pressure of 9,81 (11,8) MPa, and high-strength pipes up to 1400 mm in diameter with external and smooth internal coating (SIC).

The hydraulic properties of these gas pipelines are in the region of high Reynolds numbers, which continue to be a subject of research in the world scientific gas dynamics. Combined with the progress in production of “technically smooth” pipes, it requires analysis of current hydraulic efficiency of SIC-pipes applications.

The article concerns methodical questions in determination of indicators for hydraulic resistance and roughness of an internal surface, as well as their impact to technological performance of gas pipelines.

Keywords: gas mains, hydraulic resistance, internal coating, roughness, hydraulic efficiency.

References

1. GALIULLIN, Z.T., S.Yu. SALNIKOV, V.A. SHCHUROVSKIY. *Modern gas-transport systems and technologies* [Sovremennyye gazotransportnyye sistemy i tekhnologii]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. (Russ.).
2. MIKHAYLOV, V.V., Ye.V. LEONTYEV. Modified Colebrook & White equation for calculation of hydraulic resistance of gas pipelines [Modifitsirovannaya formula Kolbruka – Uayta dlya rascheta gidravlicheskogo soprotivleniya truboprovodov]. In: *Modern issues of gas pipeline transfer* [Sovremennyye problemy truboprovodnogo transporta gasa]: collected book. Moscow: VNIIGAZ, 1998, pp. 12–19. (Russ.).
3. BRATLAND, O. *Pipe flow 1. Single-phase flow assurance*. 2013.
4. SULEYMANOV, V.A. Peculiarities of gas hydraulics in the pipelines with smooth internal coating [Osobennosti gazovoy gidravliki v truboprovodakh s vnutrennim gladkostnym pokrytiyem]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2014, no. 11, pp. 91–94. ISSN 0016-5581. (Russ.).
5. ALLEN, J.J., M.A. SHOCKLING, A.J. SMITS. Effects of machined surface roughness on high-Reynolds-number turbulent pipe flow. *J. Fluid Mech.* 2006, no. 564, pp. 267–285.
6. BARENBLATT, G.I., A.J. CHORIN, V.M. PROSTOKISHIN. Turbulent flows at very large Reynolds numbers: new lessons learned [Turbulentnuyte techeniya pri ochen bolshikh chislakh Reynoldsa: uroki novykh issledovaniy]. *Uspekhi Fizicheskikh Nauk*. 2014, no. 184, pp. 265–272. ISSN 0042-1294. (Russ.).
7. GURYANOV, V.M., Ye.V. LEONTYEV, Yu.A. LASHKO et al. Pipes’ joints effect to hydraulic resistance of a gas pipeline [Vliyaniye stykov trub na gidravlicheskoye soprotivleniye gazoprovoda]. In: *Modern issues of gas pipeline transfer* [Sovremennyye problemy truboprovodnogo transporta gasa]: collected book. Moscow: VNIIGAZ, 1998, pp. 62–81. (Russ.).
8. INTERSTATE NATURAL GAS ASSOCIATION OF AMERICA. *Interstate natural gas pipeline efficiency*. Washington: INGAA, 2010.

УДК 622.691.4

Оценка времени безопасной остановки нефтепровода, по которому перекачивается высокозастывающая нефть

В.А. Сулейманов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: V_Suleimanov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: подземный нефтепровод, парафинистая нефть, температура потери текучести, время безопасной остановки перекачки нефти.

Тезисы. Проведены численные расчеты тепловых режимов модельного нефтепровода, по которому транспортируется высокозастывающая или высокопарафинистая нефть. В качестве основных параметров нефтепровода, теплофизических свойств транспортируемой нефти и вмещающего трубопровод грунта выбраны значения, типичные для трубопроводов, нефти и грунтов северных регионов России.

Особое внимание уделяется последствиям длительной остановки перекачки нефти в холодный период года. Оценка времени безопасного охлаждения трубопровода после остановки проведена для двух вариантов эксплуатации нефтепровода – условно постоянной и циклической.

При проведении тепловых расчетов «горячих» или «теплых» трубопроводов, по которым транспортируются застывающие жидкие углеводороды, особый интерес представляют последствия длительной остановки перекачки в холодный период года. К застывающим жидким углеводородным флюидам относятся тяжелые и асфальтосмолистые битуминозные нефти, структурированные высокопарафинистые нефти и конденсаты, высоковязкие водонефтяные и водоконденсатные эмульсии. При остановке трубопровода начинается процесс его охлаждения окружающим грунтом, у жидких углеводородов могут начать проявляться такие неньютоновские свойства, как предельное напряжение сдвига и/или зависимость структурной вязкости от сдвиговой скорости или от напряжения сдвига. В конечном счете это может привести к застыванию продуктов и полной закупорке трубопровода. Если агрегаты насосной станции (НС) в начале линейного участка не смогут обеспечить необходимого напора (напряжения сдвига на внутренней поверхности труб) для повторного запуска трубопровода, то перекачка продукта на этом участке прекратится.

Охлаждение жидких углеводородов в подземных трубопроводах в основном определяется скоростью охлаждения массива грунта, вмещающего трубопровод, поскольку теплосодержание жидких углеводородов во много раз меньше количества тепла, аккумулированного грунтом. Охлаждение системы «трубопровод – грунт» протекает в следующей последовательности: вначале быстро охлаждаются стенка трубы и наиболее нагретые слои грунта, прилегающие непосредственно к трубе, поскольку здесь формируются максимальные градиенты температуры; для более отдаленных точек грунта после выключения источника тепла некоторое время наблюдается повышение температуры, что объясняется инерцией тепловых процессов. Затем интенсивность тепловых процессов уменьшается, так как большую роль в них начинают играть более удаленные слои грунта с меньшими градиентами тепла, и в конечном счете температура массива грунта достигает начального значения; такую же температуру приобретает в остановленном трубопроводе транспортируемый флюид. В процессе охлаждения значительно меняются физические свойства грунта, возможны перераспределение влажности, изменение агрегатного состояния грунтовой воды и льда и т.п.

Ликвидация последствий «самозамораживания» трубопровода может приводить к значительным потерям жидких углеводородов, загрязнению окружающей среды, а также к значительным финансовым потерям. «Безопасным» временем остановки «горячего» или «теплого» трубопровода, по которому перекачивают жидкие

углеводороды, называют такое время, по истечении которого возобновление перекачки происходит без осложнений, т.е. потери на сдвиг и трение остановленного продукта не превышают возможностей предыдущей (вверх по потоку) НС.

В этой работе проведены численные расчеты тепловых режимов модельного трубопровода при его продолжительной работе и в режиме прекращения перекачки работы. Основные параметры модельного трубопровода выбраны следующими:

- протяженность – 121 км;
- диаметр и толщина стенок труб – 530×8 мм;
- глубина укладки – 0,8 м;
- шероховатость труб – 100 мкм;
- суточная производительность – 203,8 т углеводородного продукта;
- толщина пенополиуретанового покрытия – 40, 60 или 80 мм.

Плотность перекачиваемого продукта принималась равной 800 кг/м³, температура потери текучести – равной 1,0 °С, кинематическая вязкость при 10 и 50 °С составляла 4,5 и 2,0·10⁻⁶ м²/с соответственно.

Для обеспечения бесперебойной транспортировки застывающих углеводородных жидкостей выбран вариант эксплуатации трубопровода в «горячем» состоянии, что обеспечивается подогревом транспортируемого продукта на предыдущей НС. При проведении термогидравлических расчетов местные сопротивления (тройники, отводы и т.д.) на линейной части магистрального трубопровода учитывались посредством увеличения коэффициента гидравлического сопротивления на 2 % [1]. Кроме того, в соответствии с рекомендациями РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов» расчетный номинальный внутренний диаметр трубопровода был взят на 2 % меньшим для учета запарафинивания поперечного сечения трубопровода между моментами пуска очистных устройств.

Термогидравлические расчеты проводились для следующих значений общего коэффициента теплообмена U , Вт/(м²·К), между транспортируемым флюидом и окружающим грунтом, отнесенного к внешнему диаметру нагруженной пенополиуретановой изоляцией трубы, рассчитанных по общепринятым

в теплотехнике расчетным зависимостям для подземных трубопроводов (см, например, [2]):

- 0,62 – для труб с изоляцией толщиной 40 мм;
- 0,447 – с изоляцией толщиной 60 мм;
- 0,33 – с изоляцией толщиной 80 мм.

Температура грунтов основания в ненарушенном состоянии на глубине оси заглубленного трубопровода была принята равной минус 5 °С.

Температура транспортируемой нефти по длине трубопровода в зависимости от ее начального значения на входе в трубопровод ($T_{нач}$) рассчитывалась с помощью опции Black Oil программного комплекса PipeSim для самых сложных с точки зрения гидравлики условий, которые имеют место в холодный период года вследствие повышения вязкости транспортируемой нефти. Отметим, что Black Oil решает задачу расчета термобарических параметров вдоль трубопровода в одномерной постановке, что позволяет, в частности, рассчитывать только усредненное по сечению значение температуры флюида. Опыт расчетов температуры углеводородного продукта в двумерной постановке показывает, что температура продукта в произвольном сечении трубопровода может существенно изменяться в радиальном направлении, если разница между температурами транспортируемого углеводородного продукта и окружающей среды значительна, и что разница температур продукта на оси трубы и непосредственно у ее стенки может достигать 6 °С в холодное время года (см., например, [3]).

Пунктиром на рис. 1 (и далее на рис. 2–5) показана принятая в настоящей работе безопасная температура охлаждения нефти (9 °С), полученная суммированием заданной температуры потери текучести 1 °С, половины разности температур нефти на оси и у самой стенки трубопровода, принятой равной 3 °С, и широко используемого в нефтяной промышленности температурного запаса 5 °С, предусматривающего возможные погрешности расчетов и изменения условий эксплуатации нефтепровода. Такой подход к выбору безопасной температуры охлаждения позволит при проведении расчетов использовать усредненные (по сечению) значения температур, получаемые либо при численном решении задачи о стационарном распределении термобарических параметров вдоль трубопровода, либо при использовании

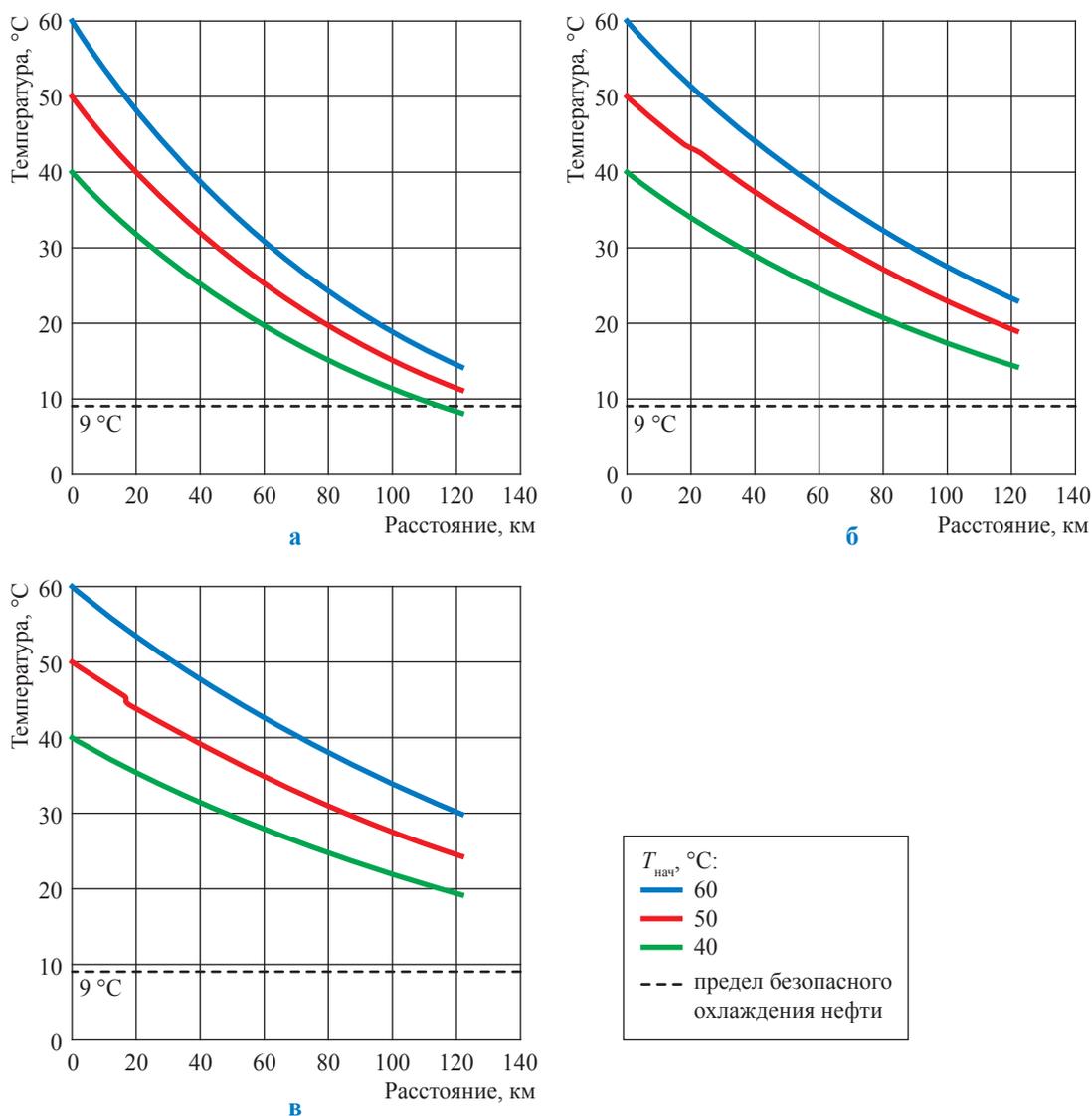


Рис. 1. Изменение температуры транспортируемой нефти по длине теплоизолированного трубопровода для различных толщин изоляционного слоя, мм: а – 40; б – 60; в – 80

упрощенных усредненных формул типа формулы Шухова [4].

Из представленных результатов следует, например, что при изоляции толщиной 40 мм подогрев транспортируемого продукта до $T_{\text{нач}} = 40$ °C не обеспечит надежной непрерывной работы трубопровода, поскольку температура продукта на конечном участке трубопровода упадет ниже значения 9 °C, которое принято минимально допустимым при эксплуатации трубопровода. Таким образом, использование пенополиуретановой термоизоляции толщиной 40 мм на трубах модельного трубопровода не обеспечит его надежной эксплуатации при $T_{\text{нач}} = 40$ °C при заданной производительности даже в условиях его непрерывной (безостановочной) эксплуатации и потребует частого прогона очистных поршней

для выноса из полости трубопровода парафиновых отложений.

Проведено моделирование тепловых режимов трубопроводов, по которым транспортируется высокотаяствующий углеводородный флюид, после длительной остановки перекачки в холодный период года. Оценим время безопасного охлаждения трубопровода после остановки для двух вариантов его эксплуатации:

- условно постоянной эксплуатации «горячего» трубопровода, когда перекачка парафинистого продукта осуществляется непрерывно в течение не менее 60...90 сут. В этой постановке рассчитывается только динамика охлаждения стенки труб и окружающего грунта;
- циклической перекачки продукта, когда последовательно, с небольшими временными интервалами чередуются непрерывная

перекачка «горячего» продукта и остановка перекачки. При этом происходят соответственно нагрев стенки труб и окружающего грунта и последующее охлаждение окружающего грунта и стенки труб.

Постоянная эксплуатация трубопровода

При «постоянной» работе трубопровода оценка времени безопасного охлаждения жидких углеводородов в трубопроводе после его остановки проведена по формуле (3.79) из книги В.И. Черникина [4], полученной на основе решения Карслоу задачи о нестационарном распределении температур в полубесконечном массиве грунта, вызываемом непрерывно действующим линейным источником тепла (трубопроводом) с потоком тепла $q = \text{idem}$, при соблюдении граничного условия первого рода (задача Дирихле) на границе массива грунта и атмосферного воздуха:

$$\Omega_0 = 1 - \frac{\text{Ei}\left[-\frac{\phi}{4Fo}\right] - \text{Ei}\left[-\frac{1}{4Fo}\right]}{2 \ln\left(\frac{2H}{R}\right)}, \quad (1)$$

где Ei – так называемая интегральная показательная функция с отрицательным вещественным аргументом; H – глубина заложения трубы (до оси); R – внешний радиус трубы с учетом всех покрытий; ϕ – геометрический параметр,

определяемый соотношением $\phi = 1 + 4\left(\frac{H}{R}\right)^2$;

$Fo = \frac{a\tau}{R^2}$ – число Фурье, определяющее зависи-

мость динамики охлаждения углеводородной жидкости в трубопроводе от времени τ , берущего начало после остановки перекачки (a – коэффициент теплопроводности грунта).

Безразмерный перепад температур Ω_0 в левой стороне уравнения (1), характеризующий процесс охлаждения жидких углеводородов в рассматриваемом сечении остановленного трубопровода, имеет следующий вид:

$$\Omega_0 = \frac{T - T_0}{T_{\text{ст}} - T_0},$$

где T_0 – заданное значение температуры массива грунта, вмещающего трубопровод; $T_{\text{ст}}$ – установившаяся средняя температура стенки трубы и перекачиваемых жидких углеводородов в рассматриваемом сечении «горячего» трубопровода после его длительной

эксплуатации (для повышения точности расчетов целесообразно использовать фактические значения температуры $T_{\text{ст}}$); T – средняя температура стенки трубы и перекачиваемых жидких углеводородов в рассматриваемом сечении трубопровода на момент времени τ после начала охлаждения трубопровода при его остановке.

В общем случае функция $\text{Ei}(-x)$ может быть представлена следующим рядом:

$$\text{Ei}(-x) = C + \ln(x) + \sum_{n=1}^{n=\infty} \frac{(-x)^n}{n!n},$$

где $C = 0,5772$ – постоянная Эйлера; при значениях аргумента $x \geq 6$ при проведении расчетов удобно пользоваться следующим асимптотическим разложением:

$$\text{Ei}(-x) = \frac{e^{-x}}{x} \left(1 - \frac{1}{x} + \frac{2}{x^2} - \frac{6}{x^3} + \frac{24}{x^4} - \frac{120}{x^5} + \frac{720}{x^6} \right).$$

Решение (1) получено в предположении о том, что трубопровод является линейным источником тепла в грунте. Естественное тепловое поле массива грунта в его основании, которое формируется вследствие теплового баланса между собственным теплом Земли и температурой атмосферного воздуха, не принимается в расчет, и весь массива грунта в рассматриваемом сечении принимается однородным по температуре. При такой постановке задачи единственным пространственным параметром задачи является симплекс H/R .

Все расчеты в настоящей работе проводились с использованием коэффициента теплопроводности грунта $0,002 \text{ м}^2/\text{ч}$.

В.И. Черникин на основании серии экспериментов на опытно-промышленной установке по исследованию тепловых режимов остановленного нефтепровода пришел к выводу, что предельная погрешность вычисления времени безопасной остановки по формуле (1) составляет 17 % [4]. В настоящей работе проведено сравнение расчетов по аналитической формуле (1) с результатами численного моделирования динамики охлаждения нефти в течение 4 сут в трех сечениях участка остановленного трубопровода – между НС «Хулудао» и НС «Суйджун» в Китае, полученными на основе метода конечных элементов [3]. Максимальное расхождение рассчитанных по двум различным алгоритмам температур нефти во время ее охлаждения в остановленном трубопроводе составило 22 %.

На рис. 2 представлены результаты расчетов времени безопасного охлаждения модельного трубопровода с пенополиуретановой изоляцией толщиной 80 мм, продукт которого, по предположению, длительное время подогревался на предыдущей НС до 60 °С; минимальная температура продукта, по которой оценивается это время, принята равной ее значению в конечном сечении трубопровода на момент прекращения перекачки (30 °С).

Полученные оценки времени безопасного охлаждения углеводородного продукта в остановленном трубопроводе, который по предположению до остановки достаточно длительное время, не менее 60...90 сут, эксплуатировался с $T_{нач} = 60$ °С, показывают, что для трубопровода с толщиной изоляции 80 мм безопасная остановка допустима в течение 10,4 сут, с толщиной изоляции 60 мм – в течение 6,3 сут, с толщиной изоляции 40 мм – в течение 2,1 сут.

При $T_{нач} = 50$ °С до прекращения перекачки соответствующие расчетные периоды времени безопасной остановки для трубопровода с изоляцией толщиной 80 мм составляют 7,8 сут, толщиной 60 мм – 4,4 сут, толщиной 40 мм – 0,9 сут. При $T_{нач} = 40$ °С до прекращения перекачки соответствующие расчетные периоды для трубопровода с изоляцией толщиной 80 мм составляют 5,4 сут, а толщиной 60 мм – 2,1 сут.

Таким образом, 80-миллиметровая пенополиуретановая термоизоляция труб трубопровода в зависимости от температуры

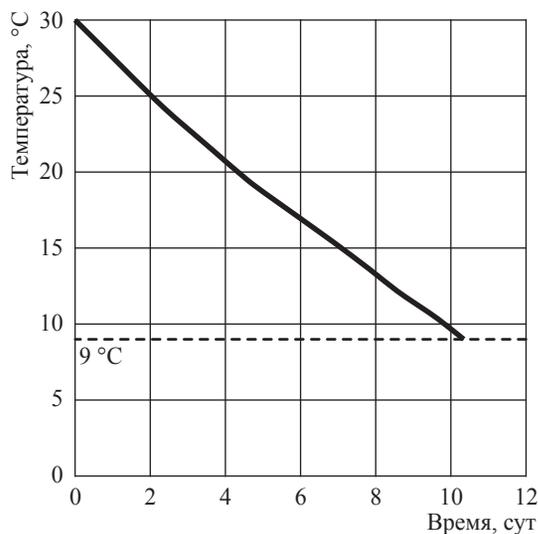


Рис. 2. Динамика охлаждения остановленного трубопровода с изоляцией толщиной 80 мм

предварительного подогрева транспортируемой углеводородной продукции на НС обеспечивает его безопасную остановку от 5,4 сут (при $T_{нач} = 40$ °С) до 10,4 сут (при $T_{нач} = 60$ °С), а 60-миллиметровая термоизоляция – безопасную остановку от 2,1 сут (при $T_{нач} = 40$ °С) до 6,3 сут (при $T_{нач} = 60$ °С). Наименее допустимые по продолжительности остановки «горячего» трубопровода имеем при 40-миллиметровой изоляции труб – от 0,9 сут (при $T_{нач} = 50$ °С) до 2,1 сут (при $T_{нач} = 60$ °С).

Решаемая в работе задача сопряжена со многими неопределенностями, которые сказываются на точности моделирования рассматриваемых тепловых процессов. Кроме того, при подготовке проектных документов необходимо предусматривать резерв по времени на безопасные остановки трубопровода. Поэтому при подготовке проектных требований по времени допустимой остановки «горячего» трубопровода можно рекомендовать в качестве консервативной оценки значения времени безопасной остановки трубопровода, уменьшенные на 25...35 % по сравнению с полученными по изложенной выше методике расчетов.

Используя рекомендуемое 25...35%-ное уменьшение расчетного времени безопасной остановки трубопровода можно ожидать, что 80-миллиметровая пенополиуретановая термоизоляция труб трубопровода обеспечит его безопасную остановку не более чем на 3,5 сут при подогреве на НС до 40 °С и 6,8 сут при подогреве на НС до 60 °С, а термоизоляция толщиной 60 мм – безопасную остановку трубопровода не более чем на 1,4 сут при $T_{нач} = 40$ °С и до 4,1 сут при $T_{нач} = 60$ °С.

Необходимо отметить, что рассчитанные по представленной методике периоды времени безопасной остановки «горячего» трубопровода с учетом рекомендуемого 25...35%-ного уменьшения расчетного времени безопасной остановки трубопровода являются достаточно консервативными, и на практике трубопроводы жидких углеводородов можно будет останавливать на значительно более протяженные периоды времени.

Более точная оценка времени безопасной остановки «горячего» трубопровода является очень сложной задачей, решение которой кроме преодоления математических сложностей потребует в качестве граничных и начальных исходных данных большого массива детальной

информации о реальных тепловых режимах как самого эксплуатирующегося трубопровода, так и грунта вокруг него.

Циклическая эксплуатация трубопровода

Необходимость непрерывной эксплуатации трубопровода с суточным расходом меньшим, чем это предусмотрено проектом, требует дополнительных капитальных и эксплуатационных затрат на сооружение и содержание тепловых и насосных станций. Этого можно избежать посредством циклической эксплуатации трубопровода. Циклическая эксплуатация «горячих» магистральных трубопроводов жидких углеводородов предполагает, что определенное количество дней трубопровод эксплуатируют с проектной пропускной способностью, которая обеспечивает нормальный тепловой режим и гидравлические потери в пределах возможностей НС, а затем некоторое число дней перекачку по трубопроводу не производят.

В пределах одного цикла, когда вслед за «горячей» перекачкой продукта по трубопроводу в течение относительно непродолжительного времени следует его остановка, оценка времени безопасного охлаждения трубопровода после его остановки с помощью расчета соответствующей температуры T может быть проведена с помощью формулы

$$\Omega = \frac{\text{Ei}\left[-\frac{1}{4F_0}\right] - \text{Ei}\left[-\frac{\phi}{4F_0}\right] + \text{Ei}\left[-\frac{\phi}{4[F_0 + F_{01}]}\right] - \text{Ei}\left[-\frac{1}{4[F_0 + F_{01}]}\right]}{\text{Ei}\left[-\frac{\phi}{4F_{01}}\right] - \text{Ei}\left[-\frac{1}{4F_{01}}\right]}, \quad (2)$$

где числа Фурье F_{01} и F_0 отвечают соответственно временному интервалу τ_1 «горячей» перекачки жидких углеводородов до ее остановки и времени охлаждения трубопровода τ , берущего начало после остановки перекачки. При $\tau_1 \rightarrow \infty$ ($F_{01} \rightarrow \infty$) уравнение (2) переходит в уравнение (1).

Перепад температур Ω в левой части уравнения (2) имеет вид:

$$\Omega = \frac{T - T_0}{T_L - T_0},$$

где T_L – значение температуры транспортируемого флюида в рассматриваемом сечении на конец периода «горячей» перекачки жидкого флюида, которую можно при расчетах принять равной $T_{\text{ст}}$ (см. формулу (1)).

Все расчеты времени охлаждения жидких углеводородов и трубопровода при его остановке проводились при условии, что $T_{\text{нач}} = 60$ °С, а толщина слоя термоизоляции труб составляет 80 мм. Результаты моделирования динамики охлаждения транспортируемого продукта до безопасного температурного уровня (9 °С) при его остановке после 15-, 10- и 5-суточной непрерывной эксплуатации представлены на рис. 3–5 соответственно.

Полученные оценки времени безопасного охлаждения транспортируемого продукта в остановленном модельном трубопроводе с полиуретановой термоизоляцией толщиной 80 мм при его циклической работе и $T_{\text{нач}} = 60$ °С показывают, что безопасная остановка трубопровода после непрерывной перекачки в течение:

- 15 сут допустима в течение 6,08 сут;
- 10 сут допустима в течение 5,46 сут;
- 5 сут допустима в течение 4,54 сут.

Используя упомянутое выше 25...35%-ное уменьшение расчетного времени безопасной остановки трубопровода, можно рекомендовать остановку трубопровода при его циклической работе не более чем на 4,5...3,9; 4,1...3,5 и 3,4...2,9 сут после его непрерывной эксплуатации в течение 15, 10 и 5 сут соответственно.

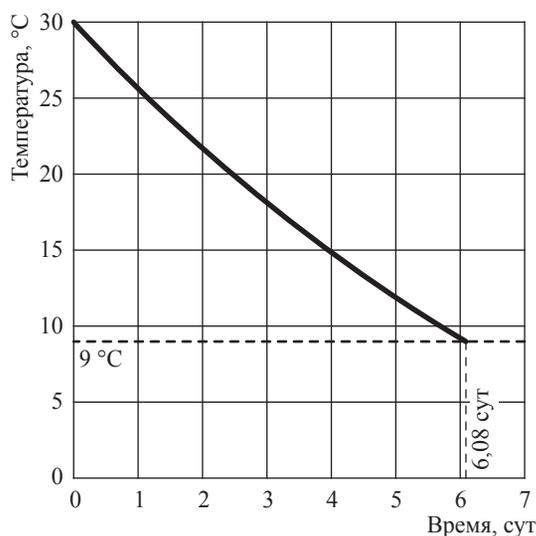


Рис. 3. Динамика охлаждения остановленного трубопровода после 15 сут непрерывной эксплуатации

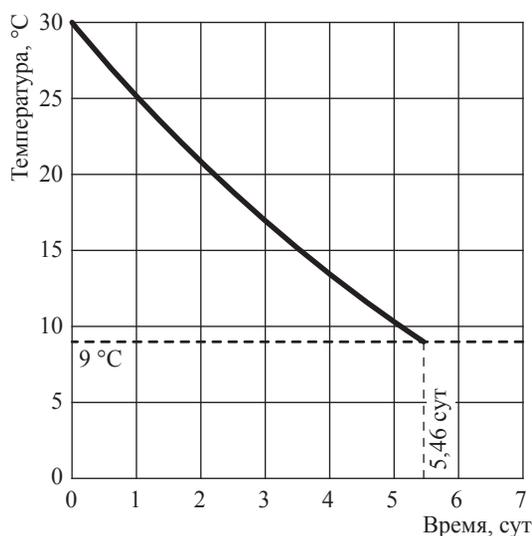


Рис. 4. Динамика охлаждения остановленного трубопровода после 10 сут непрерывной эксплуатации

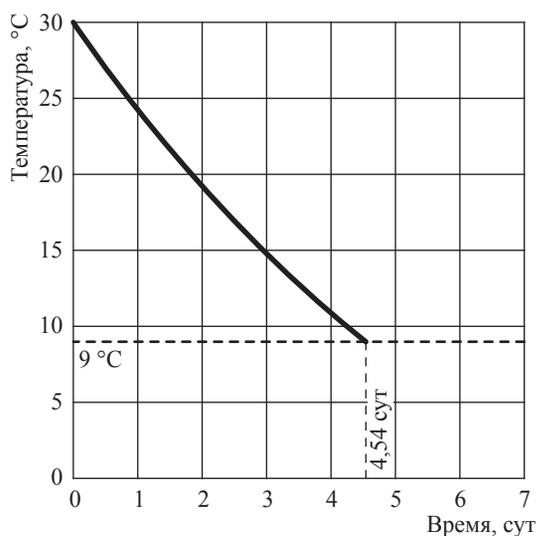


Рис. 5. Динамика охлаждения остановленного трубопровода после 5 сут непрерывной эксплуатации

Таким образом, проведены численные расчеты тепловых режимов модельного нефтепровода, по которому транспортируется высокозастывающая или высокопарафинистая нефть. В качестве основных параметров нефтепровода, теплофизических свойств транспортируемой нефти и вмещающего трубопровод грунта выбраны значения, типичные для трубопроводов, нефти и грунтов северных регионов России.

Особый интерес при проведении тепловых расчетов трубопроводов, по которым транспортируется высокозастывающая парафинистая нефть, представляют последствия длительной остановки перекачки в холодный период года. Оценка времени безопасного охлаждения трубопровода после остановки проведена применительно к двум вариантам эксплуатации нефтепровода:

- условно постоянной эксплуатации «горячего» трубопровода, когда перекачка парафинистой нефти осуществляется в течение не менее 60...90 сут. В этой постановке рассчитывается только динамика охлаждения стенок труб и окружающего грунта;
- циклической перекачки нефти, когда последовательно, с небольшими временными интервалами чередуются непрерывная перекачка «горячей» нефти и остановка перекачки.

Показано, например, что при постоянной, длительностью не менее 60...90 сут, перекачке нефти по модельному трубопроводу с 80-миллиметровой полиуретановой термоизоляцией при $T_{нач} = 60\text{ }^{\circ}\text{C}$ время безопасной остановки трубопровода не должно превышать 6,8 сут.

Что касается циклической перекачки нефти по аналогичному модельному нефтепроводу при $T_{нач} = 60\text{ }^{\circ}\text{C}$, когда период непрерывной эксплуатации длится 5, 10 или 15 сут, расчетные временные интервалы безопасной остановки трубопровода составляют 3,9; 3,5 и 2,9 сут соответственно.

Список литературы

1. Васильев Г.Г. Трубопроводный транспорт нефти: учеб. для вузов в 2 т. / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; под ред. С.М. Вайнштока. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – Т. 1. – 407 с.
2. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефти и нефтепродуктов / П.И. Тугунов. – М.: Недра, 1984. – 336 с.
3. Xu Cheng. Numerical simulation of a buried hot crude oil pipeline during shutdown / Xu Cheng, Yu Bo, Zhang Zhengwei et al. // *Petroleum Science*. – 2010. – Т. 7. – Вып. 1. – С. 73–82.
4. Черников В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей / В.И. Черников. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 164 с.

Assessment of safe shutdown time for a pipeline which pumps high-stiffening oil

V.A. Suleymanov

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

Abstract. The paper presents numerical calculations concerned with thermal regimes of a model oil pipeline which pumps high-solidifying and high-paraffinous oils. The main parameters of pipelines, thermalphysic properties of transferred oils and soils holding this pipeline are chosen as typical in northern regions of Russia.

Special attention is paid to the aftereffects caused by durable pausing of oil pumping in cold seasons. A safe period for pipeline cooling after break of pumping is estimated for two variants of pipeline operation, namely for conventionally permanent (not less than 60...90 days) and cyclic ones.

Keywords: underground oil pipeline, waxy crude oil, pour point, time of safe pausing of oil pumping.

References

1. VASILYEV, G.G., G.Ye. KOROBKOV, A.A. KORSHAK et al. *Pipeline transportation of oil* [Truboprovodnyy transport nefi]: in 2 volumes. S.M. VAYNSHTOK (ed.). Moscow: Nedra-Bisnestsentr, 2002, vol. 1. (Russ.).
2. TUGUNOV, P.I. *Unsteady modes for pumping oils and oil products* [Nestatsionarnyye rezhimy perekachki neftey i nefteproduktov]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
3. XU, Cheng, Bo YU, Zhengwei ZHANG et al. Numerical simulation of a buried hot crude oil pipeline during shutdown. *Petroleum Science*. 2010, vol. 7, is. 1, pp. 73–82.
4. CHERNIKIN, V.I. *Pumping of sticky and solidifying oils* [Perekachka vyazkikh i zastyvayushchikh neftey]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1958. (Russ.).

УДК 622.691.4

Определение области безопасной эксплуатации при транспортировке многофазного флюида по протяженному морскому трубопроводу

В.А. Сулейманов^{1*}, Н.А. Бузников¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

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

Ключевые слова: морской трубопровод, природный газ, многофазный флюид, накопление жидкости, гидратная пробка, сброс давления.

Тезисы. Исследованы условия безопасной эксплуатации протяженного морского трубопровода, транспортирующего многофазный флюид, и установлены критерии определения минимального допустимого расхода газа. Бесперебойность потока многофазного флюида без образования жидкостных пробок может быть обеспечена, если расход газа в трубопроводе превышает минимальную допустимую производительность, связанную с накоплением жидкой фазы в трубопроводе. При наличии в многофазном флюиде пластовой и конденсационной воды существует также риск блокировки морского трубопровода при образовании гидратной пробки.

Для морских трубопроводов основным методом разрушения образовавшейся гидратной пробки является сброс давления. Моделирование сброса давления в морском трубопроводе после образования в нем гидратной пробки проводилось при помощи программного комплекса OLGA. Проанализировано влияние глубины моря, длины и диаметра трубопровода и накопленного в нем объема жидкости на динамику сброса давления. Установлено, что существует критический расход газа, при превышении которого возникшая гидратная пробка может быть разрушена при помощи сброса давления. Для протяженного морского трубопровода большого диаметра критический расход газа может оказаться выше значения минимальной допустимой производительности, и в этом случае именно он определяет область безопасной эксплуатации трубопровода.

Транспортировка многофазного флюида по подводным трубопроводам широко применяется при разработке морских газоконденсатных месторождений. При реализации схемы добычи газа с полностью подводным обустройством газ и конденсат совместно с пластовой и конденсационной водой по внутрипромысловым трубопроводам поступают от скважин подводных добычных комплексов на сборный манифольд, и далее многофазный флюид без какой-либо подготовки транспортируется по подводному трубопроводу на береговые установки подготовки газа и конденсата.

Для обеспечения бесперебойности потока многофазного флюида по протяженным морским трубопроводам необходимо соблюдать ряд технологических ограничений [1]. Одно из ограничений связано с возможностью формирования жидкостных пробок при накоплении в трубопроводе значительных объемов жидкой фазы. Накопление жидкой фазы в трубопроводе может происходить при уменьшении добычи газа на стадии падающей добычи, а также в начальный период освоения месторождения, когда не все скважины введены в эксплуатацию. При снижении расхода газа в трубопроводе скорость газовой фазы падает, вынос жидкости с потоком газа из трубопровода уменьшается, что приводит со временем к накоплению значительных объемов жидкой фазы на пониженных участках трассы трубопровода. В результате режим транспортировки попадает в область существенной нестационарности расходных и термобарических параметров, что может приводить к осложнениям в работе морского трубопровода. Расход газа, ниже которого трубопровод будет работать в режиме накопления жидкости, принято называть минимальной допустимой производительностью трубопровода.

Другая проблема при транспортировке многофазного флюида по морским трубопроводам связана с риском образования гидратов в присутствии пластовой и конденсационной воды. Возникновению гидратов способствуют высокие давления в трубопроводе, низкие температуры окружающей среды и избыток не связанной

ингибитором гидратообразования свободной воды. Кроме мер по предотвращению образования гидратов также должны быть предусмотрены методы разблокировки трубопровода при возникновении гидратных пробок.

Для морских трубопроводов основным и во многих случаях единственно возможным способом разрушения образовавшейся гидратной пробки является сброс давления. Проведенные исследования показали, что ограничение применимости метода сброса давления для борьбы с гидратной пробкой связано с уровнем гидростатического давления за счет столба жидкости над сформировавшейся пробкой [2, 3]. При этом существует некоторое критическое значение расхода газа, при превышении которого образовавшаяся гидратная пробка может быть разрушена за счет операции сброса давления.

Целью настоящей работы являлось исследование влияния глубины моря в месте расположения сборного манифольда, длины и диаметра морского трубопровода, профиля его трассы и состава транспортируемого флюида на минимальную допустимую производительность трубопровода и критический расход газа, связанный с возможностью проведения операции по сбросу давления для разрушения гидратной пробки.

Исследование проводилось для двух модельных морских трубопроводов (далее – трубопровод 1 и трубопровод 2). Для обоих трубопроводов длина сухопутного участка полагалась равной 1 км. Другие параметры приведены в таблице. Принималось, что подводный участок трубопровода 1 имеет плавный подъемный профиль, а трасса трубопровода 2 имеет большое число пониженных участков.

Гидравлические расчеты выполнялись с использованием программного комплекса OLGA (версия 6.1), позволяющего исследовать как стационарные, так и переходные режимы транспортировки многофазного флюида [4–6]. Температура придонных слоев морской воды

принималась равной минус 2 °С, а температура грунта на сухопутном участке – 0 °С. Давление на выходе морских трубопроводов поддерживалось постоянным и составляло 9 МПа. Шероховатость внутренней поверхности стенки труб принималась равной 30 мкм.

Моделирование проводилось для двух составов транспортируемого флюида. Для трубопровода 1 принималось содержание компонентов C_{5+} во флюиде 200 г/м³ газа, а потенциальное содержание воды составляло 6 г/м³. Для трубопровода 2 потенциальное содержание конденсата принималось равным 300 г/м³, а содержание воды – 10 г/м³. Термодинамические и теплофизические свойства флюида моделировались при помощи программы PVTsim (версия 18.0.0) с использованием уравнения состояния Соаве – Редлиха – Квонга с объемным сдвигом (SRK Peneloux) [7, 8].

Предполагалось, что для предотвращения гидратообразования используется водный раствор моноэтиленгликоля (МЭГ). На рис. 1 приведены расчетные кривые равновесного гидратообразования флюида, транспортируемого по трубопроводу 1, при различных значениях массовой концентрации МЭГ в водном растворе. В отсутствие ингибитора при давлениях порядка 10 МПа образование гидратов

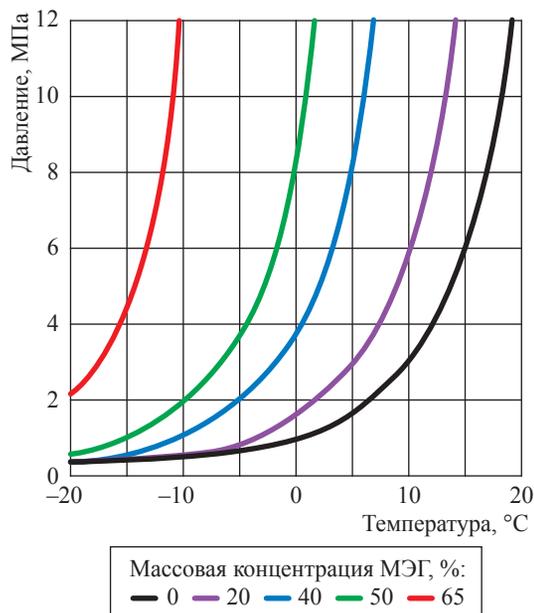


Рис. 1. Кривые гидратообразования многофазного флюида для трубопровода 1 при различных массовых концентрациях МЭГ в водном растворе

Основные параметры модельных трубопроводов

Трубопровод	Внутренний диаметр, мм	Длина подводного участка, км	Глубина моря в месте расположения манифольда, м
1	468	25	75
2	747	100	300

может происходить уже при температурах около 18 °С. С увеличением концентрации МЭГ условия гидратообразования сдвигаются в область более низких температур. При массовой концентрации МЭГ в водном растворе 65 % образование гидратов в трубопроводе 1 будет предотвращено при температуре флюида выше минус 10 °С вплоть до давлений 12 МПа (см. рис. 1). Аналогичные результаты были получены и для состава флюида в трубопроводе 2. В дальнейшем при расчетах принималось, что массовая концентрация МЭГ для обоих трубопроводов составляет 65 %.

Для определения значения минимальной допустимой производительности проведено моделирование стационарного режима транспортировки флюида по трубопроводам. Рассчитанные для двух трубопроводов зависимости перепада давления и содержания жидкости от расхода газа показаны на рис. 2. Зависимость перепада давления от расхода газа в трубопроводах, транспортирующих многофазный флюид, имеет так называемую U-образную форму. При расходах ниже значения, соответствующего минимуму перепада давления, вклад гидростатической составляющей градиента давления становится доминирующим. В качестве минимальной допустимой производительности, как правило, принимается значение расхода газа, при котором перепад давления в трубопроводе является наименьшим.

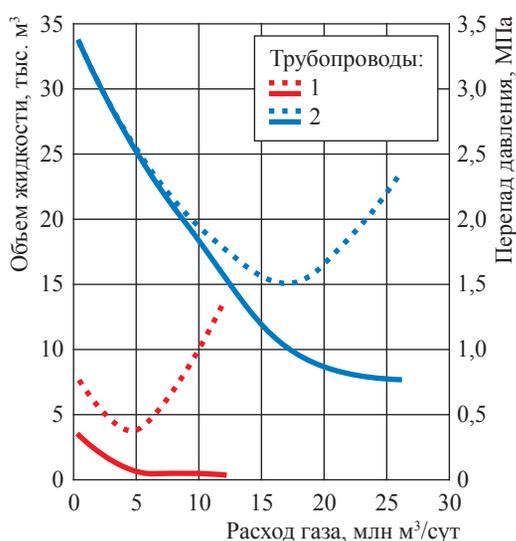


Рис. 2. Перепад давления (см. пунктир) и объем накопленной в трубопроводе жидкости (см. сплошные линии) в зависимости от расхода газа

Минимальная допустимая производительность для трубопроводов 1 и 2 составляет 4,5 и 17 млн м³/сут соответственно (см. рис. 2). При расходах газа, меньших минимальной допустимой производительности, начинается процесс интенсивного накопления жидкой фазы в трубопроводе, т.е. возникает ситуация, когда даже незначительное понижение расхода газа приводит к резкому увеличению содержания жидкости в трубопроводе. Следует отметить, что объем накопленной в трубопроводе 2 жидкости оказывается значительно больше вследствие его протяженности и большего диаметра.

Известно, что образование гидратов в подводных нетеплоизолированных трубопроводах многофазных флюидов чаще всего происходит при остановке транспортировки. При длительной остановке трубопровода температура флюида снижается до температуры окружающей среды и может оказаться ниже значения равновесной температуры гидратообразования. Если при этом концентрация ингибитора на границе прямого контакта газа и жидкой фазы недостаточна (например, при сбое в системе подачи ингибитора), то в морском трубопроводе могут возникнуть условия формирования гидратной пробки.

При моделировании предполагалось, что перед остановкой трубопровод длительное время эксплуатировался при постоянном расходе газа. После остановки происходит выравнивание давления по длине трубопровода, а жидкость накапливается на пониженных участках трассы. В результате жидкая фаза неравномерно распределяется по длине трубопровода.

На рис. 3 представлены результаты моделирования распределения истинного содержания конденсата и водного раствора МЭГ по длине трубопровода 2 через 20 ч после его остановки. Под истинным содержанием жидкости понимается занимаемая ею доля сечения трубопровода. При остановке трубопровода на отдельных участках жидкость полностью перекрывает сечение трубопровода (сумма истинного содержания конденсата и водного раствора МЭГ равна единице). При этом происходит гравитационное разделение жидкой фазы, и водный раствор МЭГ оказывается ниже конденсата.

С точки зрения образования гидратной пробки наиболее опасными участками трассы являются места прямого контакта газа и воды [9]. На подводной части трубопровода можно выделить несколько участков, где проходят границы такого контакта (см. рис. 3).

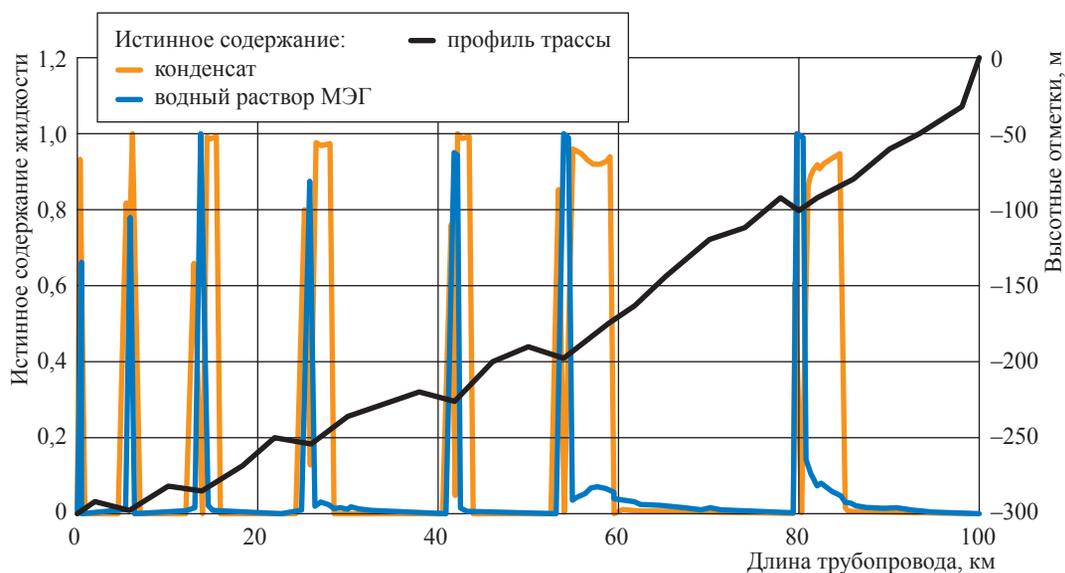


Рис. 3. Распределение истинного содержания конденсата и водного раствора МЭГ по трассе трубопровода 2 после его длительной остановки при начальном расходе газа 17 млн м³/сут

При недостаточной концентрации МЭГ на этих участках могут возникнуть условия формирования гидратной пробки. Будем полагать далее, что гидратная пробка возникает вблизи сборного манифольда при остановке трубопровода на достаточно длительное время, и исследуем динамику процесса сброса давления в трубопроводе.

Принцип использования сброса давления для борьбы с образовавшейся гидратной пробкой основан на снижении температуры равновесного гидратообразования при уменьшении давления. В области низких давлений температура гидратообразования слабо зависит от концентрации ингибитора. При снижении давления в исследуемых трубопроводах до значения 0,7 МПа и температурах выше минус 5 °С условия образования гидратов исчезают даже при отсутствии МЭГ (см. рис. 1). Таким образом, сброс давления обеспечивает термобарические условия для разрушения возникшей в трубопроводе гидратной пробки.

Ограничение применимости метода разрушения гидратной пробки путем сброса давления связано с количеством жидкости, накопленной в трубопроводе. Чем больший объем жидкой фазы накапливается в трубопроводе, тем больший уровень гидростатического давления над сформировавшейся пробкой создается в остановленном трубопроводе. Если этот уровень давления окажется очень высоким, сброс давления может не привести к разрушению гидратной пробки.

Моделирование сброса давления проводилось следующим образом [3]. Предполагалось, что в момент времени $t = 0$ после длительной остановки трубопровода начинается сброс газа на свечу, расположенную в конце сухопутного участка трубопровода. Максимальное значение давления в трубопроводе достигается на сборном манифольде вблизи образовавшейся гидратной пробки.

На рис. 4 представлена динамика изменения давления на манифольде при сбросе давления в трубопроводе 1 для различных значений расхода газа перед остановкой. В результате сброса давления максимальное значение давления в трубопроводе оказывается меньше 0,7 МПа даже при очень малых расходах газа перед остановкой трубопровода. Таким образом, возникающая в трубопроводе гидратная пробка может быть разрушена при любом объеме накопленной жидкости независимо от местоположения пробки.

Ситуация существенно меняется для трубопровода 2. В этом случае сброс давления занимает значительно большее время (рис. 5). Однако даже при расходе газа 19 млн м³/сут перед остановкой трубопровода 2 давление на манифольде после сброса давления превышает 0,7 МПа. Следовательно, сброс давления не обеспечит термобарических условий разложения гидратов, и возникшая в районе манифольда гидратная пробка не будет разрушена. Это обстоятельство связано с влиянием столба

накопленной жидкости, содержание которой в трубопроводе 2 существенно больше по сравнению с трубопроводом 1 (см. рис. 2). При начальном расходе газа 20 млн м³/сут давление на манифольде после сброса давления оказывается ниже 0,7 МПа (см. рис. 5), что обеспечивает условия для разрушения гидратной пробки. Для трубопровода 2 значение 20 млн м³/сут

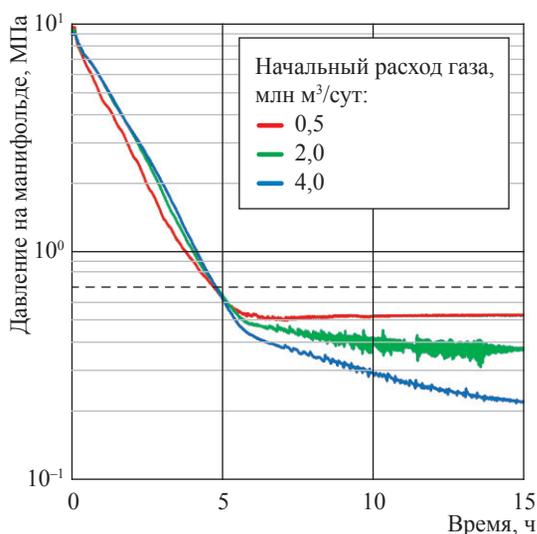


Рис. 4. Динамика изменения давления на манифольде для трубопровода 1 при различных начальных расходах газа: здесь и далее на рис. 5 пунктирной линией показан уровень давления 0,7 МПа, при котором исчезают условия образования гидратов

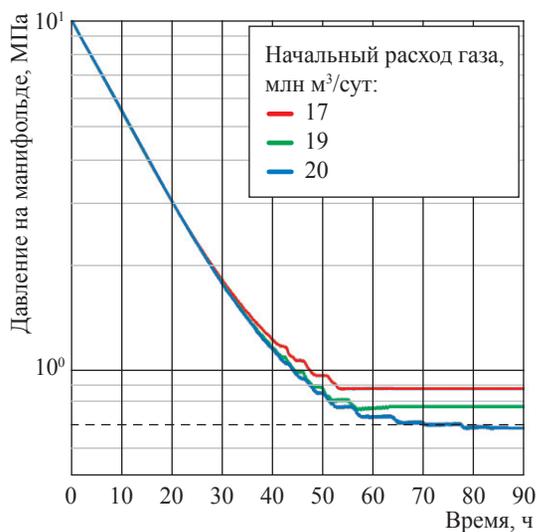


Рис. 5. Динамика изменения давления на манифольде для трубопровода 2 при различных начальных расходах газа

может быть принято в качестве критического расхода газа, связанного с возможностью проведения операции по сбросу давления для разрушения гидратной пробки.

Критический расход газа сложным образом зависит от глубины моря в месте расположения манифольда, длины и диаметра трубопровода, профиля его трассы и состава многофазного флюида [2]. Для исследованного в данной работе трубопровода 2 критический расход газа оказывается примерно на 20 % выше величины минимальной допустимой производительности, при которой происходит переход к режиму накопления жидкости. Следовательно, в этом случае именно критический расход газа, связанный с возможностью использования сброса давления для разблокировки трубопровода, определяет область безопасной эксплуатации трубопровода.

Следует отметить, что альтернативным методом разблокировки морского трубопровода является подача большого объема ингибитора гидратообразования (метанола или МЭГ) к сформировавшейся гидратной пробке. Этот метод часто применяется для разрушения гидратных пробок в скважинах и райзерах (см., например, [10]). В этом случае осуществляется не только химическое, но и механическое воздействие ингибитора на пробку. Однако данный метод имеет ряд ограничений. Важным фактором, влияющим на его эффективность, является обеспечение надежного контакта ингибитора гидратообразования с пробкой. Такой контакт может не достигаться при значительном удалении местоположения гидратной пробки от места ввода ингибитора в трубопровод. Кроме этого, эффективность воздействия ингибитора гидратообразования на пробку зависит от концентрации ингибитора. Формирование столбов конденсата и воды рядом с гидратной пробкой будет препятствовать движению ингибитора. Смешение ингибитора гидратообразования с конденсатом и водой приводит к ослаблению его ингибирующей способности. Вследствие таких ограничений метод сброса давления является более надежным, а зачастую и единственно возможным способом разрушения образовавшейся гидратной пробки в морском трубопроводе.

Таким образом, в работе проведен анализ влияния накопления жидкой фазы в протяженном морском трубопроводе на диапазон расходов газа, в котором обеспечивается безопасная транспортировка многофазного флюида по трубопроводу. Технологические ограничения для морских трубопроводов при многофазном транспорте связаны с риском возникновения в трубопроводе жидкостных и гидратных пробок. Традиционный подход к обеспечению условий безопасной эксплуатации морских трубопроводов основан на определении минимальной допустимой производительности трубопровода, при превышении которой обеспечивается бесперебойность потока многофазного флюида без образования жидкостных пробок.

При проектировании морских трубопроводов для транспортировки многофазного флюида также должны быть предусмотрены меры по разблокировке трубопровода в случае образования гидратной пробки. Для протяженных нетеплоизолированных морских трубопроводов основным методом разрушения образовавшейся гидратной пробки является сброс давления. Ограничение применимости метода сброса давления для разблокировки трубопровода связано с уровнем гидростатического давления за счет столба жидкости над гидратной пробкой.

Для достаточно протяженных морских трубопроводов существует критический расход газа, при превышении которого возникающая в трубопроводе гидратная пробка может быть разрушена при помощи сброса давления. Критический расход газа зависит от глубины моря в месте расположения манифольда, длины и диаметра трубопровода, профиля его трассы и состава транспортируемого флюида и возрастает с увеличением длины трубопровода и глубины моря [2]. Представленное в настоящей работе моделирование показало, что для протяженного трубопровода большого диаметра критический расход газа может оказаться выше значения минимальной допустимой производительности, при которой происходит переход к режиму накопления жидкости. Следовательно, возможность проведения операции по сбросу давления для разблокировки морского трубопровода является дополнительным критерием определения условий безопасной эксплуатации трубопровода.

Список литературы

1. Bai Y. Subsea pipelines and risers / Y. Bai, Q. Bai. – Амстердам: Elsevier, 2005. – 812 с.
2. Сулейманов В.А. Разблокировка морского трубопровода: сброс давления для борьбы с гидратной пробкой / В.А. Сулейманов, Н.А. Бузников // *Offshore Russia*. – 2016. – № 2 (12). – С. 76–81.
3. Сулейманов В.А. Использование сброса давления для разрушения гидратной пробки в морском трубопроводе / В.А. Сулейманов, Н.А. Бузников // *Газовая промышленность*. – 2016. – № 7–8 (740). – С. 26–29.
4. Ellul I.R. Dynamic multiphase simulation – the state of play / I.R. Ellul // *Proc. of 41st PSIG annual meeting*, Бонита-Спрингс, Флорида. – 2010. – Доклад № 1005.
5. Ellul I.R. Can dynamic complex multiphase phenomena be modeled? / I.R. Ellul, S.R. Asi // *Proc. of 42nd PSIG annual meeting*, Напа-Велли, Калифорния. – 2011. – Доклад № 1117.
6. Belt R. Comparison of commercial multiphase flow simulators with experimental and field databases / R. Belt, B. Djoric, S. Kalali et al. // *Proc. of 15th International conference on multiphase production technology*, Канны, Франция. – 2011. – Доклад № BHR-2011-12.
7. Soave G. Equilibrium constants from a modified Redlich–Kwong equation of state / G. Soave // *Chemical engineering science*. – 1972. – Т. 27. – № 6. – С. 1197–1203.
8. Pénélox A. A consistent correlation for Redlich–Kwong–Soave volumes / A. Pénélox, E. Rauzy, R. Fréze // *Fluid phase equilibria*. – 1982. – Т. 8. – № 1. – С. 7–23.
9. Dorstewitz F. The influence of heat transfer on the formation of hydrate layers in pipes / F. Dorstewitz, D. Mewes // *International journal of heat and mass transfer*. – 1994. – Т. 37. – № 14. – С. 2131–2137.
10. Kane M. Hydrate blockage experience in a deep water subsea dry gas pipeline: Lessons learned / M. Kane, A. Singh, R. Hanssen // *Proc. of the 2008 Offshore technology conference*, Хьюстон, Техас. – 2008. – Доклад № OTC 19634.

Finding a safe operation range for transport of multiphase fluid in a lengthy subsea pipeline

V.A. Suleymanov^{1*}, N.A. Buznikov*

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

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

Abstract. Conditions of safe operation of a lengthy subsea pipeline transferring a multiphase fluid are studied, and criteria for determination of minimal possible gas flow rate are established. Continuity of a multiphase fluid flow without generation of liquid slugs could be provided if the pipeline gas flow rate exceeds a minimal turn-down rate related to the liquid phase accumulation in the pipeline. In case of produced and condensed water presence in the multiphase fluid, there is a risk of a subsea pipeline blockage by hydrates.

The main method of hydrate blockage destruction in a subsea pipeline is depressurization. Depressurization of an offshore pipeline after its hydrate blockage was simulated by means of OLGAs software. The influence of the sea depth, the length and diameter of a pipeline, and the accumulated liquid volume on the depressurization dynamics was analyzed. It is found out that there is a critical gas flow rate, and when it is exceeded, an originated hydrate blockage can be destructed by depressurization. In case of a lengthy large-diameter subsea pipeline, the critical gas flow rate could be higher than the value of the turn-down rate. In this case, it is this critical flow rate that determines a range of safe pipeline operation.

Keywords: subsea pipeline, natural gas, multiphase fluid, liquid holdup, hydrate blockage, depressurization.

References

1. BAI, Y., Q. BAI. *Subsea pipelines and risers*. Amsterdam: Elsevier, 2005.
2. SULEYMANOV, V.A., N.A. BUZNIKOV. Depressurizing pipelines to deal with hydrate blockages [Razblokirovka morskogo truboprovoda: sbros davleniya dlya borby s gidratnoy probkoy]. *Offshore [Russia]*. 2016, no. 2(12), pp. 76–81. ISSN 2309-5822. (Russ.).
3. SULEYMANOV, V.A., N.A. BUZNIKOV. The use of pressure release for the destruction of hydrate blockage in the submarine pipeline [Ispolzovaniye sbrosa davleniya dlya razrusheniya gidratnoy probki v morskoy truboprovode]. *Gazovaya promyshlennost*. 2016, no. 7–8(740), pp. 26–29. ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. ELLUL, I.R. Dynamic multiphase simulation – the state of play. In: *Proc. of 41th PSIG Annual Meeting, Bonita Springs, Florida, USA*. 2010, report no. 1005.
5. ELLUL, I.R., S.R. ASI. Can dynamic complex multiphase phenomena be modeled? In: *Proc. of 42th PSIG Annual Meeting, Napa Valley, California, USA*. 2011, report no. 1117.
6. BELT, R., B. DJORIC, S. KALALI et al. Comparison of commercial multiphase flow simulators with experimental and field databases. In: *Proc. of 15th International Conference on Multiphase Production Technology, Cannes, France*. 2011, report no. BHR-2011-12.
7. SOAVE, G. Equilibrium constants from a modified Redlich–Kwong equation of state. *Chemical Engineering Science*. 1972, vol. 27, no. 6, pp. 1197–1203. ISSN 0009-2509.
8. PÉNELOUX, A., E. RAUZY, R. FRÉZE. A consistent correlation for Redlich–Kwong–Soave volumes. *Fluid Phase Equilibria*. 1982, vol. 8, no. 1, pp. 7–23. ISSN 0378-3812.
9. DORSTEWITZ, F., D. MEWES. The influence of heat transfer on the formation of hydrate layers in pipes. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 1994, vol. 37, no. 14, pp. 2131–2137. ISSN 0017-9310.
10. KANE, M., A. SINGH, R. HANSEN. Hydrate blockage experience in a deep water subsea dry gas pipeline: Lessons learned. In: *Proc. of the 2008 Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA*. 2008, report no. OTC 19634.

УДК 614.8

Проблемы оценки опасностей и управления рисками объектов критически важной инфраструктуры Группы «Газпром»: аналитический обзор

А.В. Бочков

ООО «НИИГазэкономика», Российская Федерация, 105066, г. Москва, ул. Старая Басманная, д. 20/8
E-mail: A.Bochkov@econom.gazprom.ru

Тезисы. Представлен обзор традиционных и принципиально новых подходов к оценке опасности и риска, а также смягчению последствий аварий для объектов критически важной инфраструктуры Группы «Газпром». Сформулирована проблема исследования и оценки рисков, стабильности, уязвимости и живучести крупномасштабных систем. Обсуждаются вопросы априорной (докризисной, кризисной) оценки аномальной ситуации в подобных системах и построения системы показателей опасности и риска. Описана концепция рационального распределения ресурсов, выделенных на защиту от выявленных угроз и рисков. Предложен алгоритм ранжирования объектов по критерию их системной значимости с учетом конструктивных и технологических различий. Применительно к важнейшим объектам инфраструктуры структурно сложных систем показаны методы анализа и контроля рисков, позволяющие принимать обоснованные решения о рациональном распределении средств защиты таких объектов. Отмечены особенности ситуационного управления в понимании процесса управления как процесса передачи информационных потоков от одного субъекта к другому.

Ключевые слова: критически важная инфраструктура, риск, безопасность, угроза, живучесть, устойчивость, уязвимость, эффективность функционирования, показатели.

Часто обсуждаемая в последнее время [1, 2] проблема критически важной инфраструктуры (КВИ) заключается в следующем: почти во всех важнейших секторах экономики существуют системы, элементы которых настолько далеко разнесены в пространстве, что экономическими методами практически невозможно полностью защитить все объекты даже одного из секторов, не говоря уже о системе целиком. Главной проблемой лица, принимающего решения в области обеспечения безопасности функционирования подобных систем, (далее – ЛПР) являются вопросы оценки существующих угроз и рисков, значимых как для системы в целом, так и для ее элементов, и определения приоритетности защиты элементов и объектов КВИ с учетом имеющихся в распоряжении ресурсов.

Помимо огромных размеров многие сектора экономики настолько сложны, что технологически и экономически невозможно предвидеть и просчитать все последствия какого-либо инцидента, независимо от того, вызван ли он злонамеренными действиями людей или природными бедствиями. Как правило, крайне трудно предсказать последствия малых возмущений в одной части КВИ для других ее участков. Например, все коммуникации в сети интернет в Южной Африке были полностью прекращены вследствие падения башен-близнецов в результате террористической атаки на США 9 сентября 2001 г., а относительно незначительные неисправности в электрических сетях компании First Energy Corp. в Огайо (США) ускорили в августе 2003 г. блэкаут, затронувший 50 млн чел. за тысячи километров от источника проблемы. По сути, существующая инфраструктура уязвима просто потому, что она содержит настолько много взаимосвязанных компонентов, что анализ их взаимодействий превращается в неразрешимую задачу для большинства технических консультантов, аналитиков и ЛПР, определяющих политику безопасности системы.

Под термином «система» здесь и далее будем понимать совокупность действующих элементов, взаимосвязанных между собой и рассматриваемых как единое структурное целое [3]. Вообще, любая систем предполагает наличие некоторого количества элементов, обладающих определенным качеством и характеризующихся отношениями между собой. При этом ряд исследователей обращает внимание на то, что, если речь идет именно о системе, в этих отношениях должен соблюдаться принцип

пропорциональности [4]. Все это в совокупности определяет условия решения основной задачи – поиска аргументов функции риска. Существует много классификаций систем, каждая из которых обладает специфическими особенностями. Далее рассмотрим класс так называемых структурно сложных систем (ССС), к которым можно отнести и Группу «Газпром». И отдельные элементы систем, и системы в целом характеризуются набором свойств. Одно из базовых свойств таких объектов – надежность – означает способность безотказно функционировать непрерывно со 100%-ной эффективностью. При анализе надежности главным считается критерий отказа, который делит все события на «да» и «нет». Оперативной эффективностью функционирования называется свойство объекта функционировать непрерывно, хотя, возможно, и с пониженным уровнем выходных параметров. Фактически это та же надежность, но уже без учета жесткого критерия отказа, а с несколькими уровнями качества/эффективности.

Устойчивость – это свойство объекта возвращаться (за допустимое время) к прежнему 100%-ному уровню функционирования после выведения из строя его отдельных компонентов. При естественных воздействиях устойчивость может характеризоваться числом элементов, случайное «выключение» которых из системы приводит ее в состояние, когда она перестает удовлетворять понятию 100%-ной работоспособности. (Под элементами при этом понимают структурные единицы (блоки) равного масштаба.) При враждебных воздействиях устойчивость характеризуется числом элементов, упорядоченных по важности, удаление которых приводит систему к состоянию, когда она перестает быть 100%-но работоспособной. Таким образом, устойчивость есть способность системы адаптироваться и возвращаться в исходное состояние. В последние годы при анализе устойчивости ССС стали также применять термины «упругость» (*англ. resilience*) и «антихрупкость» [5].

Живучесть – свойство объекта продолжать функционирование в допустимых пределах даже после выведения из строя отдельных компонентов. При естественных воздействиях живучесть системы характеризуется числом элементов, «выключение» которых из системы случайным образом приводит к ее «умиранию»; при враждебных воздействиях –

соответственно, «выключением» элементов, упорядоченных по важности. Таким образом, живучесть – это запас прочности.

И, наконец, безопасность – это свойство объекта выполнять свои функции без нанесения ущерба обслуживающему персоналу, окружающей среде и пр., одновременно характеризующееся и как ощущение, и как состояние. Состояние безопасности определяется развитием соответствующих технологий, а оценивается с помощью математических методов моделирования; оно основано на анализе и оценке рисков и эффективности различных мер, средств и механизмов защиты. Ощущение безопасности – это психологические реакции человека на угрозы и риски и психологическое же восприятие им достаточности мер защиты, т.е. того, что уровень риска является приемлемым. Таким образом, ощущение безопасности способно меняться субъективно. И в данном контексте можно согласиться с высказыванием американского криптографа, писателя и специалиста по компьютерной безопасности Брюса Шнайдера [6], утверждавшего, что безопасность – это процесс, а не результат. Однако нельзя считать, что у процесса обеспечения безопасности нет цели. Цель обеспечения безопасности – достигнуть такого состояния защищенности человека в окружающей среде, которое соответствует его субъективному ощущению безопасности (т.е. приемлемому уровню риска). Для достижения этой цели применяют так называемый риск-ориентированный подход.

Проблемы обеспечения безопасности объектов КВИ

Если говорить о теории безопасности, следует помнить, что любая теоретическая дисциплина опирается на математический аппарат, необходимый для проведения расчетов и получения точных количественных оценок и прогнозов поведения изучаемого объекта. Но наряду с этим существует достаточно широкий спектр задач и вопросов, для которых ответом является качественный результат. Так, нередко приходится говорить о возможности либо невозможности того или иного события. И такой – качественный – ответ имеет не меньшую ценность, например, в задачах анализа рисков.

Количество новой информации о состоянии объектов КВИ таково, что систематизировать его без добротной теории и развитого

математического аппарата невозможно. Математика выступает здесь как метод не только количественного анализа, но и качественно-мышления. Методы, применяемые при решении задач обеспечения безопасности, нередко заимствованы из других дисциплин. Системы обеспечения безопасности не могут эффективно бороться с потенциальными угрозами, если их создают «раз и навсегда», т.е. неизменными. Меняются и окружающие объекты среда, и спектр значимых угроз, и риски, следовательно, система обеспечения безопасности должна учитывать эти изменения, быть *развивающейся*. Представляется, что при исследовании систем обеспечения безопасности могут быть востребованы методы теории дискретных автоматов. И такие работы появляются все чаще [7, 8]. Действительно, хотя управление безопасностью осуществляется непрерывно во времени, систему обеспечения безопасности возможно рассматривать как триггер, имеющий дискретный набор устойчивых состояний. Такой триггер может выступать в роли составной части более сложного дискретного автомата. В живых системах, например, неустойчивость используется целесообразно: это одна из самых важных движущих сил эволюции. Можно сказать, что высокая адаптивность живых организмов – следствие их неустойчивости [9]. Известный сторонник «управляемой неустойчивости» Насим Талеб также неоднократно подчеркивал, что многоуровневая избыточность есть главное свойство естественных (живых) систем, управляющее риском [5].

Как и в живых системах, неустойчивые процессы в системах обеспечения безопасности – залог их адаптивности к изменяющимся угрозам и опасностям. Наилучшей мерой для количественного описания опасности является риск. Это понятие широко используется в современной литературе, и часто в него вкладывают совершенно различные смыслы. В наиболее общем случае риск характеризуется вероятностью: возникновения неблагоприятного воздействия; того, что возникнет неблагоприятное воздействие именно данного типа; того, что данный тип воздействия заставит объект воздействия отклониться от состояния динамического равновесия в определенной степени. Таким образом, риск – векторная величина, которая может описывать опасности разного вида и аккумулирует все перечисленные смысловые составляющие. Поскольку далее в основном

обсуждаются вопросы, так или иначе связанные с обеспечением безопасности объектов КВИ, то там, где это не оговорено особо, под термином «риск» будем понимать риск техногенного, или – более конкретно – промышленного, происхождения.

Первым приближением, в вопросах, связанных с обеспечением безопасности, чаще всего является требование достижения пренебрежимо малого или «нулевого» риска, связанного с той или иной, как правило, производственной, деятельностью. Поэтому системы безопасности, которые создавались и использовались в промышленности, чаще всего являлись инженерными решениями, направленными на выполнение требования абсолютной безопасности. Основной принцип создания этих систем – так называемый принцип ALAPA (*англ.* as low as practicably achievable). Согласно этому принципу необходимо повышать промышленную безопасность любыми средствами и независимо от достигнутого уровня, если это технически осуществимо. Иными словами, в соответствии с ALAPA необходимо создавать технические меры безопасности, которые предотвращали бы аварийные ситуации, т.е. сводили на нет саму возможность возникновения и развития аварии. О качестве и эффективности таких систем безопасности чаще всего судили по статистическим данным о результатах их внедрения. Однако, несмотря на предпринимаемые меры предосторожности, аварии на промышленных предприятиях, и иногда очень серьезные, происходили и происходят в настоящее время. Усложнение технологий привело к тому, что часто просто невозможно предугадать все возможные сценарии развития аварии и, соответственно, предусмотреть инженерные и организационные решения для их предотвращения, что лишним раз убедительно показали аварии в Чернобыле и на Фукусиме [10]. Все это потребовало разработки принципиально нового подхода к решению задач обеспечения безопасности вообще и промышленной безопасности в частности. В последние три десятилетия этим вопросам посвящено значительное количество работ, которые убедительно подтвердили уже ставшее аксиоматическим утверждение, что достижение абсолютной безопасности невозможно.

Таким образом, философия риска, основанная на концепции абсолютной безопасности, с необходимостью пришла к концепции

приемлемого риска, которая потребовала отказа от принципа ALARA и перехода к новому принципу ALARA (*англ.* as low as reasonably achievable). Согласно ALARA необходимо достижение определенного уровня безопасности, который должен определяться исходя из социальных и экономических условий развития общества. Применительно к авариям, риск которых выше приемлемого, необходимо разрабатывать инженерные решения для их предотвращения и ослабления последствий, а применительно к авариям, риск которых меньше, – только меры по ослаблению последствий. Реализацию этого принципа, например, в атомной энергетике отражают соответствующие положения по обеспечению безопасности. Можно сказать, что в настоящее время решение задач безопасности сводится к тому, чтобы на основании определенных критериев ответить на вопрос о том, какими средствами и до какого уровня необходимо снижать риск в той или иной области производственной деятельности, чтобы безопасность человека и окружающей среды была оптимальной.

Проблемы анализа защищенности

Современная социально-политическая обстановка характеризуется сохранением в отношении объектов КВИ криминальной опасности со стороны экстремистских организаций, преступных группировок и отдельных физических лиц. Достаточно высокой остается в отношении этих объектов угроза террористических действий (терактов).

Проблема обеспечения инженерно-технической защиты КВИ Группы «Газпром» в рамках задачи создания систем их физической защиты (СФЗ) является комплексной [11, 12] и включает целый ряд достаточно самостоятельных и сложных подзадач, в числе которых анализ уязвимости, категорирование объектов, выбор и обоснование типовых требований к организации охраны объектов различных категорий, оценка эффективности принятых проектно-технических и организационных решений, оптимизация структуры и состава СФЗ по критерию «эффективность – стоимость» и т.п. Разработка методических подходов к решению этих задач и на сегодняшний день остается актуальной. Можно сказать, что в настоящее время только заложены теоретические основы анализа СФЗ [13, 14].

Применительно к защите от противоправных действий (ПД) рассматривают как

инженерно-техническую укрепленность объекта, так и, собственно, его СФЗ. Инженерно-техническая укрепленность характеризует свойство самого объекта противостоять действиям нарушителя, а СФЗ предназначена для воспрепятствования достижению им целей на объекте. Защищенность объекта – способность как самого объекта, так и специально созданной на нем СФЗ противостоять действиям нарушителя. С учетом физико-географических условий размещения объекта его защищенность количественно может быть оценена вероятностью пресечения ПД ответными действиями сил охраны, использующими инженерно-техническую укрепленность объекта и его инженерно-технические средства охраны (ИТСО). Показатели защищенности объекта принято выражать через показатели его уязвимости перед противоправными действиями [15].

Обеспечение безопасности любого объекта предполагает некоторый комплекс мер противодействия угрозам этому объекту, т.е. понятие «угроза» является базовым, поскольку относительно него строится система обеспечения безопасности. Вместе с тем четкое определение этого понятия в теории и практике сферы обеспечения безопасности до сих пор отсутствует, что нередко приводит к его неоднозначному толкованию. Термин «угроза» имеет широкую семантическую шкалу, т.е. его смысл меняется в зависимости от контекста применения. В американских официальных документах «угроза» (*англ.* threat) рассматривается как возможность какой-либо страны, группы государств или явлений угрожать; под «вызовом» (*англ.* challenge) понимается возможность противодействовать; «риск» (*англ.* risk) определяется как возможность мешать достижению целей безопасности. Разрешение неопределенности, связанной с реализацией угроз, достигается построением системы безопасности на основе так называемого принципа равной защищенности. Этот принцип лежит, например, в основе разработки требований к обеспечению безопасности критических объектов транспортной инфраструктуры.

Рассмотренные понятия, связанные с определением угроз, позволяют выстроить принципиальную схему их взаимодействия в виде модели угроз отдельному объекту, группе или классу однородных объектов. Например, компрессорные станции (КС) Единой системы газоснабжения (ЕСГ) могут быть признаны

однородными объектами относительно спектра угроз критическим элементам их инфраструктуры, поскольку КС всех типов по внутриотраслевой классификации имеют одинаковую инфраструктуру и отличаются друг от друга только масштабом производственной деятельности и характеристиками критических элементов.

В ряде работ предпринята попытка рассматривать угрозу ПД в привязке к географическим и социально-политическим условиям размещения КВИ. Полученные расчетные соотношения учитывают местоположение объекта КВИ на территории страны, число представляющих интерес для нарушителей объектов в рассматриваемом регионе и предпочтительность выбранного объекта, его доступность для нарушителей по сравнению с другими объектами. Эти соотношения важны при задании требований к СФЗ объектов и оценке криминально-террористического риска в задаче определения приоритетности защиты объекта. Базовой для прогноза степени криминально-террористической опасности территории некоторого региона является частота противоправных проявлений в стране, определяемая по статистике готовившихся (пресеченных) и свершившихся противоправных акций в стране за ряд лет (временной ряд). Для учета различий в предпочтительности объектов (из числа размещенных на рассматриваемой территории) для нарушителей при планировании акта технологического терроризма при расчете частоты противоправных действий в отношении конкретного объекта вводится показатель его предпочтительности для нарушителей. Чем привлекательнее объект для нарушителей и менее защищен (более доступен), тем он предпочтительнее для совершения противоправных действий, и, следовательно, ожидаемая частота противоправных действий в отношении него выше. Полученные соотношения позволяют оценить безусловную уязвимость объекта в задачах оценки криминально-террористического риска при его эксплуатации.

Обеспечение требуемого уровня защищенности объектов любой ССС требует проведения комплекса организационных, оперативных, режимных, инженерно-технических, пожарно-профилактических мероприятий и действий физических лиц, направленных на предотвращение ущерба интересам системы и ее персоналу за счет хищения материально-технических

и финансовых средств, уничтожения имущества и ценностей, разглашения, утраты, утечки и уничтожения информации, нарушения работы технических средств, обеспечивающих производственную деятельность [16].

Важнейшая роль в построении эффективных систем обеспечения безопасности принадлежит методам анализа защищенности объектов. Теоретико-вероятностные методы широко и успешно применяются в научных исследованиях и моделировании СФЗ. Анализ показывает, что получение показателей эффективности системы защиты в основном строится на использовании математического аппарата теории вероятностей, теории множеств и методов имитационного моделирования.

В настоящее время приняты два основных подхода к выбору и оценке показателя эффективности СФЗ. Первый из них – детерминированный – предусматривает наличие жестких требований к СФЗ и проверку их выполнения [17]. Второй – вероятностный, используемый в настоящее время в США, России и ряде других стран, – должен позволять получать количественные значения эффективности СФЗ на всех стадиях ее жизненного цикла. На практике чаще всего используется комбинированная модель, сочетающая элементы качественного и количественного описаний, вероятностного и детерминированного подходов.

Первой расчетной методикой оценки эффективности СФЗ можно считать программу EASI, которая предназначена для оценки одного маршрута движения нарушителя: маршрут представлен последовательностью рубежей физической защиты и участками движения нарушителей между ними. В той или иной степени базовой концепции этой программы придерживаются при анализе эффективности СФЗ большинство отечественных и зарубежных исследователей. Статистический метод используется в случае наличия достаточного набора статистических данных о ПД на рассматриваемом объекте или на объектах, имеющих аналогичное архитектурно-планировочное решение. Однако поскольку такая статистика, как правило, отсутствует, для оценки инженерно-технической защищенности объектов используют вероятностно-статистический и экспертный методы. Вероятностно-статистический метод основан на использовании дополнительной информации о распределении ущербов от угрозы в случае ее реализации на объекте [7, 8].

Тем не менее частота негативных событий с тяжелыми последствиями, находящаяся в хвосте распределения негативных событий по размеру ущерба, мала, т.е. они являются редкими событиями (на рассматриваемом объекте происходят не каждый год либо в прошлом не происходили вообще). Для таких событий даже при использовании объединенной выборки за интервал наблюдения характерна значительная статистическая неопределенность оценок как вероятности реализации, так и их доли. Для ПД, классифицируемых как катастрофические, точность оценки существенно зависит от точности определения вида и параметров формы распределения. Для повышения точности необходимо увеличить объем статистических данных, что связано в свою очередь с увеличением интервала наблюдения. Однако с течением времени условия проявления рассматриваемых угроз ПД в отношении объекта охраны меняются, и статистические данные уже не принадлежат исследуемой генеральной совокупности. При этом изменяется не только число негативных событий, но и их распределение по ущербу, а значит, прямое объединение статистических данных невозможно. В этом случае применяют экспертные методы оценки. Экспертный метод [16] использует знания и опыт экспертов – высококвалифицированных специалистов в области оценки защищенности объектов отрасли¹. Применение экспертного метода целесообразно в том случае, когда нет достаточного объема статистических данных и математических моделей. К основным недостаткам таких методов относят отсутствие гарантий достоверности, полученных в результате обработки ответов экспертов, трудности в проведении опроса и неоднозначность самих процедур обработки данных. Повышение достоверности оценок требует соответствующих процедур отбора экспертов по множеству критериев и количественных методов обработки высказанных мнений. В начале 1970-х гг. американский математик Томас Саати предложил процедуру обработки экспертных оценок [17] под названием *англ. Analytic hierarchy process* (АНР). Этот метод, относящийся к классу критериальных,

получил исключительно широкое распространение и активно применяется во многих странах мира. Главным достоинством АНР можно считать тот факт, что веса критериев и оценки по субъективным критериям не назначаются прямым волевым решением, а вычисляются на основе парных сравнений. АНР более универсален, чем, например, метод Дельфи, так как допускает использование как групповых сравнительных суждений лиц, принимающих решения, так и независимых суждений, которые затем объединяют в рамках матриц попарных сравнений. Важно также, что метод обеспечивает структурирование проблемы участниками обсуждения непосредственно во время ее решения. К недостаткам метода можно отнести жесткие ограничения на согласованность мнений экспертов.

Кроме того, до настоящего времени в Группе «Газпром» (за исключением области обеспечения информационной безопасности) не существует полностью формализованного описания модели нарушителя [11, 13, 14]. При количественной форме параметры модели описываются абсолютными и относительными значениями. Как правило, используется 3-уровневая качественно-количественная шкала характеристик нарушителя. В такой шкале модификации нарушителя по некоторой характеристике могут, например, задаваться так называемыми «коэффициентами усиления». В абсолютном качественном выражении параметры модели задаются с помощью качественных шкал в случае, когда составление характеристики нарушителя является сложно формализуемой задачей, статистика по которой отсутствует. Дальнейшее развитие предложенного метода и анализ различных сценариев защиты могут дать заметный эффект, поскольку метод обеспечивает легкое включение новых факторов и сценариев, а схема «что будет, если» позволяет найти плюсы и минусы различных стратегий защиты.

Синтез риска

Как уже отмечалось, КВИ Группы «Газпром» характеризуют распределенность в пространстве, большое разнообразие и взаимодействие типов объектов, неоднородная структура технологических цепочек, уникальные условия воздействия на отдельные объекты, подсистемы и систему в целом рисков различной природы. Если под устойчивостью функционирования

¹ См. Типовые требования по антитеррористической защищенности объектов промышленности и энергетики Российской Федерации, утвержденные замминистра промышленности и энергетики Российской Федерации в 2006 г.

такой сложной системы понимать выполнение ею плана своего развития с допустимыми отклонениями по объемам и времени выполнения задач, то управление безопасностью в этой системе сводится к минимизации внеплановых потерь при возникновении внештатных ситуаций и проведению мероприятий по их упрощению.

Оптимальное управление ССС, нацеленное на получение прибыли от ее деятельности, заключается в умении находить баланс в перераспределении имеющихся в распоряжении собственника компании ресурсов (материальных, людских, информационных) между производственной деятельностью и поддержанием потенциала развития. Простейшей моделью, иллюстрирующей сказанное, является модель взаимодействия развивающегося объекта и окружающей его среды [18, 19] (рис. 1).

Производственная подсистема приносит прибыль пропорционально количеству получаемых ресурсов $\alpha(t) \cdot x(t)$ с некоторым положительным коэффициентом скорости прироста имеющихся в системе ресурсов

$\varphi \left(\frac{1 - \alpha(t)}{\alpha(t)} \right)$. Этот положительный коэффициент

скорости прироста имеющихся ресурсов в системе – потенциал развития (φ) – играет роль ускорителя (замедлителя) скорости воспроизводства ресурсов в системе. Фактически разность $\gamma(t) = \gamma_1(t) - \gamma_2(t)$ – это доля ресурсов, выводимых из цикла воспроизводства в виде потерь того или иного рода, например конечного потребления, налогов и т.п.

В простейшем представлении воздействие «потенциала» – значение функции

$\varphi \left(\frac{1 - \alpha(t)}{\alpha(t)} \right)$ – и коэффициент $\gamma(t)$ для крупно-

масштабных систем будем считать константами, не зависящими в явном виде от времени. В этом случае развитие системы описывается однородным линейным уравнением по переменной $x(t)$ при параметрах α и γ :

$$\frac{dx(t)}{dt} = \alpha(t)x(t)\varphi \left(\frac{1 - \alpha(t)}{\alpha(t)} \right) + \gamma x(t). \quad (1)$$

Оптимальная пропорция $\alpha^*(t)$ между производственной подсистемой и потенциалом ее развития определяется из условия

$$\alpha^* \varphi \left(\frac{1 - \alpha^*}{\alpha^*} \right) \rightarrow \max. \quad (2)$$

При естественном предположении, что зависимость потенциала развития φ от затрачен-

ных средств $\xi = \left(\frac{1 - \alpha}{\alpha} \right)$ есть монотонная функ-

ция с насыщением (рис. 2), существует простой способ определения ее оптимума, так как

$$\alpha = \left(\frac{1}{1 + \xi} \right).$$

На рис. 2 видно, что этот оптимум достигается в некоторой точке ξ^* , имеющей вполне определенный смысл. Так, если ресурсов на развитие потенциала выделено «чрезмерно много» ($\xi > \xi^*$), то средства, составляющие $\xi - \xi^*$, некорректно изъяты из текущего воспроизводства и возникает ситуация, когда

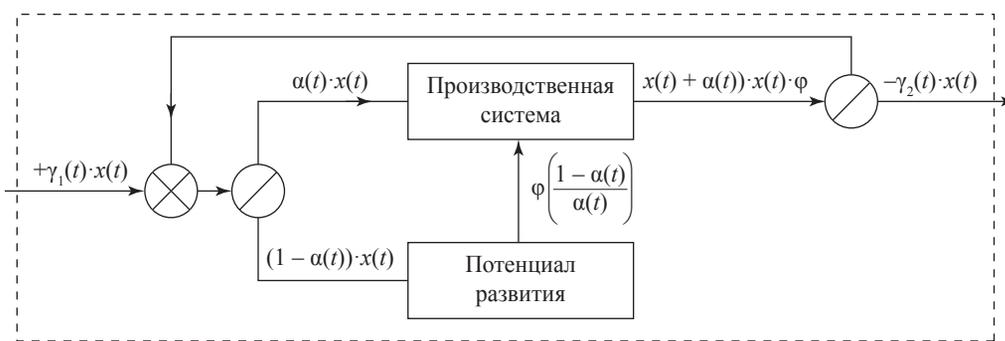


Рис. 1. Деятельность ССС как развивающейся системы:

t – время; $\alpha(t)$ – пропорция распределения ресурсов между производственной подсистемой и потенциалом ее развития; $\gamma_1(t)$, $\gamma_2(t)$ – коэффициенты интенсивности обмена ресурсами между исследуемой системой и некоторой внешней по отношению к ней системой в процессе их сосуществования; $x(t)$ – прибыль производственной подсистемы

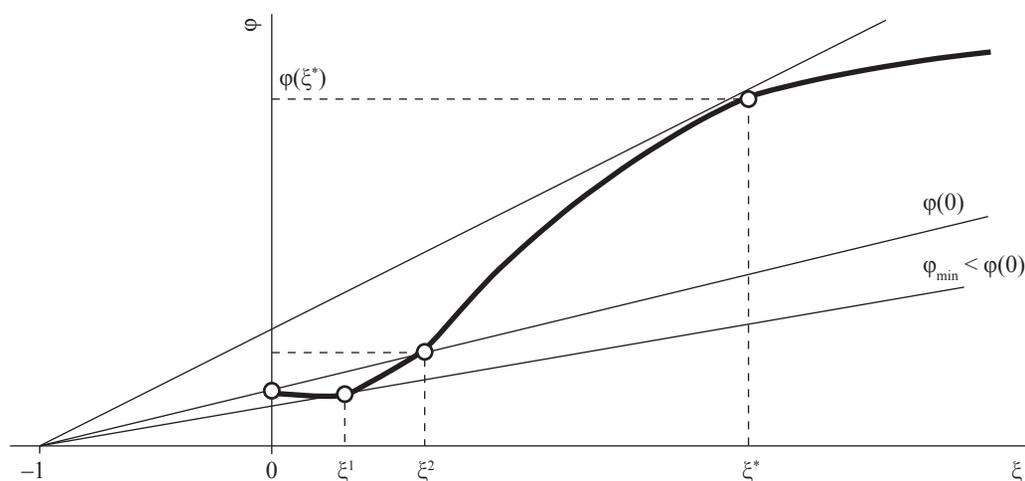


Рис. 2. Зависимость потенциала развития от затраченных средств

затрачиваются усилия на изучение и противодействие многочисленным рискам, с которыми развивающаяся система может никогда и не столкнуться. Точка $\xi = 0$ на рис. 2 соответствует ситуации, когда все ресурсы тратятся исключительно на рост производственной системы. Потенциал подобной системы низок из-за постоянных потерь, которых можно избежать, если наличествует потенциал для предвидения возникающих рисков и борьбы с ними. Участок (отрезок) $\xi = [0; \xi^1]$ показывает, что если средства, выделяемые на изучение и противодействие угрозам и рискам, малы, то отдача от подобных исследований и поведенных мероприятий меньше выделенных на них ресурсов. Сбор информации, исследование внутренних и внешних угроз на низком уровне не позволяют получать адекватную оценку для улучшения качества принятия решений в большинстве так или иначе складывающихся обстоятельств. На участке $\xi = [\xi^1; \xi^2]$ вклад в потенциал развития начинает давать положительную отдачу, однако только в точке ξ^2 будет достигнут уровень «самокупаемости» затрат на развитие «потенциала» системы: $\varphi(\xi^2) = \varphi(0)$. Поэтому целесообразно рассматривать ξ^2 как точку «критического» положения. Снижение потенциала $\varphi(\xi)$ до уровня $\varphi(\xi^2)$ угрожает тому, что «в силу обстоятельств» экономически целесообразной окажется стратегия «выживания», т.е. полного отказа от затрат на решение задач предвидения и упреждения угроз и рисков и обеспечения воспроизводства лишь за счет наращивания низкоэффективных мощностей в производственной подсистеме $\xi \rightarrow 0$.

Несмотря на схематичность описанной модели, она дает представление о том, что угрозы

и риски можно рассматривать как «антипотенциалы» развития, т.е. замедлители скорости воспроизводства всей системы.

Для оценки системной значимости объектов (а по сути — уровня угрозы внештатной ситуации) ССС, в роли которой рассматривалась ЕСГ, предложено использовать иерархическую многокритериальную модель [20]. Интегральный риск внештатной ситуации $R(r_1, \dots, r_i, \dots, r_n)$ при этом представляет собой функцию рисков возникновения частных внештатных ситуаций r_i ($i = 1, \dots, n$). Вид зависимости R от своих аргументов выбирается исходя из условий:

$$0 \leq R(r_1, \dots, r_i, \dots, r_n) \leq 1;$$

$$R(0, \dots, 0, \dots, 0);$$

$$R(0, \dots, r_i, \dots, 0) = r_i \text{ и}$$

$$0 \leq R(r_1, \dots, 1, \dots, r_n) = 1 \text{ для } \forall r_i = 1 \text{ независимо от значений других аргументов.}$$

Непрерывная функция $R(r_1, \dots, r_i, \dots, r_n)$, удовлетворяющая вышеуказанным условиям, имеет следующий общий вид:

$$R(r_1, \dots, r_i, \dots, r_n) = 1 - \left\{ \prod_{i=1}^n (1 - r_i) \right\} g(r_1, \dots, r_i, \dots, r_n), \quad (3)$$

$$\text{где } g(0, \dots, r_i, \dots, 0) = 1.$$

Если в частном случае $g(r_1, \dots, r_i, \dots, r_n) \equiv 1$, то, соответственно,

$$R(r_1, \dots, r_i, \dots, r_n) = 1 - \left\{ \prod_{i=1}^n (1 - r_i) \right\}, \quad (4)$$

что дает заниженную оценку интегрального риска из расчета, что поток внештатных ситуаций представляет собой смесь ординарных событий, взятых из однородных, но различающихся значениями r_i ($i = 1, \dots, n$) выборок.

Поскольку для реальных систем риски, как правило, зависимы, получаем:

$$g(r_1, \dots, r_i, \dots, r_n) = 1 - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n C_{ij} [r_i]^{\alpha_{ij}} [r_j]^{\beta_{ij}}; \quad (5)$$

$$\sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n C_{ij} \leq 1, C_{ij} \geq 0, \alpha_{ij} > 0, \beta_{ij} > 0, \quad (6)$$

где C_{ij} – коэффициенты связности рисков i -й и j -й внештатных ситуаций; α_{ij} и β_{ij} – положительные коэффициенты эластичности замены соответствующих рисков. Коэффициенты α_{ij} и β_{ij} позволяют учитывать факты «замещения» рисков, обусловленные главным образом тем, что мероприятия по снижению всех рисков не могут быть одновременно проведены эффективно вследствие ограниченности времени и ресурсов.

Текущие значения рисков r_i ($i = 1, \dots, n$), входящие в интегральный показатель рисков R , являются величинами, изменяющимися во времени с различными скоростями (например, в зависимости от сезонного фактора существенно меняются приоритеты решаемых технологических задач). Вследствие этого классический расчет сбалансированности рисков приводит к задачам комбинаторной сложности на исходных данных, имеющих объективно случайную, неопределенную, часто качественную (полуколичественную) природу. Задачи анализа рисков осложняются еще и тем, что значительную роль могут сыграть слабо формализуемые угрозы (СФУ).

Для учета этих факторов предложено [20] формировать величины r_i как произведение четырех составляющих:

$$r_i = r_i^{(a)} r_i^{(b)} r_i^{(c)} r_i^{(d)}. \quad (7)$$

Составляющая $r_i^{(a)}$ (см. формулу (7)) оценивается через категорийность задач, выполнение которых отменяется или задерживается вследствие возникшей внештатной ситуации (например, в системах газоснабжения категорийность может определяться через процентное распределение категорий потребителей энергии, пострадавших в случае внештатной ситуации из-за прекращения поставок газа). При достаточном уровне осведомленности при прочих равных условиях, имея средства для поражения одной цели, террорист выбирает объект, совершающий наибольший объем товарно-транспортной работы (W). Первый

базовый критерий оценки системной значимости объекта ЕСГ получается при допущении, что в широком диапазоне изменения W эффект от нарушения его функционирования линеен. Критерий оценивает недопоставки продукции по сравнению с идеальным режимом функционирования ЕСГ как системы в целом, является расчетным показателем и тесно связан с показателем мощности объекта ЕСГ. Последний рассчитывается с помощью моделей функционирования объекта: например, для компрессорных и газораспределительных (ГРС) станций, а также подземных хранилищ газа – по моделям потоков газа в магистральных газопроводах; для заводов – через суточные объемы отгружаемой продукции и т.п. В силу конъюнктуры места и времени функционирования (сезонности) газовые объекты принципиально отличаются друг от друга эффектом от недопоставки газа. Один и тот же газ используется в различных технологических цепочках. Поэтому нарушителю «выгоднее» (при прочих равных условиях) поразить объект, выполняющий наиболее важную, критическую и «высокооплачиваемую» работу или ту, за невыполнение которой могут последовать большие штрафные санкции.

Второй множитель $r_i^{(b)}$ (см. формулу (7)) показывает важность выполнения единицы работы: возможны случаи, когда $W_1 > W_2$, но при этом $r_1^{(b)} W_1 < r_2^{(b)} W_2$. Тогда второй объект становится для террориста привлекательнее первого как более «квалифицированный», т.е. более «дефицитный ресурс». Составляющая $r_i^{(b)}$ оценивается через предельно допустимые потери (ПДП, Ξ) при внештатных ситуациях на фоне существующего уровня технологий и прогнозных (субъективно установленных) расчетных данных о таких потерях. По сути, $r_i^{(b)}$ является поправочным коэффициентом, учитывающим все категории потребителей (например, в соответствии с очередью отключения) и топологию их размещения в регионе, на функционирование которых влияет снижение производительности данного объекта. До достижения уровня ПДП $r_i^{(b)}$ может рассматриваться как линейная

функция: $r_i^{(b)} = \frac{\xi_i}{\Xi}$, где ξ_i – текущий уровень потерь.

В случае превышения уровня ПДП принимается, что $r_i^{(b)} = 1$.

Третий множитель $r_i^{(c)}$ (см. формулу (7)) служит показателем потенциальной

осуществимости запланированной акции, связанной с возможностью доставки средств поражения, наличием в регионе расположения поражаемого объекта потенциальных сообщников и т.п. По аналогии с техническими системами $r_i^{(c)}$ показывает уровень «агрессивности» внешней среды, в которой работает объект. Считается, что труднодоступные для террористов объекты с меньшим значением $r_i^{(c)}$ не включаются ими в список потенциальных целей, поскольку существуют цели, «поражение» которых даст тот же эффект, но, например, расположенные ближе к базе террористов, границе государства и т.п. Критерий $r_i^{(c)}$ – безразмерная величина, рассчитываемая по эмпирически подобранным статистическим данным о характеристиках объектов в привязке к их территориальному размещению и имеющая смысл показателя безусловной уязвимости объекта, на котором инициируется сценарий i -й внештатной ситуации. Для каждой территории вследствие географических факторов, особенностей производственной структуры, социально-культурных, этнических и прочих различий требуется построение уникальных моделей расчета, в значительной степени опирающихся на субъективные оценки экспертов, знакомых со спецификой территории.

Показатель $r_i^{(d)}$ (см. формулу (7)) определяется на основе ранжирования типов объектов. Он отражает свойство относительной «восприимчивости» объектов заданного типа к изменению (в широком диапазоне) факторов, определяющих $r_i^{(c)}$. Значения $r_i^{(d)}$ используются таким образом, чтобы привести оценки рисков внештатных ситуаций, инициированных событиями на объектах различных типов, к единой шкале. Это поправочный коэффициент, характеризующий тип (группу) объектов. Он отражает сравнительную привлекательность для террористов объектов разных типов: нормирует среднюю доступность точек приложения поражающих средств в зависимости от «компоновочных характеристик» объектов в ЕСГ, корректирует величины эффекта поражения. В случае систем газоснабжения, например, ГРС расположены ближе к потребителю и часто не имеют дублеров, а КС, напротив, как правило, имеют и внутрицеховое переключение газоперекачивающих агрегатов, и разветвленную систему лупингов на многониточных магистралях.

Предложенная схема вычисления интегрального риска R (см. формулу (7), [20])

главным образом предназначена для предварительного анализа вариантов развития системы на основе иерархии показателей, характеризующих все аспекты внештатных ситуаций, включая как оценки последствий $r_i^{(a)}$ и $r_i^{(b)}$, так и оценки причин $r_i^{(c)}$ и $r_i^{(d)}$. Введенные базовые показатели строятся через свертки ресурсных показателей, имеющих натуральное выражение, однако формулы сверток приходится реконструировать экспертным путем. Специфика использования свертки показателей в виде мультипликаторов обусловлена тем, что восприятие ожидаемых потерь (впрочем, как и природных сигналов) органами чувств человека сопоставимо с логарифмической шкалой. Для описания связей между показателями введен в рассмотрение направленный граф (граф влияний). Поскольку деятельность любого человека в отдельности, группы людей, трудового коллектива компании в целом многогранна и разнообразна, представляется наиболее уместным применение многокритериального подхода с элементами «нечеткой» логики и использованием (насколько позволяют данные) аппарата обнаружения скрытых закономерностей в сочетании и с учетом взаимного усиления многочисленных факторов.

Анализ и оценка риска

Анализ риска является единственной возможностью исследовать те вопросы безопасности, на которые не может дать ответы статистика, например, аварии с малой вероятностью реализации, но большими потенциальными последствиями. Конечно, анализ риска не решает всех проблем безопасности, но только он позволяет сравнить риски, обусловленные различными источниками опасности, выделить наиболее существенные из них, выбрать самые эффективные и экономичные с точки зрения обеспечения безопасности системы, разработать мероприятия по снижению последствий аварий и т.д.

В зарубежной печати наравне с термином «анализ риска» (*англ.* risk analysis) иногда встречается термин «вероятностная оценка риска» (*англ.* probabilistic risk analysis, PRA), утвержденный NRC (*англ.* National Research Council, Канада). Принципиального различия между этими понятиями нет, хотя считается, что PRA преимущественно нацелена на анализ аварий с низкой вероятностью. Тем не менее при помощи PRA часто исследуются

и события, вероятность возникновения которых варьируется в широком диапазоне. В отечественной литературе такого разделения не существует.

В настоящее время процедуру анализа риска можно условно разделить на две основные составные части – оценку и управление – и несколько промежуточных, каждая из которых характеризуется своими проблемами и использует присущие ей методы и модели. Важно помнить, что вопросы анализа риска нельзя рассматривать отдельно от игровой постановки. Следует признать, что в настоящее время основные формулы в анализе риска извращены, упрощены, забыта их принадлежность к теории игр. Причин несколько. Слово *риск* стало модным, в итоге специалисты «ухватились за термин», не понимая, откуда он происходит и какие аксиомы в этот термин «заложены». Экономисты, страховщики, экологи и деятели других отраслей народного хозяйства нередко плодят ложные научные результаты исходя из некорректных определений, введенных ими самими. Для ряда приложений нужно было упростить формулу расчета риска. Справедливости ради заметим, что иногда получаются приемлемые результаты. Но это, как правило, касается только статических и стационарных случаев (где работает традиционная теория надежности), но никак не динамических случаев. В результате риск как динамическая характеристика, зависящая от времени, средств и информации, свелась к двумерным оценкам вероятности и ущерба. В современном анализе рисков «сохранены» теории прочности и надежности, но свернуты исследования в области теорий живучести и гомеостазиса, а также адаптивных теорий, включая теории выбора решений, перспективной активности, рефлексий, самоорганизующихся систем и др. Следует также помнить принципиальное различие между стохастическими факторами, приводящими к принятию решения в условиях риска, и неопределенными факторами, приводящими к принятию решения в условиях неопределенности. И те, и другие приводят к разбросу возможных исходов управляющих воздействий. Но стохастические факторы полностью описываются известной стохастической информацией, которая и позволяет выбрать лучшее в среднем решение. Применительно к неопределенным факторам подобная информация отсутствует. В общем случае неопределенность может быть вызвана

либо противодействием разумного противника (более сложный случай, связанный с рефлексиями противника; пример – террористическая угроза), либо недостаточной осведомленностью об условиях, в которых осуществляется выбор решения.

Проблема обеспечения безопасности объектов топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в условиях изменения состава и интенсивности угроз устойчивому развитию отрасли не теряет своей актуальности на протяжении длительного времени [1]. Требования безопасности, установленные для объектов высокой и средней категорий опасности, порой высоки и существенно повышают затраты собственников объектов. Возникает вопрос ранжирования объектов внутри заданных категорий для определения очередности их оснащения требуемыми средствами защиты. Для этого необходимо задать критерий, относительно которого будет определяться важность (и, соответственно, порядковый номер) того или иного объекта в ранжированном перечне. Используемые методы ранжирования объектов основаны на математическом моделировании, экспертных оценках, теории принятия решений и интервальном оценивании [21–23]. В той или иной мере они учитывают интересы эксплуатирующих организаций, государственных надзорных органов, страховых компаний. Вместе с тем существующие на сегодняшний день методы ранжирования (например, ранжирование объектов по защищенности от чрезвычайных ситуаций на железнодорожном транспорте [24], ранжирование опасных производственных объектов систем газораспределения [25] и др.) не учитывают особенностей структурной связности объектов ранжирования и важности работы конкретного объекта для смежных систем и подсистем.

Ранжирование объектов является типовой задачей теории измерения сложных синтетических свойств объектов [26]. Формально решение задачи сводится к построению некоторой функции ценности, полезности, связывающей измеряемое свойство с более простыми, измеряемыми в натуральных величинах ресурсными показателями (факторами) [27]. Функция ценности используется как для решения задач выбора некоторого наилучшего варианта из множества альтернатив [28], так и для решения более композиционных задач типа задачи формирования портфеля заказов на выполнение работ при ограничениях на ресурсы

(объемы финансирования при создании или модификации объектов) [23]. Факторы, через которые строятся ранги, часто измеряются не по количественным, а по качественным шкалам, поэтому для построения зависимостей между полезностью и первичными ресурсными факторами требуется использование экспертных оценок и экспертных технологий [23, 29]. В связи с развитием компьютерной техники появилась возможность оценивания объектов, факторы описания которых задаются с погрешностью, что требует разработки специфического аппарата статистической обработки первичных данных [30] и использования инструментария нечеткой логики [31, 32]. Существенной чертой задач ранжирования является адаптивный характер процедур принятия решений при выборе оптимальных вариантов [31], когда для построения окончательной формулы функции ранжирования требуется несколько циклов согласования экспериментальных данных и экспертных предпочтений [31].

Оценка риска служит этапом, на котором определяются неблагоприятные последствия, связанные с той или иной производственной деятельностью. И прежде всего необходимо идентифицировать источники опасности, для чего нужно определить границы исследуемой системы. Другими словами, необходимо знать, какие источники включать в рассмотрение, а какие – нет, при оценке риска в регионе или происходящего от конкретной исследуемой системы.

Жестких правил здесь нет и быть не может. Однако на сегодняшний день разработаны положения, которые должны быть учтены при исследовании вопросов безопасности. Так, например, в процессе оценки риска, обусловленного энергетическими и другими сложными технологиями, при сравнении их друг с другом или, когда исследования проводятся в региональном или даже национальном масштабах границы определяются так, чтобы охватить всю энергетическую или промышленную систему от добычи топлива или сырья до производства конечного продукта. По мере уменьшения исследуемых географических или технологических масштабов ценность включения в рассмотрение полных энергетических или промышленных циклов уменьшается. Наиболее подробно сформулированные положения по определению границ исследуемых региональных или крупных промышленных систем можно

найти в Национальной стратегии США и работе Д.Д. Дуденхоффера с соавторами [2].

Международные организации отмечают тот факт, что при оценке риска, создаваемого даже одной конкретной технологией, в различных странах в большинстве случаев получают разные цифры. Это объясняется не только разнообразием рабочих характеристик и показателей качества топлива, нормируемых требованиями к контролю уровня загрязнения, но и не всегда адекватным определением границ самой исследуемой системы. Поэтому для облегчения сбора и обработки данных следует принять единый набор терминов и положений для описания энергетических и промышленных систем и их основных компонент. Тезаурус основных понятий для таких систем был предложен, например, Министерством внутренней безопасности США (*англ.* Department of Homeland Security, DHS). Описание снабжения любой энергетической системы в рамках предлагаемых DHS определений будет зависеть от вида используемого топлива. Подобная унификация понятий и способов описания систем для нужд Группы «Газпром» облегчит компании получение статистических данных и позволит специалистам более адекватно описывать соответствующие процессы.

Основными моментами оценки риска являются подробное описание источника опасности и определение связанного с ним возможного ущерба. Существуют различные модели источников опасности, которые позволяют определить вероятность того или иного сценария развития аварии и соответствующую мощность выброса опасных веществ в окружающую среду. В зависимости от типа источника выделяют три категории риска.

Обычный риск связан с нормальной работой предприятия. Условия нормальной работы подразумевают и аварии с незначительным ущербом, которые происходят довольно часто. Таким образом, эта категория риска характеризуется равной или близкой к единице вероятностью реализации. В большинстве случаев обычный риск либо является неотъемлемой частью самого производственного процесса, либо легко контролируется. Источники такого риска принято описывать мощностью выброса или утечки в окружающую среду, вызванных нормальной работой либо каким-то мелким происшествием. Оценка мощности выброса или утечки для работающих предприятий

может быть произведена на основании изменений либо опыта работы аналогичных предприятий.

Другие две категории риска связаны с авариями на производстве, при транспортировке или хранении опасных веществ. Под аварией при этом понимается событие с низкой вероятностью осуществления (например, менее одного случая за все время жизни предприятия), но со значительными или даже катастрофическими последствиями. В ходе анализа аварийных ситуаций обычно рассматриваются возможные сценарии развития аварии. При этом должны быть учтены такие факторы, как тип инициирующего события, количество имеющегося опасного вещества, эффективность аварийных систем безопасности и многие другие. Обычно существует большое число возможных сценариев развития аварии, и поэтому в оценке риска необходимо определить весь спектр и вероятности возможных сценариев. Вероятность события при этом может изменяться в диапазоне от 10^{-6} до 10^{-8} событий в год. Более редкие события настолько трудно оценить, что их считают практически невероятными.

Периодический риск связан с теми авариями, которые довольно часто повторяются, но вызывают ограниченный ущерб, куда могут входить даже человеческие жертвы. Это вовсе не означает, что такие аварии являются планируемыми. Они, конечно, нежелательны, и для их предотвращения создаются и используются системы безопасности. Однако, как показывает статистика, несмотря на эти меры, такие аварии могут происходить, и риск, связанный с ними, имеет довольно широкий диапазон значений в зависимости от типа производственной деятельности. Причинами подобных аварий обычно становятся нарушения технологического процесса, неверное использование оборудования и ошибки персонала. Для оценки риска этой категории частота аварий и другие необходимые параметры оцениваются при помощи стандартных статистических методов на основе имеющихся данных.

Гипотетический риск связан с авариями, которые, как считается, могут происходить с очень малой вероятностью, но приводить к очень большим последствиям. Для такого класса аварий характерно отсутствие либо недостаточное количество статистических данных. Однако из-за огромного потенциально-го ущерба невозможно просто ждать, пока

наберется достаточный практический опыт. Поэтому в этих случаях анализируют гипотетические аварии с целью определения вероятности реализации и оценки возможных последствий аварии такого типа. Обычно недостаток статистических данных относится к поведению крупной промышленной или энергетической системы в целом. Поэтому такой анализ проводится либо при помощи экспертной оценки, либо методом «деревьев событий», где вероятность гипотетической аварии может быть предсказана на основе возможных неисправностей или отказов в работе отдельных узлов или механизмов, по которым имеются соответствующие статистические данные. Во многих случаях такой метод прогноза составляет одну из основных частей упомянутого ранее вероятностного анализа риска – PRA.

Следует помнить о том, что для оценки риска нет необходимости использовать чрезмерно усложненные модели переноса из-за больших неопределенностей и осреднений, возникающих при расчете риска. Кстати, значение неопределенности и диапазон возможных значений риска также характеризуют риск в целом. Так, по мнению различных экспертов, неопределенность в оценке риска аварий на промышленных предприятиях может составлять один и даже достигать двух порядков величины. Это связано с недостатком базы знаний по широкому кругу технических, экологических и социальных факторов, которые необходимо учитывать в анализе риска. Есть даже заключения, основанные на анализе точности и неопределенной при определении риска, что модели переноса, позволявшие получить значение концентрации опасного вещества в исследуемом месте с точностью 10 % (максимум 20 %), вполне приемлемы [33].

Таким образом, устойчивое функционирование и развитие любой ССС зависит от большого числа внешних и внутренних факторов, в том числе факторов негативного воздействия. Для мониторинга и оценки этих факторов, а также принятия решений, направленных на снижение негативных последствий их проявления, повсеместно внедряются так называемые системы сбалансированных показателей (*англ.* balanced scorecard), т.е. ключевые показатели эффективности (КПЭ), количественно характеризующие факторы риска, которым подвержена система. Из числа КПЭ выбирают стратегические целевые показатели (СЦП),

количественно отражающие *стратегические цели функционирования системы* и представляющие собой базовые экономические и производственные показатели эффективности ее развития (опосредовано, недостижение СЦП характеризует уровень существующих угроз и степень их реализации в рассматриваемый промежуток времени).

На основе КПЭ и СЦП строятся системы мониторинга угроз и рисков, позволяющие собирать данные об изменениях и проводить анализ эффективности функционирования системы по нескольким сотням показателей в организационном, продуктовом, географическом и других разрезах на суточном, квартальном и годовом горизонтах планирования. Считается, что результаты анализа позволяют осуществлять «управление по отклонениям», акцентируя внимание на проблемных областях каждого объекта управления посредством «светофорной» индикации. Однако по мере накопления данных возникает проблема интерпретации сигналов этих сотен «светофорных индикаторов». Неочевидно, что считать «хорошим» или «плохим» сигналом в целом для системы, если, например, половина индикаторов «горят» зеленым цветом, а половина – «красным»? Как квалифицировать ситуацию, если «зеленых» индикаторов немного больше, чем «красных»? И т.п. Неочевидны также связь анализируемых индикаторов с СЦП высокого уровня и степень их влияния на достижение целевых значений СЦП, утвержденных руководством компании. Возникает так называемый эффект «больших данных», когда аналитики не успевают обработать накапливающуюся информацию, а стандартные статистические методы просто перестают работать.

Кроме того, система мониторинга угроз и рисков, построенная на основе анализа трендов изменения показателей, не способна предсказывать кризисы и ситуации с негативной динамикой. Такие события редки и протекают, как правило, на различных прогнозных фонах, а в случае анализа рядов исторических данных о редких событиях имеют место дискретные динамические вероятностные процессы. Поэтому целью анализа Группы «Газпром» как объекта прогнозирования является построение такой прогностической модели динамики ситуаций, возникающих при ее функционировании, которая позволит с помощью вычислительных экспериментов и подбора приемлемых

параметров уменьшать степень неопределенности оценки дат событий и их масштаба, т.е. получать прогнозную информацию об объекте прогнозирования за счет выявления скрытых закономерностей, которые указывают либо на изменения состояния объекта, либо на закономерности изменений параметров внешней среды, существенно влияющей на функционирование системы (так называемые законы изменчивости «прогнозного фона») [34].

Из-за дискретной природы кризисных ситуаций использование аппарата анализа данных, основанного на классических законах больших чисел, некорректно. Сходимости по вероятности в реальности практически никогда не наблюдается, за исключением статистики, накопленной в системах массового обслуживания. Панель индикаторов, реализованная в виде «светофора», построенного на основе использования дисперсии как основного показателя, может в течение всего года указывать на нормальное состояние, когда на самом деле система переходит в область предкризисных значений. Кроме того, при официально декларируемой (в том числе и в Группе «Газпром») иерархической системе показателей, как правило, отсутствуют однозначная функциональная связь и взаимное влияние показателей нижнего и верхнего уровней.

Необходим корректный первичный анализ многолетней статистики, и уже на основе этого анализа можно дать заключение о том, возможна ли разработка адекватного исследуемой задаче инструмента прогнозирования и какая доля случайности в оценке дат возникновения неблагоприятных ситуаций и их масштабов может быть с его помощью устранена. Также очевидно, что, поскольку истинные законы распределения анализируемых случайных процессов и, главное, факторы, их определяющие, будут непрерывно корректироваться (любая высокотехнологичная система изменяется быстрее, чем накапливаются адекватные статистические данные), необходимо использовать критерии, «свободные от распределений». В частности, в качестве критериев достижения прогностической цели следует взять не погрешности модельных данных относительно реальных, а критерии, используемые методами классификации и распознавания образов. Например, в качестве меры точности прогноза можно использовать ошибки предсказания первого и второго родов для различных

классов и типов ситуаций, причем, если удастся, в зависимости от класса физического объекта и значений параметров прогнозного фона. Второе обстоятельство очень важно, поскольку, например, некорректно складывать статистические показатели аварийности, рассчитанные для разных времен года, так как в различные сезоны технологические процессы протекают по-разному.

Надежное выполнение системой своих функций характеризуется сохранением некоторых заданных характеристик (отражаемых в соответствующих значениях СЦП и КПЭ) в установленных пределах. На практике полностью избежать отклонений невозможно, однако необходимо стремиться к минимизации отклонений текущего состояния от некоторого заданного идеала – цели, заданной, например, в виде значений СЦП первого уровня.

Мера угрозы недостижения заданных значений СЦП первого уровня (по сути, мы снова говорим о риске) рассматривается в данном случае как переменная величина, представляющая собой функцию текущего положения системы: она увеличивается при приближении оцениваемой ситуации к некоторой допустимой границе, по достижении которой система не может выполнить свои обязательства и добиться заданных значений соответствующих СЦП первого уровня.

Общая математическая постановка обсуждаемой задачи такова: пусть заданы множество X признаков текущей ситуации (например, текущих значений КПЭ, факторов риска и т.п.), множество Y допустимых реализаций ситуации (например, текущее значение СЦП первого уровня больше или меньше предыдущего и т.п.) и существует целевая функция y^* : $X \rightarrow Y$, значения которой $y_i = y^*(x_i)$ известны только на конечном подмножестве объектов $\{x_1, \dots, x_l\} \subset X$ (например, соответствующие текущему значению СЦП первого уровня значения КПЭ). Пары «объект – ответ» (x_i, y_i) – прецеденты. Совокупность пар $X_l = (x_i, y_i)_{i=1}^l = 1$ составит обучающую выборку. Требуется по выборке X_l восстановить зависимость y^* , т.е. построить решающую функцию $A: X \rightarrow Y$, которая приближала бы целевую функцию $y^*(x)$, причем не только на объектах обучающей выборки, но и на всем множестве X . Поскольку при этом решающая функция A должна допускать эффективную компьютерную реализацию, возможно называть ее также алгоритмом.

Условно существуют два класса объектов, с которыми приходится сталкиваться специалистам в области автоматизации управления, – простые и сложные. *Простыми* являются объекты, точные математические модели которых, например, в виде системы алгебраических уравнений или модели линейного программирования при учете всех необходимых количественных факторов, влияющих на поведение объекта, пригодны для реализации на компьютере выбранного класса и вполне адекватны объекту. *Сложные* объекты управления имеют следующие главные отличительные особенности: не все цели выбора управляющих решений и условия, влияющие на этот выбор, могут быть выражены количественными соотношениями; отсутствует либо является неприемлемо сложным формализованное описание объекта управления; значительная часть информации, необходимая для математического описания объекта, существует в форме представлений и пожеланий специалистов-экспертов, имеющих опыт работы с данным объектом.

Построение точных и пригодных для реализации и эксплуатации на современных компьютерах математических моделей сложных объектов либо затруднительно, либо (часто) вообще невозможно. Но это не означает, что задача не имеет решения. В общем случае возможных направлений поиска может быть два: 1) попытаться применить нетрадиционный математический аппарат для построения модели, учитывающей все особенности объекта и пригодной для реализации; 2) строить не модель объекта, а модель управления объектом (т.е. моделировать не сам объект, а человека-оператора в процессе управления объектом). По своей сути описанный алгоритм (см., например, [35]) связан с построением поля структуры данных и анализом его эффектов, включая и уточнение самой структуры. В любых данных одновременно присутствуют и порядок, и беспорядок. Поскольку исключающее ИЛИ «построить» трудно, реализована идея построения решающих правил на монотонных функциях, задающих сетевой порядок [35]. Суть решателя в геометрии достаточно проста. Необходимо так подобрать признаки, сохраняя свойства частного порядка, чтобы объекты на подмножестве признаков разделились: «хорошие» (по заданному критерию) поднялись, «плохие» опустились.

Это классическая задача дискретной математики о нахождении логической функции,

принимающей значение ИСТИНА (1) на «хороших» примерах и значение ЛОЖЬ (0) на «плохих» примерах [35]. Решается она десятками различных способов, в основе которых лежит метод разложения любой логической функции в суперпозицию более простых функций (формула фон Неймана) [36].

Существуют роботизированные системы, изготавливающие любые микросхемы с заданными свойствами для решения специализированных функций. В том числе реализованы сверхбольшие интегральные схемы для обработки массивов очень большой размерности. Но чаще всего это технически оптимизированные решения. При всех успехах эвристической математики оптимизационные методы, как правило, приводят к большому перебору вариантов, не гарантирующему того, что найденные решения оптимальны. Методы построения оптимальных (содержащих меньше переменных или с непересекающимися сомножителями в логических суммах) формул для частично заданных логических функций имеют алгоритмы комбинаторной сложности с экспоненциальным ростом затрат вычислительных ресурсов в зависимости от размеров решаемых таблиц (как по количеству переменных, так и по количеству обучающих объектов) [19].

Фактически А.В. Бочковым и Н.Н. Жигиревым [35] задача сведена к построению модели «серого ящика» [36], тестирующего входы и выходы некоторого имитатора реальной системы. «Серый ящик» – это частично «прозрачная» модель, в которой видны элементы структуры решений и есть возможность вмешиваться в процесс настройки решателя. Вопрос о предельном количестве возможных ошибок решателя при «сером» подходе может решаться автоматически при условии введения естественным образом ограничения на тип логических функций, адекватных поставленной задаче. Так, следуя логике аксиом выбора, авторы концепции [35] ограничились достаточно представительным классом логических функций, известных как монотонные. Монотонная логическая функция – это логическая функция, дизъюнктивная нормальная форма которой не содержит ни одной переменной с использованием логического отрицания (одноместная операция НЕ отсутствует).

Решатель имеет следующий вид:

$$y = \sum_{v=1}^V (x_{v,1} \cdot \dots \cdot x_{v,D_v}), \quad (8)$$

где y – оценка объекта ($y = 1$ (ИСТИНА) для принятых объектов, $y = 0$ (ЛОЖЬ) для отвергнутых объектов); v – номер группы переменных; V – количество групп; D_v – размерность (количество признаков) группы; $x_{v,1}$ – первый признак в группе; x_{v,D_v} – последний признак в группе. Истинное значение ($y = 1$) достигается в том и только в том случае, когда в описании объекта отражены признаки хотя бы одной группы.

Существует много способов усилить решатель вида (8). Например, посредством задания требования, что классифицируемый объект должен быть отобран хотя бы на двух группах, трех группах, на группах с большим (избыточным) количеством вопросов. Можно сократить количество групп V , т.е. повысить надежность отбора, оставив тех, кто прошел первые \bar{V} испытаний. Это способ управления ошибками первого рода. Возможно управлять структурой признаков: рассматривать либо сразу основные признаки, либо группу специфических. Тогда динамика прохождения сформирует группы со средней спецификой, т.е. данные о количестве объектов, прошедших через каждое испытание, станут более равномерными.

Получается интересный инструмент ситуационного анализа: как бы автоматически строятся слабо пересекающиеся группы схожих описаний ситуаций, т.е. создается типология ситуаций по сочетанию признаков, которые входят в решатель. Такая типология, опять же, может быть полезна при предквалификации (приеме или отказе новых соискателей) на торгах: незачем брать фирму того профиля (типа), экземпляров которых (среди уже выбранных) достаточно. Здесь можно пойти на ошибки второго рода, взяв в предквалификацию, например, тех, кто не ответил на все вопросы D_v , а ответил лишь на $D_v - 1$ или $D_v - 2$ вопроса.

Возникает механизм действенного адаптивного управления. Он особенно проявляется, когда используется оцифровка не логических, а количественных переменных, где признаку соответствует некоторый диапазон допустимых значений КПЭ. Тем самым, «щадя», мы расширяем допустимые диапазоны изменения значений этих показателей и, напротив, «ужесточая», сужаем эти диапазоны. Последнее достигается тогда, когда в качестве признака ужесточения выбирается признак, описывающий близость к границам допустимых зон значений КПЭ. Резкий рост ошибок второго рода

требует переобучения решателя для «разведения» признаков, принадлежащих старым группам, по новым группам, а если и этот прием окажется малодейственным (не возрастет запас надежности решателя – количество ошибок первого и второго родов приблизится к пороговым значениям), необходимо вводить новые признаки.

Принятие решений в системах управления безопасностью

Иерархическая структура задач построения системы управления внештатными и кризисными ситуациями с учетом современного уровня и перспективных направлений развития нефтегазовой отрасли должна включать: основные понятия; описание методов управления безопасностью и принципов составления полного набора данных для анализа и решения задачи управления безопасностью; методику предварительного анализа данных (на актуальность, полноту, непротиворечивость); требования к результатам анализа (времени реагирования, видам отчетных материалов, решений, рекомендаций); последовательность представления результатов; принципы построения и формат протокола, согласно которому должны быть предоставлены выходящие материалы и др. Однако попытки практического создания такой системы наталкиваются на ряд принципиальных проблем.

Группа «Газпром» относится к классу открытых систем, крайне сложных для оценки и управления. Характерная особенность открытой системы – динамическое взаимодействие с окружающим миром. Организации такого типа получают сырье, финансовые и человеческие ресурсы из окружающего мира. Технологический процесс создается для переработки сырья в конечный продукт, который, в свою очередь, продается заказчику. Финансовые учреждения, рабочая сила, поставщики и заказчики, правительство – все являются частью окружения [37].

Степень разграничения открытой или закрытой систем меняется. Открытые системы тяготеют к нарастанию усложненности и дифференциации (т.е. открытая система будет по мере роста стремиться к большей специализации своих элементов и усложнению структуры, нередко расширяя свои границы или создавая новую суперсистему с более широкими границами). Если предприятие растет, то наблюдаются значительная его дифференциация и усложнение (что

хорошо видно на примере Группы «Газпром», диверсифицирующей свою деятельность на области электроэнергетики, нефтедобычи и др.). Неизолированность Группы «Газпром» как ССС подразумевает также ее взаимодействие с внешним окружением и воздействие этого окружения на него. Такое воздействие, вообще говоря, может трактоваться весьма широко: это могут быть природные катаклизмы (например, землетрясения, приводящие к разрушению дамб и других строительных конструкций), крупномасштабные аварии (например, взрыв на атомной электростанции, нарушение электропитания целого региона), а также противоправные акции или информационные диверсии, где спектр воздействий наиболее широк. Принятие решений в этих условиях становится очень сложной и неоднозначной задачей. Какому объекту управления уделить больше внимания? Как перераспределить имеющиеся ресурсы? Появляются задачи определения приоритетов, ранжирования проблем и угроз. Отсюда следует, что оценку значимости объектов и проблем в сложной незамкнутой динамической системе следует проводить, используя математический аппарат теории игр и, в более общей постановке, теории конфликтующих систем. Для научного описания этих явлений требуются такие модели и математические методы, которые способны учитывать неопределенные и случайные факторы, интересы и побуждения людей.

Впервые принципы научного анализа действий в конфликтных ситуациях сформулированы фон Нейманом и Моргенштерном в 1944 г. [27]. Опубликованная ими работа положила начало «поток» математических исследований игр и решений, которые во многом способствовали выработке правил оптимального поведения для широкого класса конфликтных ситуаций.

В современном виде теория игр неизбежно носит нормативный характер: игрок, применяющий ее, узнает, что должно делать и какую стратегию выбрать, чтобы обеспечить себе благоприятный исход. Но, как и многие другие абстрактные математические модели, теоретико-игровая модель конфликта ограничена. Она не может выявить природы конфликта, скрытых пружин человеческой деятельности в конфликтной ситуации. Поэтому, когда речь идет о конфликте, следует отчетливо различать два возможных предмета исследования. Мы можем, встав на позицию одной из сторон, искать действия, направленные к достижению некоторой

цели. При этом мы, естественно, должны учитывать противодействие противника, цель которого помешать нам. Если в этой ситуации выбрать одну из возможных стратегий поведения, то нужно иметь обоснование того, что некоторая стратегия поведения является лучшей и что следует поступить так, а не иначе. Естественно, такой выбор будет обоснованным, если его можно подкрепить количественными данными. Главное здесь в том, что решение (а следовательно, и все последующие действия) обосновывается тем, что именно на этом пути игрок увеличивает свой выигрыш за счет противника.

Такого рода схема используется при решении задач исследования операций [38]. Поскольку ЛПР редко располагает всеми необходимыми сведениями о «противнике» (его целях, ресурсах и стратегиях), ему приходится принимать решения в условиях, характеризующихся той или иной степенью неопределенности, т.е. степенью неинформированности ЛПР об этих условиях. В соответствии с имеющейся информацией о «противнике» в рамках исследования операций в основу выбора стратегии обычно кладется принцип гарантированного результата: какое бы решение ни принял «противник», некоторый выигрыш должен быть ЛПР гарантирован. Конфликтная ситуация хотя и входит в модель операции, планируемой одной из сторон, не является предметом самостоятельного исследования.

В конкретных задачах исследования операций деятельность конфликтующих сторон не рассматривается как особый вид человеческой деятельности, и конфликт как таковой выступает лишь в роли фона, на который проецируются действия сторон. В математической теории игр мы имеем дело с аналогичной постановкой задачи. Идет ли речь о реальном противнике или конфликтующая сторона представлена природой, предметом изучения остается выбор стратегии, выбор поведения. Принцип гарантированного результата в теории игр конкретизируется в критериях выбора решения. Отличие состоит, пожалуй, в том, что «теоретики игр» оперируют с игровыми моделями с позиции объективного исследования (обе стороны выступают в модели как равноправные партнеры), а исследователи операций по необходимости занимают позицию одной из сторон.

Остановимся, например, на проблеме принятия решения в задаче обеспечения защищенности объектов Группы «Газпром». Рассмотрим

некоторый (k -й) объект. В результате предполагаемой атаки нарушителей того или иного уровня подготовки j этому объекту через его полный (или частичный) выход из работоспособного состояния будет нанесен определенный ущерб (обозначим его через X). Отметим, что не всякая атака априори приводит к успеху нападающей стороны. Поэтому профиль защиты k -го объекта может быть описан интервальными представлениями посредством задания четырех матриц:

$$Q_{\min}^{[k]}(i, j), Q_{\max}^{[k]}(i, j), X_{\min}^{[k]}(i, j), X_{\max}^{[k]}(i, j). \quad (9)$$

Здесь i ($i = 0, 1, \dots, I^{[k]}$) – уровень защиты k -го объекта. Нулевой уровень ($i = 0$) соответствует текущему состоянию защиты.

Интерпретация элементов матрицы такая: если на указанный объект k с уровнем защиты i будет осуществлена атака противника с уровнем подготовленности j , то с вероятностью от $Q_{\min}^{[k]}(i, j)$ до $Q_{\max}^{[k]}(i, j)$ Группе «Газпром» будет нанесен ущерб величиной от $X_{\min}^{[k]}(i, j)$ до $X_{\max}^{[k]}(i, j)$. Ясно, что величины $Q_{\min}^{[k]}(i, j), Q_{\max}^{[k]}(i, j), X_{\min}^{[k]}(i, j), X_{\max}^{[k]}(i, j)$ по мере роста j будут расти, а по мере роста i – снижаться. Очевидно также, что защита на любом уровне требует определенных материальных затрат со стороны как Группы «Газпром», так и государства. Обозначим величину затрат на создание и поддержание защиты k -го объекта на i -м уровне через $Y^{[k]}(i^{[k]})$.

Поскольку суммарный ресурс, выделяемый на защиту всех объектов, ограничен, должно выполняться неравенство

$$\sum_k Y^{[k]}(i^{[k]}) \leq Y, \quad (10)$$

где Y – сумма всех затрат на защиту объектов при условии, что для каждого объекта k выбран вариант системы защиты $i^{[k]}$.

Если бы у преступников не существовало преимущества выбора цели и варианта атаки, т.е. если бы преступность была неизбирательна, как природа или технологические отказы, то «оптимального» профиля защищенности объектов можно было бы достичь последовательным выполнением следующего алгоритма:

а) оцениваются вероятности $\lambda^{[k]}(j)$ атаки каждого k -го объекта противником j -го уровня подготовленности;

б) рассчитывается медианное значение риска, обусловленного реализацией нападения

на k -й объект противником j -го уровня подготовленности при $i^{[k]}$ -м варианте реализации системы защиты объекта:

$$R[k; i^{[k]}] = \sum_{j=0}^J \left\{ \lambda^{[k]}(j) \cdot \frac{Q_{\min}^{[k]}(i^{[k]}, j) + Q_{\max}^{[k]}(i^{[k]}, j)}{2} \cdot \frac{X_{\min}^{[k]}(i^{[k]}, j) + X_{\max}^{[k]}(i^{[k]}, j)}{2} \right\}; \quad (11)$$

в) определяется величина предотвращенного риска на единицу вложенных в защиту средств:

$$\theta[k; i^{[k]}] = \frac{R[k; i^{[k]}]}{Y^{[k]}(i^{[k]})}; \quad (12)$$

г) для каждого k -го объекта выбирается максимальное из значений $\theta[k; i^{[k]}]$:

$$\theta[k; i^{*[k]}] = \max_{i^{[k]}} \{\theta[k; i^{[k]}\}, \quad (13)$$

т.е. при выбранном варианте $i^{*[k]}$ наблюдается максимальное снижение риска на единицу вложенных средств для k -го объекта;

д) составляется ранжированный перечень объектов, располагаемых по убыванию величины показателя $\theta[k; i^{*[k]}]$;

е) далее по списку объектов отсчитываются первые \tilde{K} объектов, суммарные затраты на защиту которых вкладываются в выделенные средства Y , тогда как на $(\tilde{K} + 1)$ -й объект ресурсов не хватает.

Суть процедуры предельно проста: нет смысла изыскивать средства на дополнительную защиту тех объектов, которым ничто не грозит (вероятности атак $\lambda^{[k]}(j)$ малы). Также нецелесообразно защищать дополнительно те объекты, временная потеря работоспособности которых практически не сказывается на величине суммарных потерь Группы «Газпром» (соответственно, малы $X_{\max}^{[k]}(i^{[k]}, j)$). И, наконец, дополнительная защита нецелесообразна на тех объектах, которые уже защищены настолько хорошо, что снижение потерь может быть достигнуто, но неадекватно большими средствами (т.е. малы значения $\theta[k; i^{*[k]}]$). Ключевым моментом приведенного алгоритма является составление ранжированного перечня объектов по критерию минимизации математического ожидания потерь на единицу средств, вложенных в их защиту (в их устойчивое функционирование).

В формуле (11) четко прослеживается необходимость сбора и оценки данных по трем компонентам: 1) потерям $X_{\min}^{[k]}(i, j)$, $X_{\max}^{[k]}(i, j)$, вызванным реализацией атак; 2) показателю «агрессивности преступной среды» $\lambda^{[k]}(j)$; 3) зависимости рисков от типов объектов k .

Вследствие того, что объекты Группы «Газпром» не являются автономными предприятиями, размеры потерь X должны отражать системный эффект (или социально-экономический мультиэффект), который существенно возрастает в зависимости от того, какие из потребителей продукции атакованного объекта пострадают из-за потери работоспособности предприятия. Общий вывод из сказанного: *следует рассматривать не средние, а верхние границы показателей ущербов* и дополнительно учитывать необходимость непрерывного функционирования объекта в связи с каскадным эффектом усиления последствий потери его работоспособности для других объектов ЕСГ и ТЭК в целом.

Классифицируем нарушителей по уровню подготовленности j ($j = 0, 1, \dots, J$). Нулевой уровень ($j = 0$) соответствует самому низкому уровню подготовленности. Максимальный уровень ($j = J$) соответствует сверхподготовленной диверсионной группе. Будем считать, что на реализацию атаки нарушителем j -го уровня потребуется Z_j единиц ресурсов. Естественно предположить, что чем выше уровень j , тем существенно больше требуется ресурсов Z_j (более серьезная атака требует от нарушителей принципиально больших затрат на ее подготовку: времени, квалифицированных кадров, изучения функционирования объектов и систем их охраны и т.п.).

Естественно также предположить, что суммарные ресурсы у преступного мира ограничены (боевики, снаряжение, вооружение), а значит, моделью интегрального профиля нарушителей будет являться кортеж количества (интенсивности) атак соответствующего уровня подготовленности $\vec{N} = \{N_0, N_1, \dots, N_J\}$ с учетом вышеуказанных ограничений:

$$\begin{cases} N_j \leq N_{j,\max} & (j = 0, \dots, J) \\ \sum_{j=0}^J (N_j Z_j) \leq Z, \end{cases} \quad (14)$$

где Z – суммарное количество средств, выделяемых преступностью на подготовку и реализацию атак на объекты.

Пусть также \tilde{Z} – наша оценка суммарного ресурса, имеющегося у сил, заинтересованных в нарушении безопасности объектов Группы «Газпром». Если $\tilde{Z} < Z$, то защищающаяся сторона недооценивает возможности противника, если $\tilde{Z} > Z$, то, напротив, имеет место переоценка его сил. Считаем, что на момент выбора атаки нарушитель имеет собственные представления о количестве ресурсов, выделяемых компанией на охрану своих объектов, т.е. у него имеются некоторые представления и о том, как мог измениться известный ему «нулевой вариант».

Нарушители обладают правом выбора целей и способны выбирать наборы объектов, которые будут ими атакованы. Пусть их выбор базируется на их собственной модели ожидаемого ущерба, т.е. в их распоряжении имеются по четыре матрицы $\tilde{Q}_{\min}^{[k]}(i, j)$, $\tilde{Q}_{\max}^{[k]}(i, j)$, $\tilde{X}_{\min}^{[k]}(i, j)$, $\tilde{X}_{\max}^{[k]}(i, j)$, аналогичные матрице (9), на каждый из объектов и свое представление о том, сколько ресурсов \tilde{Y} потрачено Группой «Газпром» на защиту всех объектов. Соответственно, если $\tilde{Y} < Y$, то противник недооценивает возможности защиты объектов, и если $\tilde{Y} > Y$, то он их переоценивает.

Очевидно, что оценки $\tilde{Q}_{\min}^{[k]}(i, j)$, $\tilde{Q}_{\max}^{[k]}(i, j)$, $\tilde{X}_{\min}^{[k]}(i, j)$, $\tilde{X}_{\max}^{[k]}(i, j)$ также могут быть противником как завышены, так и занижены, тем не менее в соответствии со своим правом выбора он определяет такой набор объектов для атаки и такие варианты подготовленности нарушителей для каждого объекта, при которых наносится максимальный ущерб.

Обозначим через $\delta^{[k]}(i, j)$ характеристическую функцию, которая означает, что против k -го объекта с ожидаемым уровнем защиты i ($i = 0, 1, \dots, I^{[k]}$) выбрана атака уровня j ($j = 0, 1, \dots, J$). Если для всех i ($i = 0, 1, \dots, I^{[k]}$) значения $\delta^{[k]}(i, j)$ равны нулю, то k -й объект не будет подвержен атаке уровня j . Если при всех j и всех i значения $\delta^{[k]}(i, j)$ равны нулю, то k -й объект при предполагаемом противником варианте целеполагания полностью выбывает из списка целей.

Если для некоторого \tilde{i} значение $\delta^{[k]}(\tilde{i}, j(\tilde{i}))$ равно единице, считаем, что объект k с уровнем защиты \tilde{i} выбран противником как цель для атаки уровнем подготовленности $j(\tilde{i})$.

Перечисленные свойства записываются системой равенств:

$$\begin{cases} \forall k \forall i \forall j \delta^{[k]}(i, j)(1 - \delta^{[k]}(i, j)) = 0 \\ \forall k \left(\sum_{i=0}^{I_k} \sum_{j=0}^J \delta^{[k]}(i, j) - 1 \right) \left(\sum_{i=0}^{I_k} \sum_{j=0}^J \delta^{[k]}(i, j) \right) = 0. \end{cases} \quad (15)$$

Учитывая, что

$$\forall j \sum_{i=0}^{I_k} \sum_k \delta^{[k]}(i, j) = N_j, \quad (16)$$

и дополняя эти уравнения системой ограничений, приведенной ранее, мы получаем возможность рассчитать суммарный ожидаемый ущерб, наносимый противником (т.е. риск):

$$\tilde{R} = \sum_k \sum_{i=0}^I \sum_{j=0}^J \left\{ \delta^{[k]}(i, j) \cdot \frac{Q_{\min}^{[k]}(i^{[k]}, j) + Q_{\max}^{[k]}(i^{[k]}, j)}{2} \cdot \frac{X_{\min}^{[k]}(i^{[k]}, j) + X_{\max}^{[k]}(i^{[k]}, j)}{2} \right\}. \quad (17)$$

Обозначим \tilde{R} как $\tilde{R}(\text{Var}_I, \text{Var}_J)$, подчеркивая, что \tilde{R} зависит как от варианта защиты объектов (Var_I), так и от варианта атаки (Var_J). Ищем максимум \tilde{R} для всех вариантов атак, удовлетворяющих ограничениям, при рассмотрении всех вариантов оснащения дополнительной защитой в качестве параметров:

$$\tilde{R}^*(\text{Var}_I) = \max_{\text{Var}_J} \{ \tilde{R}(\text{Var}_I, \text{Var}_J) \}. \quad (18)$$

Тем самым мы постулируем, что противник выбирает самый худший для защищаемой стороны (Группы «Газпром») вариант. При этом задача защиты сводится к ограничению множества выбора для противника: ищется такое усиление объектов Группы «Газпром», чтобы минимизировать $\tilde{R}^*(\text{Var}_I)$, т.е. решается задача поиска равновесного значения \tilde{R}^{**} :

$$\tilde{R}^{**} = \min_{\text{Var}_I} \{ \tilde{R}^*(\text{Var}_I) \}. \quad (19)$$

Предлагаемая постановка имеет типовой вид задач теории игр. Решением этой задачи является *равновесие по Нэшу* – седловая точка ($\text{Var}_I^*, \text{Var}_J^*$):

$$\tilde{R}^{**} = \tilde{R}(\text{Var}_I^*, \text{Var}_J^*). \quad (20)$$

В этой точке Группе «Газпром» невыгодно менять стратегию оснащения Var_I^* , поскольку вне этой стратегии у противника появляются возможности для нанесения более «чувствительных» ударов. При этом атакующей стороне тоже невыгодно менять свой план $\text{Var}_J^*(\text{Var}_I^*)$, так как любое изменение приводит к снижению суммарных ущербов, которые она стремится нанести объектам Группы «Газпром», а через них – ТЭК РФ и стране в целом.

Несмотря на то что предлагаемая задача теоретически имеет очень большую размерность и обладает большой комбинаторной сложностью, она вполне решаема вследствие монотонности используемых критериев и линейности систем ограничений. В рамках рассмотренной постановки, учитывающей комплексное воздействие потенциального противника, кардинально меняется понимание оценки эффективности систем защиты. Так, в силу ограниченности ресурсов, доступных преступному миру, естественно ожидать перемещения целеполагания с хорошо защищенных объектов (с малой ожидаемой результативностью атак) на менее защищенные (с большей результативностью, но при меньших разовых ущербах). Очевидно, что нерационально дополнительно защищать объекты, которые никто не атакует.

Ранее неоднократно подчеркивалось, что описанная процедура оперирует только оценками с обеих сторон. Из-за неустранимой неопределенности оценок в качестве решения задачи о выработке стратегии и тактики усиления защиты объектов Группы «Газпром» от возможных противоправных действий, включая террористические акты и атаки диверсионных групп, на первом этапе целесообразно «загрубить» игровую постановку. При «загрублении» должны «идеализироваться» возможности противника и ужесточаться характеристики вероятных потерь, например, путем перехода от медианных оценок рисков к максимальным. Решение задачи в данной постановке позволило бы на основе многокритериальной теории полезности разработать для Группы «Газпром» адаптивный алгоритм, устанавливающий порядок и принципы ранжирования объектов ЕСГ России по критерию системной значимости с учетом вида их деятельности, технологических особенностей, региона размещения и взаимосвязей с другими элементами системы.

Принципы составления полного набора данных для анализа и решения задачи управления безопасностью

Идеология оценок, анализа и управления рисками, собственно говоря, исходит из следующего образного определения: рискованное действие – это дело, затеянное наудачу в надежде на успех. В первую очередь, оно отражает наличие как минимум двух исходов – «успешного», на который надеются, и «неуспешного», при котором затеянное не свершается или свершается в меньшем масштабе. В тех редких случаях, когда имеются только два исхода, рискованная ситуация описывается «платежной матрицей» (таблица).

Недополученная выгода $X_0 - X_1$ называется, как правило, ущербом, а величина математического ожидания недополученной прибыли – риском R :

$$R = p_0(X_0 - X_0) + p_1(X_0 - X_1) = p_1(X_0 - X_1). \quad (21)$$

В случае когда возможна угроза реализации неуспешных исходов с различными ущербами, риск исчисляется по формуле

$$R = \sum_{n=1}^N p_n(X_0 - X_n). \quad (22)$$

Формула (22) корректно применима для текущей оценки рискованного действия только в тех случаях, когда это действие «обратимо», т.е. существует возможность повторить это действие достаточно большое число раз, для того чтобы обеспечить сходимость «по вероятности». При анализе СФУ такой ситуации не наблюдается. Во-первых, как правило, исследователям ничего не известно о возможности или невозможности появления «новых» сценариев с неуспешными исходами, кроме тех, что внесены в анализируемую платежную матрицу (см. таблицу). Поэтому, хотя и должно вы-

полняться классическое условие $p_0 + \sum_{n=1}^N p_n = 1$,

но величины p_n ($n = 0, \dots, N$) – это вероятности

не апостериорные, т.е. подсчитанные частоты (англ. probability), а априорные, т.е. возможности, или предполагаемые пропорции реализации исходов (англ. likelihood – правдоподобие). Во-вторых, приходится считать, что различных сценариев слишком много и каждый из них имеет пренебрежительно малую вероятность реализации. Собственно, возможен только один единственный сценарий – тот, который реализуется в реальности. Поэтому неуспешные исходы должны группироваться в классы. Первая процедура при разбиении исходов на классы осуществляется по признаку эквивалентности ущербов, что опять-таки неправильно с позиций классической теории вероятностей: величины оценок возможностей p_g ($g = 0, \dots, G$), где индекс g указывает на группу исходов, зависят от субъективного восприятия (значимости) ущерба. В результате анализируется распределение «псевдовероятностей» по шкале исследователя, а не по шкале «природы явления». В-третьих, часто решение о вступлении в рискованное действие реализуется лишь один раз, поэтому сомнительно использовать вероятностные имитационные инструменты анализа, типа метода Монте-Карло. В-четвертых, часто приходится решать задачу выбора рискованного действия из множества альтернативных вариантов, чтобы исключить риски неприемлемого уровня. Оценочная функция, соответствующая случаю недопущения ущерба ниже теоретически возможного, предполагает, что от действий, для которых существует хотя бы один сценарий \tilde{n} , при котором ущерб ($X_0 - X_{\tilde{n}}$) превышает заданный уровень, надо отказаться. Оценочная функция, соответствующая политике «крайней осторожности», строится на основе минимаксного критерия [39].

Для оценки угроз такой критерий, впрочем, трудно признать пригодным: редкие сценарии с большими ущербами отменили бы любую деятельность кроме «безнаказанной». Поэтому на практике приходится «сглаживать» ситуацию, что делается несколькими путями. *Первый*: оценивать ущербы и риски, занимая «уравновешенную» позицию. Предполагается, что на практике реализуются варианты между точками зрения крайнего оптимизма (только успех, а другого не может быть) и крайнего пессимизма (прикладываются максимальные усилия на предотвращение и/или смягчение ущербов от угрозы, но все равно реализуется

Платежная матрица

	Успешный исход	Неуспешный исход
Выгода (платеж за действие)	X_0	X_1
Мера возможности реализации	p_0	$p_1 = 1 - p_0$

наихудший из возможных сценариев реализации угрозы). *Второй*: угадать и корректировать пропорции, в которых ожидаются возможные реализации сценариев угроз (для этого необходимо «периодически» оценивать текущее состояние, тенденции изменения и прогнозируемые состояния угроз). Речь идет о построении адаптивной схемы корректировки платежных матриц (см. таблицу).

Различные источники информации имеют различную специфику воздействия на оценки рискованных действий. Так, например, «компетентные источники» могут уточнять текущее состояние – вплоть до внесения новых альтернатив реализаций угроз (столбцов платежных матриц). Но отслеживание динамики состояния угроз для них не является основным видом деятельности. Научно-технологические источники достаточно уверенно могут дать предельные характеристики прогнозируемых величин (скажем, даты промышленного освоения той или иной технологии). А вот оценки тенденций, оценки скоростей нарастания или ослабления угроз можно получать только путем анализа показателей внештатных и кризисных ситуаций. Экспертно-аналитическая система должна быть многофункциональной и многоуровневой, предназначенной как для фиксации и анализа каждого конкретного случая (события), так и для прогнозирования тенденций и формирования профилактических мероприятий, если таковые ожидаются. Ожидание тех ситуаций, которые требуют действий, типично для служб пожарной охраны, МЧС, скорой медицинской помощи. В случае же СФУ стационарного характера негативных событий нет «по определению», поэтому об этих угрозах система узнает из «компетентных источников», сообщающих о них в дополнение к своей основной деятельности, либо из СМИ, когда об угрозе говорят все, «кому не лень». Между «компетентными источниками» и общедоступными СМИ присутствует широкий спектр информационных источников типа материалов выставок и конференций, публикаций научных изданий и специалистов, местной прессы (заведомо более близкой к субъектам и объектам угроз) и т.п.

Все источники информации, таким образом, выстраиваются в некоторую двумерную шкалу. Первое измерение которой отражает комплиментарность источника информации: «свой», «приближенный», «нейтральный», «аффилированный с конкурентами»,

«недружественный». Второе измерение отражает уровень специализации (компетентности) источника информации. Например, к мнению специалиста (узкоспециализированного журнала) естественно относиться с большим доверием в его области, но с меньшим доверием в более широкой области, поскольку такой источник, «очевидно», будет переоценивать факты и результаты из своей области и принижать значимость фактов и результатов из смежных областей, рассматривая их в качестве конкурентов. Оценивая ту или иную информацию, поступающую от источника, на соответствие реальности (по ретроспективным данным), можно сформировать отношение к источнику как к некоторому инструменту измерений, типизации, распознавания той или иной ситуации.

Большое разнообразие альтернативных источников информации требует их сравнительного анализа и, по возможности, отбора и оптимизации задолго до принятия решения об их использовании в практической работе системы обеспечения безопасности. Для этого необходим ответ на ключевой вопрос, а именно: по каким критериям оценивать источники, чтобы обеспечить сравнимость результатов их использования? В качестве технических критериев качества источников можно использовать показатели полноты и точности [40, 41]. Коэффициент полноты некоторого метода классификации равен доле правильно классифицированных объектов класса *C* из тестирующей выборки в полном количестве объектов класса *C*, находящихся в ней. Коэффициент точности метода классификации равен доле правильно классифицированных объектов класса *C* из тестирующей выборки в полном количестве объектов этой выборки, которые были классифицированы как принадлежащие классу *C*. Коэффициент полноты связан с ошибками первого рода – неправильной классификацией объектов, принадлежащих классу *C*. Коэффициент точности коррелируется с ошибками второго рода – классификациями ложных объектов как принадлежащих классу *C*. Хороший метод классификации должен допускать меньше ошибок, т.е. иметь большие значения коэффициентов точности и полноты. Однако 100%-ный результат достигается лишь на специально подготовленных «эталонных» массивах данных. На практике же редко наблюдается одновременное превышение этими коэффициентами 70 % [40, 42].

Повышение надежности оценок для формирования обучающих выборок требует наличия объясняющих компонент, что вытекает из аналитического характера деятельности. Окончательную оценку качества источников требуется проводить по «конечному результату». В качестве интегральных критериев доверия к источнику информации можно рекомендовать использовать среднее время наработки критического количества ошибок источника и среднее время наработки критического соотношения ошибок первого и второго рода, совершенных на базе данных источника.

Рациональное размещение защитных ресурсов

После того как выделена группа критически важных объектов, возникает задача распределения ресурсов, имеющихся у собственника системы, для рациональной защиты этих объектов. В качестве критерия эффективности текущих мероприятий по повышению защищенности используется отношение размера ущерба для собственника и страны в целом, предотвращаемого планируемыми мероприятиями по оснащению объектов комплексами защиты, к затратам на реализацию этих мероприятий. Индекс эффективности для экономически обоснованных мероприятий должен быть больше единицы.

Средства на защиту объектов, имеющиеся в распоряжении ЛПР, как правило, ограничены, следовательно, возникает задача рационального распределения этих средств. Возможны две постановки задачи [43]. *Прямая*: разместить оптимальным образом имеющиеся ресурсы, чтобы гарантировать максимально возможный уровень безопасности защищаемого объекта. *Обратная*: разместить оптимальным образом имеющиеся ресурсы, чтобы гарантировать требуемый (желаемый) уровень безопасности

защищаемого объекта при минимально возможном использовании имеющихся ресурсов.

Защитные меры условно делят на три относительно независимых уровня, функционирование которых можно схематично представить в виде трехуровневого «сита» (уровни объекта, региона, государства), причем чем ниже уровень, тем выше его «разрешающая способность» [43, 44]. Достаточно адекватно математически описать подобный процесс может так называемая «ветвящаяся система» [43] (рис. 3). Если для каждого объекта нижнего уровня ветвящейся системы выбран индивидуальный показатель эффективности (или же обратной величины – ущерба), то полная эффективность системы может быть найдена как сумма этих индивидуальных показателей [44]. Это следствие одной из основных теорем теории вероятностей: математическое ожидание суммы случайных величин равно сумме математических ожиданий этих случайных величин независимо от того, зависимы они или нет. Предложенный подход может быть использован как при планировании мероприятий по улучшению защиты объектов от ПД, оценки эффективности этой защиты, так и для оптимального (рационального) распределения затрат на защиту групп объектов.

Методики оценки экономической эффективности инвестиционных проектов широко известны [45], однако их применение к решаемой задаче осложняется необходимостью определения «выгод» от повышения защищенности объектов. С увеличением числа объектов в системе трудности возрастают.

Разработана методика оценки экономической эффективности целевых мероприятий по повышению защищенности от противоправных действий в социально-экономических системах с большим числом объектов, к которым относится и Группа «Газпром», владеющая

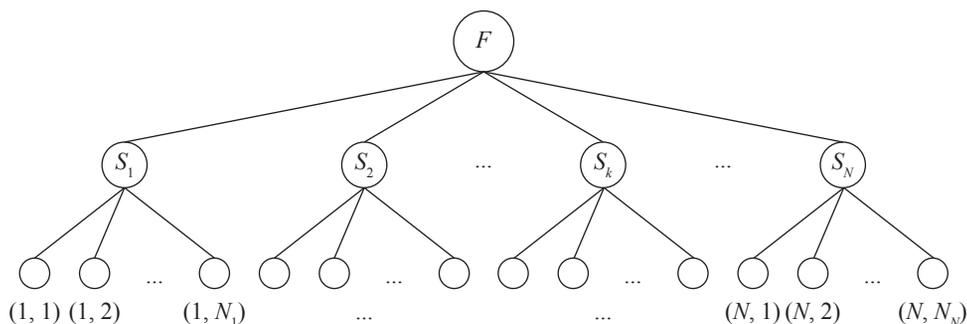


Рис. 3. Пример ветвящейся системы

более чем 30 тыс. объектов, подлежащих охране [46]. В общем случае прогноз экономической эффективности затрат на реализацию мероприятий в рамках целевой программы может быть дан по исходным данным двух видов: временному ряду наблюдений за рассматриваемой социально-экономической системой (корпорацией) и пространственному ряду наблюдений за аналогичными системами. Однако достаточно продолжительного (десятилетия) ряда наблюдений за результативностью затрат на оснащение объектов ИТСО в рамках Группы «Газпром» нет, так как с течением времени изменяются криминально-террористические угрозы, требования к СФЗ (модели нарушителя), сами ИТСО, их стоимость и другие факторы.

В целях прогноза предложено [47] воспользоваться пространственным рядом наблюдений за результативностью затрат по оснащению объектов ИТСО, образованному соответствующими данными о структурных подразделениях корпорации – ее дочерних обществах и организациях. Такой подход может быть эффективен, например:

1) при проверке экономической обоснованности программы. Затраты на оснащение объектов ИТСО с точки зрения экономических интересов рассматриваемой системы являются обоснованными, если «выгоды» Δw превышают «затраты» c (в этом случае для владельцев корпорации (государства) доходность от реализации целевой программы, понимаемая в широком смысле, превысит доходность от альтернативных инвестиций с равным уровнем риска; стоимость корпорации в данном случае не вырастет, но возрастет национальное богатство страны);

2) оптимизации состава программных мероприятий (с этой целью обычно рекомендуют разрабатывать различные варианты целевой программы $i \in I$, где I – множество возможных вариантов (как правило, не менее трех)).

Н.Н. Радаевым с соавторами [11] сделан вывод о том, что обоснование экономической эффективности целевых мероприятий по повышению инженерно-технической защищенности объектов корпорации с государственным участием, превышающим 50 % акций, имеет особенности по отношению к инвестиционным проектам, целью которых являются получение прибыли и рост стоимости компании. Для больших совокупностей объектов КВИ должна осуществляться макрооценка эффективности

целевых мероприятий. При этом «выгоды» от проводимых мероприятий состоят в предотвращении возможного ущерба для Группы «Газпром» в результате достигнутого повышения защищенности объектов.

Объекты, разрушение и/или прекращение функционирования которых приводит к наибольшему ущербу для заинтересованного субъекта, относятся к КВИ [11, 43, 48]. Решения о повышении защищенности КВИ принимаются на основе общих принципов принятия решений в условиях неопределенности и риска: нормирования, обоснования, оптимизации. Однако принятие рациональных решений заинтересованным субъектом затруднено большим числом объектов, значительным количеством влияющих на принимаемое решение случайных (так называемых рискообразующих) факторов и значительными затратами на обеспечение защищенности объектов. Поэтому корректная процедура принятия решений о повышении защищенности объектов должна быть в значительной степени формализована. Первым шагом в этом направлении является выработка концепции, позволяющей заинтересованному субъекту обосновать рациональные решения о повышении защищенности своих объектов от ПД. Для некоторой совокупности объектов общий объем средств на их защиту («затраты») должен быть адекватен существующей угрозе и определяется с учетом непревышения ими размера предотвращенного благодаря предпринимаемым мерам возможного ущерба (риска). Эти средства необходимо рационально распределить между объектами. Вначале целесообразно защитить объекты КВИ, причем из указанных объектов выделить те, которые требуют первоочередной защиты. Поскольку с повышением защищенности объектов эффективность затрат на их защиту снижается, целесообразно вначале защищать наиболее уязвимые объекты. В основу концепции защиты объектов может быть положен принцип равного риска от их разрушения (прекращения функционирования) для рассматриваемого субъекта [46].

В качестве рискообразующих факторов целесообразно использовать [11, 43]: террористическую опасность территории, террористические угрозы для размещенных на рассматриваемой территории объектов, уязвимость (или защищенность) объектов по отношению к террористическим действиям, последствия

разрушения (прекращения функционирования) объекта для рассматриваемого субъекта и восприятие террористического риска населением рассматриваемой территории. Показатели, учитывающие эти факторы, являются условными, а комплексный показатель, который можно интерпретировать как вероятность сложного события, определяется произведением показателей по частным событиям.

Особое значение необходимо придавать оценке неопределенностей при задании каждой из названных величин, так как ЛПР должно иметь однозначную информацию о том, какие материальные, финансовые, социальные и экологические потери могут быть понесены в результате реализации неверно принятого решения. Стоит обратить внимание, например, на методику [43], основанную на алгоритме ранжирования мероприятий защиты по экономической эффективности с использованием оптимизационного метода наискорейшего спуска, который позволяет решить обе задачи, обозначенные в начале раздела (прямую и обратную). Различные объекты имеют разные приоритеты защиты (например, атака на газопроводные системы может привести к огромным потерям человеческих жизней; уничтожение компрессорной станции – породить серьезные коммуникационные проблемы и на значительное время прервать нормальное функционирование газотранспортной системы), причем предполагается, что эксперты по безопасности способны оценить стоимость тех или иных защитных мероприятий, величину возможного ущерба в случае совершения враждебной акции, т.е. приоритеты, или веса, защищаемых объектов (например, через описанную ранее процедуру оценки системной значимости).

Эксперты оценивают коэффициенты «важности» объектов и влияние затрат на повышение защищенности объектов, а также степень защищенности объектов без специальных мероприятий. В качестве коэффициента «важности» возможно использовать значение показателя системной значимости (см. ранее). Ранжирование объектов осуществляется с помощью вычисления относительных приращений защищенности на единицу затрат:

$$\gamma_i^s = a_i \frac{P_i^s - P_i^{s-1}}{C_i^s - C_i^{s-1}}, \quad (23)$$

где a_i – коэффициент «важности» i -го объекта; P_i^s – уровень защищенности на шаге s процесса

повышения защищенности i -го объекта; C_i^s – затраты, связанные с достижением уровня защищенности на шаге s . Такой подход позволяет достигнуть максимального отношения предотвращаемого ущерба к затратам на реализацию мероприятий. Названное отношение выбирается в качестве критерия эффективности мероприятий по повышению защищенности, который может быть использован при планировании мероприятий по повышению уровня защищенности объектов от враждебных действий, оценки эффективности этой защиты, а также для рационального распределения затрат на защиту групп объектов.

Анализ показывает, что предлагаемая модель оптимального распределения ресурсов, предназначенных для защиты объектов КВИ от возможных атак террористов, работает достаточно устойчиво [47].

Построение иерархической структуры системы управления безопасностью

Во многих организациях управление строится по иерархическому принципу. В иерархической системе управления любая подсистема некоторого уровня подчинена подсистеме более высокого уровня, в состав которой она входит и которой управляется. Система управления делится на подсистемы, пока полученная подсистема не перестанет выполнять функции управления, т.е. подсистемой низшего уровня станет подсистема, которая осуществляет непосредственное управление конкретными орудиями труда, механизмами, устройствами или технологическими процессами. Система управления более высокого уровня осуществляет управление технологическими процессами через подсистемы более низких (промежуточных) уровней.

Система управления предприятием также, как правило, имеет многоуровневую структуру. От подсистем, расположенных на более высоком уровне, идет поток управляющей информации к подсистемам, расположенным на более низком уровне, в то же время подсистемы более низкого уровня посылают информацию о текущем состоянии объекта управления подсистемам более высокого уровня. Преимущество иерархической структуры управления предприятием заключается в том, что решение задач управления основывается на базе локальных решений, принимаемых на соответствующих уровнях иерархии управления.

Нижний уровень управления является источником информации для принятия управленческих решений на более высоком уровне. С повышением уровня поток информации от уровня к уровню по количеству информации уменьшается, но при этом увеличивается смысловое (семантическое) содержание информации.

Все решения, принимаемые для управления производством, делятся на регламентные и случайные. К регламентным решениям относятся решения, которые принимаются регулярно с определенной периодичностью, поэтому большая часть процедур, связанных с выполнением этих решений, поддается автоматизации. Случайные решения принимаются в результате непредвиденных обстоятельств и поэтому не поддаются надежному информационному обслуживанию.

В крупных производственных объединениях для руководителей верхнего уровня управления создаются специализированные системы контроля исполнения директивных вышестоящих и собственных решений (индикативные системы). Это позволяет руководителям сосредоточить свое внимание на стратегических вопросах, исполнении перспективных задач и долгосрочных плановых работах за счет повышения скорости получения стратегической информации, широты и глубины анализа на основе информационной группировки сведений.

Таким образом, для организации эффективной системы управления безопасностью в Группе «Газпром» необходимы интеграция научно-технических результатов и информационных ресурсов и разработка методики комплексного анализа устойчивости функционирования и методических основ комплексной системы управления рисками компании. Внедрение подобной системы повысит обоснованность решений не только в области прогнозирования угроз возникновения внештатных и кризисных ситуаций различных типов и масштабов, но и в области решения задач оценки эффективности вложений в направления обеспечения безопасности и устойчивого функционирования ЕСГ. Комплексный анализ взаимосвязанных рисков отрасли и ТЭК в целом позволит обосновать необходимые и достаточные уровни безопасности опасных объектов и производств исходя из их важности для решения широкого спектра задач управления.

В настоящее время существует ряд подходов к оценке кризисной (предкризисной) ситуации на некотором объекте (системе), которые с системной точки зрения базируются на решении задач классификации состояний исследуемого частично управляемого динамического объекта (системы) в условиях риска и неопределенности или, другими словами, на оценке последствий прогнозируемых сценариев развития текущего состояния в последующие. Для адекватной оценки текущего состояния системы необходимо иметь:

- полную систему индикаторов состояния системы и внешней (конкурентной) среды (описание позиции);
- генератор конечного обозримого количества возможных сценариев развития системы (ходы «своих фигур», «нейтральные» ходы «природы» и антагонистические ходы «фигур противника»);
- функцию оценки состояния (выигрыш – улучшение позиции – ухудшение позиции – проигрыш).

При этом, не дожидаясь наступления «проигрыша» (при ухудшении оценки текущего состояния или же когда конкуренты предпринимают нерассмотренные ранее ходы), необходимо искать новые сценарии развития, поскольку все рассмотренные ранее варианты приводят к проигрышу или вероятности благоприятных последствий чрезвычайно мала. Вследствие того что в развитии любой системы присутствуют активные противники (конкуренты), частично управляемые внутренние факторы (техногенная и антропогенная аварийность) или неуправляемые факторы (природные бедствия и катастрофы), все сценарии носят вероятностный характер. Поэтому даже при плавном изменении состояния системы (когда невозможно получить крупный проигрыш за короткое время) необходимо учитывать фактор накопления случайностей и разрабатывать индикаторы-предвестники оценки близости исследуемой системы к границам потери устойчивости развития.

С позиций системологии потеря устойчивости развития системы проявляется на нескольких иерархически связанных уровнях, каждый из которых требует отдельного обстоятельного анализа. *Первый уровень* – уровень «прочности» (сложная конструкция должна состоять из устойчивых элементов) – связан с устареванием оборудования, отставанием квалификации персонала от скорости развития

современных технологий и исчерпанием ресурсов, на базе которых работает система. *Второй уровень* – уровень «надежности» (сохранение работоспособности целого в условиях отказа части элементов) – обеспечивается главным образом дублированием элементов, узлов, подсистем. *Третий уровень* – уровень «живучести» – связан со способностью системы активно противодействовать внешним угрозам. *Четвертый уровень* – уровень «самоорганизации» – проявляется в адаптивных свойствах системы по следующим «подуровням»:

1) «гомеостазису» – поддержанию «в норме» целостности системы и ее жизненно важных функций;

2) «обучению, тренингу» – выработке новых методов функционирования для обеспечения способности решать более сложные задачи в будущем;

3) «преадаптации» (предвидению, интеллекту) – подготовке «впрок» оптимизированных планов, механизмов и ресурсов для разрешения кризисных и предкризисных ситуаций, которые не произошли, но возможны в будущем;

4) «перерождению» – формированию в недрах старой системы «новой» системы, функционирующей по «новым» правилам, в которых старая система существовать не сможет.

Кроме того, как уже упоминалось, ситуационное управление принципиально базируется на том факте, что значительная часть информации представлена в виде текстовых сообщений СМИ и имеет внеплановый непрогнозируемый характер. Поскольку такая информация уникальна и изменчива во времени, аналитические структуры компании зачастую не способны оценить ее достоверность, новизну и полезность. Нередко вследствие этого информация переходит в разряд СФУ, которым свойственны неопределенность и динамичность исходных данных и знаний. Для СФУ характерны:

- большое количество информации символической природы;
- отсутствие математической постановки задачи и формального алгоритмического решения (а если они и существуют, то пространство поиска решения очень велико и найти его за допустимое время и с имеющимися ресурсами практически невозможно);
- потребность для решения задач в эвристиках – утверждениях, основанных на экспериментальных данных, интуиции (цель применения эвристик – путем исключения заранее

непригодных решений найти более рациональное решение, а не точное математическое).

Несмотря на рост в последнее время доли СФУ (появление новых информационных, социальных и инженерных технологий, террористические и военные риски, вопросы изменения ценовой политики, миграционные процессы и т.п.), неизбежно отражающемся в том числе и на комплексной безопасности Группы «Газпром», оценке и анализу этих угроз уделяется недостаточно внимания. Вместе с тем накапливается опыт создания систем пополнения знаний, появляются модели, позволяющие отличить просто информационный шум от информационной атаки или информационного обозначения поступающих событий. В частности, меняются лексика и частотный характер сообщений до «критических» событий и после. Информация имеет, как правило, многоаспектный характер, существуют так называемые «классификаторы проблем». Тем самым кроме навыков идентификации угроз накапливаются и систематизируются знания относительно того, какая проблема «цепляет» другие проблемы в соответствии некоторыми сценариями. Таким образом, только комплексный анализ взаимосвязанных рисков для отрасли и ТЭК в целом может дать обоснование необходимых и достаточных уровней безопасности опасных объектов КВИ исходя из их важности для решения широкого спектра задач управления.

Следует также отметить, что в современной практике экономико-математического анализа наблюдается «засилье» методов, порожденных успешным решением тех или иных физико-технических задач. Вместе с тем тезис «классической науки» о беспристрастности законов природы (безусловной воспроизводимости их в жизни) не выдерживает критики. Практические решения часто носят разовый, неповторяемый характер.

При этом исследование большинства явлений, происходящих в реальном мире, вызвано именно необходимостью активного сознательного («пристрастного») изменения познающим субъектом объектов познания, в частности необходимостью конструирования таких объектов, которых не было ранее. При этом *надо уметь прогнозировать деятельность и вытекающий из нее результат с учетом того, что «другие не спят»*, т.е. работать в условиях конкуренции в постоянном поиске оптимальных (приемлемых) решений.

В этом аспекте уместна методологическая проработка вопроса, что значит оптимально? Содержательные представления об оптимальности в условиях конфликтов (т.е. в условиях различия интересов) возникли и развиваются достаточно давно. Во многих исследованиях представление о конфликте и оптимальности в условиях конфликтов является ведущим в том смысле, что отказ от их рассмотрения делает беспредметным все исследование. Достаточно сослаться на такие явления, как боевые конфликты, политическая борьба, конкуренция в экономике и т.п.

Наличие конкуренции в корне меняет существо прогнозных оценок, в том числе и прогнозных оценок достижений тех или иных направлений бизнеса. Например, модели на основе системы уравнений Лотки – Вольтёрры, предназначенной для изучения явления «конвергентной эволюции» (отбора наиболее перспективных направлений развития), используются для прогнозирования перспектив относительно однородных технологий, конкурирующих между собой (например, вследствие принадлежности различным собственникам), но имеющих и «общего врага». В частности, для газовой промышленности таковыми являются ядерная энергетика, возможно, другие альтернативные виды энергетике, химическое производство материалов, замещающих газ, и т.д. Например, последний доклад Римского клуба предвещает «закат» газовой и нефтяной эры уже к 2030 г. [49].

Как показывает даже сильно упрощенная аналитическая модель, построенная на упомянутых уравнениях Лотки – Вольтёрры, «технический анализ» экономических данных посредством различных моделей регрессии не всегда корректен. По крайней мере, в условиях, когда доминирующим обстоятельством является не динамика предыдущей успешности, а факторы, определяющие конкурентоспособность старых (проверенных) технологий на фоне развивающихся новых технологий (и «своих», и «чужих») в условиях их борьбы за одного и того же потребителя с ограниченными возможностями, необходимы методы анализа конкурентных систем. Заметим, что вычисление параметров, описывающих уровни конкуренции, требует помимо использования стратегического «коридорного» прогноза создания системы мониторинга СФУ устойчивому функционированию и развитию Группы «Газпром».

Очевидно, что разработка индикаторов предкризисных ситуаций – сложнейшая многоуровневая задача, не укладывающаяся в единую универсальную схему, поэтому дальнейшее развитие системы стандартизации и методологического обеспечения управления безопасностью в Группе «Газпром» предполагает рассмотрение ряда направлений дополнительных исследований по разработке индикаторов предкризисных ситуаций, которые должны вестись в «частных» исследовательских парадигмах с использованием различных теоретических подходов и моделей. Перечислим их кратко.

Информационно-логический подход.

В данном случае сущность «критической ситуации C » описывается логической функцией ИЛИ объединения возможных частных «эталонных» реализаций C :

$$C = \bigcup_n C^{[n]}. \quad (24)$$

Каждая реализация $C^{[n]}$ критической ситуации C описывается некоторым достаточно большим подмножеством информационно-логических признаков (подобным ключевым словам в тексте). В общем случае эти описания неоднозначны, возможны «синонимы», пропуски «подразумеваемых» признаков и т.п. Как правило, признаки разделяются на три категории: индикаторы состояния самой исследуемой системы X , индикаторы «нейтральной» внешней (природной) среды p и индикаторы деятельности потенциального противника («конкурента») Y :

$$C^{[n]} = F^{[n]} \{ X^{[n,1]}, \dots, X^{[n,K(n)]}, p^{[n,1]}, \dots, p^{[n,L(n)]}, Y^{[n,1]}, \dots, Y^{[n,M(n)]} \}. \quad (25)$$

Предкризисная ситуация (угроза критической ситуации) диагностируется как неполный набор индикаторов, близкий к одному или нескольким «эталонным» наборам аргументов функции $F^{[n]}$. При этом предполагается, что решающая система способна оценивать вероятности перерастания угроз в реальные критические ситуации. Здесь нужны модели природных явлений и модели поведения конкурентов в ответ на реализацию тех или иных управляющих решений.

Подобный подход развивается теориями конфликтующих структур, эвристик в многошаговых позиционных играх [50], принятия решений [51], а также в ряде областей применения

искусственного интеллекта (например, для построения медицинских диагностических систем и других систем распознавания образов). В любом случае при этом подходе реализуются некоторая автоматизация формирования гипотез [52] и некоторые механизмы «размывания» образа «эталона». Описания моделей сценариев предкризисных ситуаций оформляются в форме деревьев (сетей) событий (отказов), иллюстрирующих логику развертки сценариев [51]. Синонимия (конкуренция или замещение рисков) моделируется в виде вложенных друг в друга функций сверток информационных признаков $F^{[n]}$, начиная со сверток первичных признаков в более крупные агрегативные признаки [53]. При большом количестве первичных признаков зачастую используется иерархическое устройство словарей признаков. Описание деревьев событий – прерогатива экспертов, однако в последнее время проявляется устойчивый интерес к описанию сложных слабо формализуемых решений экспертов с помощью «генетических» алгоритмов и других эвристических методов, сочетающих поиск наилучшего описания сложной системы (предкризисной ситуации в ней) и ограниченную логику эволюционного отбора [54].

Энергетический (балансовый) подход.

В деятельности любой компании прослеживаются три компонента: ресурсная, научно-технологическая (производственная) и внешнеэкономическая (рыночная). Исходя из этих представлений количество проданного товара T может быть оценено согласно следующей формуле:

$$T = EK_{\text{нд}} K_{\text{план}}, \quad (26)$$

где E – энергия, необходимая для производства товара; $K_{\text{нд}}$ ($0 \leq K_{\text{нд}} \leq 1$) – коэффициент полезного действия, отражающий эффективность производства товара (научно-технологический уровень производителя); $K_{\text{план}}$ – коэффициент качества плана. Меньший единицы $K_{\text{план}}$ указывает на то, что продукт произведен, но оказался невостребованным (или проданным по меньшей цене), например, из-за действий конкурентов на рынке (появление альтернативных источников энергии) или внешнеполитических (внешнеэкономических) обстоятельств (риски неплатежей, перенос энергоемких, загрязняющих окружающую среду производств в страны третьего мира и др.). Этот подход позволяет

разрабатывать индикаторы угроз критических ситуаций на языке вероятностей срыва потока мощности производства товаров. Особое место при этом уделяется выявлению «узких мест», определяющих предельные скорости потоков товаров (принцип Гаузе, «узкое горло» Пауэрла и др.). Показатели таких «узких мест» используются при анализе продуктивности самовоспроизводящихся систем с учетом «внутривидовой» и «межвидовой» конкуренции [55].

Балансовый подход (программно-целевое планирование). Методами сетевого (календарного) планирования можно рассчитать зависимости вероятностей выполнения тех или иных работ от объемов выделенных ресурсов R и выделенного времени T . По физическим причинам существуют минимальные значения времени и ресурсов – T_{min} и R_{min} соответственно, ниже которых работа невыполнима в принципе. Поэтому для более вероятного выполнения работ создаются «резервы» времени и ресурсов, и с учетом этих резервов предполагается соблюдение графика исчерпания времени и ресурсов в зависимости от оставшегося объема работ. Анализируя динамику расхода времени и средств уместно в качестве индикаторов использовать данные, свидетельствующие о приближении показателей исполнения работ, не лежащих на «критических» путях в сетевых графиках, к показателям критических работ. Угроза образования большого количества новых критических путей по ресурсам и/или времени может служить индикатором предкризисной ситуации. Такой подход предполагает усложняющуюся детализацию описания динамики системы в парадигме адаптивного управления: анализируются уровни отклонения от выбранного планового графика деятельности изучаемой системы так, как будто только внешние факторы (природа, конкуренция) выбивают систему из устойчивого равновесия и надо измерить вероятность выхода за некоторый барьер устойчивости. Вместе с тем возможны ситуации, в которых удержать равновесие невозможно или нецелесообразно и требуется перестройка структуры системы – поиск «жизни по-новому».

Индикация состояния системы на основе моделей группового поведения элементов систем. В последнее время для предсказания поведения экономических систем часто используются «полевые» модели на основе уравнений Ланжевена и Фоккера – Планка. Эти

уравнения описывают динамику элементов системы как некоторый «рой частиц», на который действуют два типа факторов: факторы дрейфа, смещающие «центр тяжести» под действием внешней силы, и диффузионные факторы, отражающие уровни свободы перемещения частиц внутри роя. В моделях разрабатываются индикаторы разрушения целостности «роя» или его вырождения. Модельные индикаторы носят оценочный характер, поскольку опираются главным образом на справедливость законов больших чисел (теорию больших отклонений при случайных блужданиях). Отмечается близкая связь «полевых» моделей с прикладной теорией катастроф [56], в частности, показывается близость таких индикаторов, как «учащение больших отклонений – сокращение времени выхода контролируемых показателей из «коридоров»», замедление «скорости релаксации системы к равновесным состояниям», «вырождение матрицы устойчивости Гессе».

Индикация состояния системы на основе измерения корреляционных связей в динамике показателей элементов системы. В этих постановках основанием для классификации критической ситуации является изменение устойчивых (например, корреляционных, причинно-следственных, ассоциативных, информационных) связей между элементами системы. Для анализа взаимосвязанного экономического поведения крупных подсистем (дочерних предприятий) представляют интерес разработки в области анализа гендерных (семейных) отношений, а также математической теории комплиментарности этносов Гумилева [57].

Индикация состояния системы на основе моделей «серого ящика» (нейронные сети). Нейросетевая классификация состояний сложной системы основана на выявлении информационных признаков и связей между ними, соответствующих наиболее часто встречающимся конструкциям критических ситуаций. Получение решающих правил осуществляется посредством «обучения на примерах». Поскольку законы распределения критических ситуаций неизвестны, требуется большое количество параметров для их описания и примеров, поэтому при решении задач классификации «критическая ситуация – некритическая ситуация» используются те или иные методы упрощения. Для моделирования стохастических процессов наиболее эффективны следующие нейросетевые решения: вероятностные

нейронные сети [58], самоорганизующиеся карты Кохонена [59] и динамически подстраиваемые под изменяемую статистику алгоритмы, описывающие координаты «эталонных» критических ситуаций в виде растущего «нейронного газа», распространяющегося по пространству описания примеров [60].

Таким образом, основой современных систем мониторинга угроз и рисков безопасности должна стать концепция управления рисками, суть которой заключается в формировании механизмов, методов и инструментов, с помощью которых возможно не только выполнить оценку рисков и угроз, но и прогнозировать их появление и развитие в будущем. При этом во главу угла ставится реализация эффективных предупредительных мероприятий с целью снижения аварийности и недопущения внештатных ситуаций, чему в большой степени может способствовать внедрение риск-ориентированного подхода к управлению безопасностью объектов КВИ. Разработку и внедрение подсистемы прогноза состояния безопасности объектов КВИ, основанной на расчете количественных и качественных показателей рисков и индикаторов угроз, целесообразно проводить с применением методологии так называемых систем раннего оповещения. Особое внимание необходимо уделить влиянию факторов риска на систему сбалансированных показателей безопасности и рисков, поскольку прогнозирование по единичным показателям не дает целостной картины тенденций развития и состояния системы.

В общем случае риск-ориентированный подход охватывает как вероятностные методы моделирования аварийных процессов и событий, так и детерминистские методы. Применению вероятностных и детерминированных оценок уделяется значительное внимание в исследованиях, посвященных повышению безопасности и совершенствованию эксплуатационных процедур. Однако опыт использования в атомной промышленности существенно вероятностного анализа безопасности (по сути, однокритериального инструмента) показал, что этот подход охватывает не все необходимые аспекты обеспечения безопасности. Риск в области безопасности объектов критической инфраструктуры следует рассматривать как многокомпонентный вектор, набор параметров которого может меняться. Реальная

оценка уровня безопасности на основе риск-ориентированного подхода невозможна без достаточно информативной базы относительно количественных и качественных характеристик факторов рисков, с одной стороны, и, с другой стороны, данных о состоянии объектов и технологического процессов на них, которые испытывают влияние этих факторов риска. Оценка риска всегда имеет целью определение его количественных показателей, что дает возможность использования ее не только для оценки состояния промышленной безопасности, но и для обоснования экономической эффективности мероприятий, экономических расчетов необходимого возмещения или компенсаций потерянного здоровья рабочим и окружающей среде, когда рассматривается вопрос соотношения затрат и пользы. Слепая реализация существующих подходов к наблюдению и анализу приведет к ситуации, когда текущее состояние безопасности объектов будет характеризоваться несколькими сотнями показателей «светофорного» типа. На этапе решения задачи оценки рисков необходимо установить

связи анализируемых показателей безопасности с показателями высокого уровня (например, стратегическими целевыми показателями) и определить степень их влияния на достижение целевых значений этих показателей.

Контроль объекта мониторинга должен быть организован таким образом, чтобы можно было вовремя провести управленческие решения, если состояние объекта приближается к опасной зоне. Данная задача распадается на ряд подзадач, так как в вертикально интегрированных компаниях есть несколько центров принятия решений на разных уровнях управления. Перспективными при решении данной задачи могут оказаться методы оценки надежности достижения целевых показателей и методы группового анализа (последние более предпочтительны, так как позволяют строить траектории изменения показателей без учета «диффузионных» составляющих и, как следствие, могут служить базовым элементом для наращивания совокупностей, показателей и индикаторов в будущей разветвленной системе мониторинга).

Список литературы

1. Critical infrastructure security. Assessment, prevention, detection, response / под ред. F. Flammini. – 1-е изд. – Саутгемптон, Великобритания: WIT Press, 2012. – Т. 54. – 326 с. – (WIT Transactions on state-of-the-art in science and engineering).
2. Dudenhoeffer D.D. CIMS: a framework for infrastructure interdependency modeling and analysis / D.D. Dudenhoeffer, M.R. Permann, M. Manic // Proc. of the 2006 Winter Simulation Conference / под ред. L.F. Perronc, F.P. Wieland, J. Liu и др. – NJ, Piscataway: Institute of electrical and electronics engineers, 2006. – С. 478–485.
3. Рябинин И.А. Надежность и безопасность структурно-сложных систем / И.А. Рябинин. – СПб.: Политехника, 2000. – 248 с.
4. Токалин В.Н. Комментарии к переводу книги Станфорда Л. Оптнера «Системный анализ для решения деловых и промышленных проблем [Электронный ресурс]» / В.Н. Токалин // Бизнес и экономика. – 116 с. – <http://www.vixri.ru/?p=754>
5. Taleb, N.N. Antifragile: Things that gain from disorder. Кн. 3: A nonpredictive view of the world / N.N. Taleb. – Нью-Йорк: Random House Trade Paperbacks, 2014. – 544 с.
6. Шнайер Б. Прикладная криптография. Протоколы, алгоритмы, исходные тексты на языке Си / Б. Шнайер; пер. с англ. – М.: Триумф, 2002. – 816 с.
7. Левин В.И. Структурно-логические методы исследования сложных систем / В.И. Левин. – М.: Наука, 1987. – 304 с.
8. Чигарев А.В. Введение в мехатронику: учеб. пособие / А.В. Чигарев, К. Циммерман, В.А. Чигарев. – Минск: БНТУ, 2013. – 388 с.
9. Романовский Ю.М. Математическое моделирование в биофизике / Ю.М. Романовский, Н.В. Степанова, Д.С. Чернавский. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 402 с.
10. Yastrebenetsky M. Fukushima lessons for safety of critical control systems / M. Yastrebenetsky, A. Klevtsov, Y. Rozen et al. // Reliability: Theory & Applications. – 2017. – Т. 12. – № 1 (44). – С. 12–17. – http://www.gnedenko-forum.org/Journal/2017/012017/RTA_1_2017-02.pdf
11. Радаев Н.Н. Методические аспекты задания требований, оценки и обеспечения защищенности объектов газовой отрасли от противоправных действий / Н.Н. Радаев, В.В. Лесных, А.В. Бочков. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009. – 164 с.

12. Biringер В. Critical infrastructure system security and resiliency / В. Biringер, Е. Vugrin, D. Warren. – Флорида, Бока Ратон: CRC Press, 2013. – 229 p.
13. Радаев Н.Н. Оценка террористической угрозы для объекта / Н.Н. Радаев, А.В. Бочков // Труды международной научной школы «Моделирование и анализ безопасности и риска в сложных системах» (МАБР-2007), Санкт-Петербург, 4–8 сентября 2007 г. – СПб.: Институт проблем машиноведения РАН, 2007.
14. Бочков А.В. Категорирование критически важных объектов по уязвимости к возможным противоправным действиям. Экспертный подход / А.В. Бочков // Безопасность, достоверность, информация. – 2009. – № 1 (82). – С. 22–24.
15. Костров А.В. Интервальное ранжирование объектов по многим показателям / А.В. Костров // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. – 1996. – № 1. – С. 46–68.
16. Литвак Б.Г. Экспертные технологии в управлении / Б.Г. Литвак. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Дело, 2004. – 399 с.
17. Saaty, T.L. The analytic hierarchy process: Planning, priority setting, resource allocation / Thomas L. Saaty. – Нью-Йорк: McGraw-Hill, 1980. – 278 с.
18. Клыков Ю.И. Ситуационное управление большими системами / Ю.И. Клыков. – М.: Энергия, 1974. – 130 с.
19. Жигирев Н.Н. Модель взаимодействия развивающегося объекта с окружающей средой: препринт № 3799/16 / Е.И. Воробьев, Н.Н. Жигирев, И.И. Кузьмин и др. – М.: Институт атомной энергии им. И.В. Курчатова, 1983. – 69 с.
20. Bochkov A.V. Some methodical aspects of critical infrastructure protection / A.V. Bochkov, V.V. Lesnykh, N.N. Zhigirev et al. // Safety Science. – 2015. – Т. 79. – С. 229–242. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ssci.2015.06.008>
21. Петров Н.В. Системы физической защиты. Пути построения и модернизации. Оценка эффективности / Н.В. Петров // Безопасность, достоверность, информация. – 2005. – № 3 (60). – С. 6–12.
22. Махутов Н.А. Возможность ранжирования систем «человек – машина – среда» машиностроительного профиля на базе нечетких множеств / Н.А. Махутов, О.В. Крышевич // Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях. – 2002. – № 2. – С. 94–103.
23. Гохман О.Г. Экспертное оценивание: учеб. пособие / О.Г. Гохман. – Воронеж: Изд-во Воронежского университета, 1991. – 152 с.
24. Зиневич С.В. Критерии ранжирования объектов по степени опасности чрезвычайных ситуаций / С.В. Зиневич, В.А. Тарасенко, Е.В. Усолов // Материалы 11-й науч.-практ. конф. – Иркутск: Восточно-Сибирский институт МВД России, 2006. – С. 220–223.
25. Буйко К.В. Подходы к оценке уровня промышленной безопасности в организациях, эксплуатирующих опасные производственные объекты / К.В. Буйко, Ю.В. Пантюхова // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – № 10. – С. 42–46.
26. Брук В.М. Начала общей теории систем / В.М. Брук, В.И. Николаев. – Л.: СЗПИ, 1977. – 63 с.
27. Neumann, J., von. Theory of games and economic behavior / J. von Neumann, O. Morgenstern. – 60th юбилейное изд. – Нью-Джерси, Принстон: Princeton University Press, 2007 – 776 с.
28. Ларичев О.И. Свойства методов принятия решений в многокритериальных задачах индивидуального выбора / О.И. Ларичев // Автоматика и телемеханика. – 2002. – № 2. – С. 146–158.
29. Cox D.R. Theoretical statistics / D.R. Cox, D.V. Hinkley. – 1-е изд. – Флорида, Бока Ратон: Chapman and Hall/CRC, 1979. – 528 с.
30. Кувшинов Б.М. Использование комитетов в задачах распознавания образов с неточными экспертными оценками / Б.М. Кувшинов, И.И. Шапошник, В.И. Ширяев и др. // Известия РАН. Теория и системы управления. – 2002. – № 5. – С. 87–94.
31. Жуковский В.И. Риск в многокритериальных и конфликтных системах при неопределенности / В.И. Жуковский, Л.В. Жуковская; Междунар. науч.-исслед. ин-т проблем упр. – М.: Издательская группа URSS, 2004. – 267 с.
32. Мелихов А.Н. Ситуационные советующие системы с нечеткой логикой / А.Н. Мелихов, Л.С. Берштейн, С.Я. Коровин. – М.: Наука, 1990. – 272 с.
33. Perrow C. Normal accidents / C. Perrow. – Нью-Джерси, Принстон: Princeton University Press, 1999. – 450 с.
34. Бочков А.В. Научно-методические основы мониторинга и прогнозирования состояния производственной безопасности ПАО «Газпром» / А.В. Бочков, Д.В. Пономаренко // Газовая промышленность. – 2017. – № 3 (749) – С. 20–30.
35. Бочков А.В. Использование метода опорных векторов для поиска скрытых

- закономерностей в задачах классификации ситуаций, описываемых оцененными вопросниками / А.В. Бочков, Н.Н. Жигирев // *Материалы 8-й Международной конференции по разработке жизненного цикла и управлению (ICDQM-2017)*, 29–30 июня 2017 г., Приевор, Сербия / под ред. проф. Ljubisha Papic. – Чачак, Сербия: Istraživački centar DQM, 2017. – XIII. – С. 43–71.
36. Neumann J., von. *Theory of self-reproducing automata* / J. von. Neumann; под ред. Arthur W. Burks. – Урбана, Иллинойс: University of Illinois Press, 1966. – 408 с.
 37. Мильнер Б.З. *Теория организации: учеб.* / Б.З. Мильнер – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Инфра-М, 2000. – 480 с.
 38. Смолян Г.Л. *Исследование операций – инструмент эффективного управления* / Г.Л. Смолян. – М.: Знание, 1967. – 63 с.
 39. Wald A. *Statistical decision functions* / A. Wald. – Нью-Йорк: John Wiley & Sons, 1950.
 40. Корнеев В.А. *Интеллектуальная обработка данных* / В.А. Корнеев, А.Ф. Гареев, С.В. Васютин, В.В. Райх – М.: Нолидж, 2000. – 351 с.
 41. Salton G. *Automatic text processing* / G. Salton. – Ридинг, Массачусетс: Addison-Wesley Publishing Company, Inc., 1989.
 42. Гареев А.Ф. *Решение проблемы размерности словаря при использовании вероятностной нейронной сети для задач информационного поиска* / А.Ф. Гареев // *Нейрокомпьютеры: разработка, применение.* – 2000. – № 1. – С. 60–63.
 43. Ushakov I. *Counter-terrorism: Protection, resources allocation* / I. Ushakov // *Reliability: Theory & Applications.* 2006. – Т. 1. – № 2. – С. 71–78; 2006. – Т. 1. – № 3. – С. 48–55; 2007. – Т. 2. – № 1. – С. 50–59.
 44. Ushakov I. *Sensitivity analysis of optimal counter-terrorism resources allocation under subjective expert estimates* / I. Ushakov, A. Bochkov // *Reliability: Theory & Applications.* – 2007. – Т. 2. – № 2.
 45. Мельников А.В. *Математические методы финансового анализа* / А.В. Мельников, Н.В. Попова, В.С. Скорнякова. – М.: Анкил, 2006. – 440 с.
 46. Бурков В.Н. *Модели и механизмы управления безопасностью* / В.Н. Бурков, Е.В. Грацианский, С.И. Дзюбко и др. – М.: Синтез, 2001. – 140 с.
 47. Бочков А.В. *Решение задачи распределения ресурсов, предназначенных для защиты объектов критической инфраструктуры от террористических атак на основе субъективных экспертных оценок* / А.В. Бочков, И.А. Ушаков // *Надежность.* – 2015. – № 1(52). – С. 88–92 (русс.); 93–96 (англ.). – DOI:10.21683/1729-2646-2015-0-1-88-96.
 48. Зуев А.Г. *Категорирование потенциально опасных объектов как основа создания эффективных систем обеспечения безопасности* / А.Г. Зуев. // *Системы безопасности.* – 2002. – № 3 (45). – С. 14–19.
 49. Weizsäcker, E.U., von. *Come On! Capitalism, short-termism, population and the destruction of the planet: A report to the Club of the Rome* / Ernst Ulrich von Weizsäcker, Anders Wijkman. – Нью-Йорк: Springer. – 232 с.
 50. Лефевр В.А. *Конфликтующие структуры* / В.А. Лефевр. – М.: Советское радио, 1973. – 158 с.
 51. Мушик Э. *Методы принятия технических решений* / Э. Мушик, П. Мюллер; пер. с нем. Н.В. Васильченко, В.А. Душского. – М.: Мир, 1990. – 208 с.
 52. Гаек П. *Автоматическое образование гипотез: математические основы общей теории* / П. Гаек, Т. Гавранек; пер. с англ. В.К. Финна, И.С. Красильщика, М.И. Забежайло. – М.: Наука, 1984. – 280 с.
 53. Подиновский В.В. *Парето-оптимальные решения многокритериальных задач* / В.В. Подиновский, В.Д. Ногин. – М.: Наука, 1982. – 256 с.
 54. Price K.V. *Genetic annealing* / K.V. Price // *Dr. Dobb's Journal.* – 1994. – Т. 19. – № 11. – С. 117.
 55. Эбелинг В. *Физика процессов эволюции* / В. Эбелинг, А. Энгель, Р. Файстель. – М.: Эдиторал УРСС, 2001. – 328 с.
 56. Гилмор Р. *Прикладная теория катастроф: в 2-х т.* / Р. Гилмор; пер. с англ. под ред. Ю.П. Гупало, А.А. Пионтковского. – М.: Мир, 1984.
 57. Гуц А.К. *Математические модели социальных систем: учеб. пособие в 2-х т.* / А.К. Гуц, В.В. Коробицын и др. – Омск: ОмГУ, 2000. – 256 с.
 58. Specht D.F. *Probabilistic neural networks* / D.F. Specht // *Neural Networks.* – 1990. – Т. 3. – С. 109–118.
 59. Kohonen T. *Self-organizing maps* / T. Kohonen. – Берлин: Springer-Verlag, 1995.
 60. Fritzke B. *A growing neural gas network learns topologies* / B. Fritzke // *Advanced in neural information processing systems 7* / под ред. G. Tesauro, D.S. Touretsky, T.K. Leen. – Cambridge MA: MIT Press, 1995.

Issues of hazard estimation and risk control at critically important infrastructure facilities of the Gazprom Group: analytical review

A.V. Bochkov

NIIgazekonomika LLC, Bld. 20/8, Staraya Basmannaya street, Moscow, 105066, Russian Federation
E-mail: A.Bochkov@econom.gazprom.ru

Abstract. The paper contains review of traditional and principally new approaches to estimation of hazards and risks, as well as to moderation of accident after-effects to facilities of the critically important Gazprom Group's infrastructure. A problem of risks, stability, vulnerability and vitality studying and estimation in respect to big-scale systems is formulated. Questions of aprioristic (pre-crisis, crisis) assessment of an abnormal situation in these systems and construction of a hazard-risk indicators system are discussed. A concept for rational allocation of resources provided for protection from diagnosed threats and risks is revealed. An algorithm for ranking of facilities according to a criterion of their system importance on account of their structural and technological distinctions is suggested. Few risk analysis and control methods are shown regarding the most topical infrastructure objects of structurally complex systems. Such methods enable managers to make substantiated decisions on rational distribution of the correspondent security guards for these facilities. The peculiarities of situational control are stressed by insight of management as a process of information flows transfer from one subject to another.

Keywords: critically important infrastructure, risk, safety, hazard, vitality, fastness, vulnerability, efficiency of functioning, indicators.

References

1. FLAMMINI, F. (ed.) Critical infrastructure security. Assessment, prevention, detection, response. In: *WIT Transactions on state-of-the-art in science and engineering*. Southampton, UK: WIT Press, 2012, vol. 54.
2. DUDENHOEFFER, D.D., M.R. PERMANN & M. MANIC. CIMS: A framework for infrastructure interdependency modeling and analysis. In: PERRONC, L.F., F.P. WIELAND, J. LIU et al. (eds.). *Proc. of the 2006 Winter Simulation Conference*. Piscataway, NJ: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2006, pp. 478–485.
3. RYABININ, I.A. *Reliability and safety of structural-complex systems* [Nadezhnost i bezopasnost strukturno-slozhnykh sistem]. St. Petersburg: Politekhnik, 2000. (Russ.)
4. TOKALIN, V.N. *Comments to translating book 'OPTNER, Stanford L. Systems analysis for business and industrial problem solving. N.J.: Prentice-Hall, 1965'* [online]. Available from: <http://www.vixri.ru/?p=754>.
5. TALEB, N.N. *Antifragile: Things that gain from disorder*. N.Y.: Random House Trade Paperbacks, 2014.
6. SCHNEIER, B. *Applied cryptography. Protocols, algorithms, source texts in C language* [Priladnaya kriptografiya. Protokoly, algoritmy, iskhodnyye teksty na yazyke Si]. Transl. from English. Moscow: Triumph, 2002. (Russ.)
7. LEVIN, V.I. *Structural-logical methods for studying complex systems* [Strukturno-logicheskiye metody issledovaniya slozhnykh sistem]. Moscow: Nauka, 1987. (Russ.)
8. CHIGAREV, A.V., K. TSIMMERMAN, V.A. CHIGAREV. *Introduction to mechatronics* [Vvedeniye v mekhatroniku]. Minsk: Belarusian National Technical University, 2013. (Russ.)
9. ROMANOVSKIY, Yu.M., N.V. STEPANOVA, D.S. CHERNAVSKIY. *Mathematic simulation in biophysics* [Matematicheskoye modelirovaniye v biofizike]. Moscow, Izhevsk: Institute of computer science, 2003. (Russ.)
10. YASTREBENETSKY, M., A. KLEVTSOV, Y. ROZEN et al. Fukushima lessons for safety of critical control systems. *Reliability: Theory & Applications* [online]. 2017, vol. 12, no. 1(44), pp. 12–17. Available from: http://www.gnedenko-forum.org/Journal/2017/012017/RTA_1_2017-02.pdf. ISSN 1932-2321.
11. RADAYEV, N.N., V.V. LESNYKH, A.V. BOCHKOV. *Methodical aspects of specification, assessment and anti-abuse security support for gas industrial facilities* [Metodicheskiye aspekty zadaniya trebovaniy, otsenki i obespecheniya zashchishchennosti ob'ektov gazovoy otrasli ot protivopravnykh deystviy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2009. (Russ.)
12. BIRINGER, B., E. VUGRIN, D. WARREN. *Critical infrastructure system security and resiliency*. Boca Raton, FL: CRC Press, 2013.
13. RADAYEV, N.N., A.V. BOCHKOV. Estimation of terroristic threat to an object [Otsenka terroristicheskoy ugrozy dlya ob'yekta]. In: *Modelling and analysis of safety and risk in complex systems (MABR-2007)* [Trudy Mezhdunarodnoy nauchnoy shkoly "Modelirovaniye i analiz bezopasnosti i riska v slozhnykh sistemakh" (MABR-2007)]. St.-Petersburg: Institute of Problems of Mechanical Engineering RAS, 2007.
14. BOCHKOV, A.V. Expert ranking of the critically important objects by vulnerability to possible unjudicial acts [Kategorirovaniye kriticheski vazhnykh ob'ektov po uyazvimosti k vozmozhnym protivopravnykh deystviyam. Ekspertnyy podkhod]. *Bezopasnost, dostovernost, informatsiya*. 2009, no. 1(82), pp. 22–24. (Russ.)

15. KOSTROV, A.V. Interval ranking of objects by many indicators [Intervalnoye ranzhirovaniye obyektov po mnogim pokazatelyam]. *Problemy Bezopasnosti i Chrezvychaynykh Situatsiy*. 1996, no. 1, pp. 46–68. ISSN 0869-4176. (Russ.).
16. LITVAK, B.G. *Expert technologies in management* [Ekspertnyye tekhnologii v upravlenii]. 2nd ed. Moscow: Delo, 2004. (Russ.).
17. SAATY, T.L. *The analytic hierarchy process: planning, priority setting, resource allocation*. New York: McGraw-Hill, 1980.
18. KLYKOV, Yu.I. *Situational management of big systems* [Situatsionnoye upravleniye bolshimi sistemami]. Moscow: Energiya, 1974. (Russ.).
19. ZHIGIREV, N.N., Ye.I. VOROBYEV, I.I. KUZMIN et al. *Model of interaction between a developing object and its environment* [Model vzaimodeystviya razvivayushchegosya obyektu s okruzhayushchey sredoy]: preprint no. 3799/16. Moscow: Kurchatov Institute of Atomic Energy, 1983. (Russ.).
20. BOCHKOV, A.V., V.V. LESNYKH, N.N. ZHIGIREV et al. Some methodical aspects of critical infrastructure protection. *Safety Science*. 2015, vol. 79, pp. 229–242. ISSN 0925-7535. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ssci.2015.06.008>.
21. PETROV, N.V. Systems of physical protection [Sistemy fizicheskoy zashchity]. *Bezopasnost, dostovernost, informatsiya*. 2005, no. 3 (60), pp. 60–12. (Russ.).
22. MAKHUTOV, N.A., O.V. KRYSHEVICH. Possibility of “man-machine-environment” systems of machine-building profile based on fuzzy sets [Vozmozhnosti ranzhirovaniya system “chelovek-mashina-sreda” mashinostroitelnogo profilya na baze nechetkikh mnozhestv]. *Problemy Bezopasnosti pri Chrezvychaynykh Situatsiyakh*. 2002, no. 2, pp. 94–103. ISSN 0869-4176. (Russ.).
23. GOKHMAN, O.G. *Expert assessment* [Ekspertnoye otsenivaniye]. Voronezh: Voronezh University Publishers, 1991. (Russ.).
24. ZINEVICH, S.V., V.A. TARASENKO, Ye.V. USOLOV. Criteria of objects ranking by emergency hazard levels [Kriterii ranzhirovaniya obyektov po stepeni opasnosti chrezvychaynykh situatsiy]. In: *Proc. of the 11th Research and Practical Conference*. Irkutsk: East-Siberian Institute of RF Ministry of Interior, 2006, pp. 220–223. (Russ.).
25. BUYKO, K.V., Yu. V. PANTYUKHOVA. Approaches to assessment of industrial safety in organizations operating hazardous industrial facilities [Podkhody k otsenke urovnya promyshlennoy bezopasnosti v organizatsiyakh, ekspluatiruyushchikh opasnyye proizvodstvennyye obyekty]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*. 2010, no.10, pp. 42–46. ISSN 0409-2961. (Russ.).
26. BRUK, V.M., V.I. NIKOLAYEV. *Fundamentals of general Systems Theory* [Nachala obshchey teorii system]. Leningrad: SZPI Publishers, 1977.
27. NEUMANN, J., von & O. MORGENSTERN. *Theory of games and economic behavior*. 60th anniversary commemorative ed. Princeton, NJ: Princeton University Press, 2007.
28. LARICHEV, O.I. Features of decision making methods in multicriteria individual choice problems [Svoystva metodov prinyatiya resheniy v mnogokriterialnykh zadachakh individualnogo vybora]. *Avtomatika i Telemekhanika*. 2002, no. 2, pp. 146–158. ISSN 0005-2310. (Russ.).
29. COX, D.R., D.V. HINKLEY. *Theoretical statistics*. 1st ed. Boca Raton, FL: Chapman and Hall/CRC, 1979.
30. KUVSHINOV, B.M., I.I. SHAPOSHNIK, V.I. SHIRYAYEV et al. Use of committees in pattern-classification problems with inexact expert estimations [Ispolzovaniye komitetov v zadachakh raspoznavaniya obrazov s netochnymi ekspertnymi otsenkami]. *Izvestia RAN. Teoriya i Sistemy Upravleniya*. 2002, no. 5, pp. 81–88. ISSN 0002-3388. (Russ.).
31. ZHUKOVSKIY, V.I., L.V. ZHUKOVSKAYA. INTERNATIONAL RESEARCH INSTITUTE FOR ADVANCED SYSTEMS. *Risk in multi-criteria and conflicting systems in case of uncertainty* [Risk v mnogokriterialnykh i konfliktnykh sistemakh pri neopredelennosti]. Moscow: Editorial URSS, 2004. (Russ.).
32. MELIKHOV, A.N., L.S. BERSHTEYN, S.Ya. KOROVIN. *Situational advising systems with fuzzy logic* [Situatsionnyye sovetuyushchiye sistemy s nechetkoy logikoy]. Moscow: Nauka, 1990. (Russ.).
33. PERROW, C. *Normal accidents*. Princeton, NJ: Princeton University Press, 1999.
34. BOCHKOV, A.V., D.V. PONOMARENKO. Scientific-and-methodical principals for Gazprom PJSC industrial safety monitoring and forecasting [Nauchno-metodicheskiye osnovy monitoringa i prognozirovaniya sostoyaniya proizvodstvennoy bezopasnosti PAO “Gazprom”]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2017, no. 3(749), pp. 20–30. ISSN 0016-5581. (Russ.).
35. BOCHKOV, A.V., N.N. ZHIGIREV. Application of the Support Vector Machines method for search of latent dependencies in the problems aimed at classification of situations being described with weighted questionnaires [Ispolzovaniye metoda opornykh vektorov dlya poiska skrytykh zakonomernostey v zadachakh klassifikatsii situatsiy, opisyyemykh otsennymi voprosnikami]. In: PAPIĆ Ljubisha (ed.). *Proc. of ICDQM-2017*, June 29–30, 2017, Prijevor, Serbia. Čačak, Serbia: Istraživački centar DQM, 2017, XIII, pp. 43–71. (Russ.).
36. NEUMANN, J., von. *Theory of self-reproducing automata*. Edited by Arthur W. BURKS. Urbana, IL: University of Illinois Press, 1966.
37. MILNER, B.Z. *Organization theory* [Teoriya organizatsii]. 2nd ed. Moscow: Infra-M, 2000. (Russ.).
38. SMOLYAN, G.L. *Operations planing as an instrument of effective management* [Issledovaniye operatsiy – instrument effektivnogo upravleniya]. Moscow: Znaniye, 1967. (Russ.).

39. WALD, A. *Statistical decision functions*. New York: John Wiley & Sons, 1950.
40. KORNEYEV, V.A., A.F. GAREYEV et al. *Intellectual data processing* [Intellectualnaya obrabotka dannykh]. Moscow: Nolidzh, 1999.
41. SALTON, G. *Automatic text processing*. Reading, MA: Addison-Wesley Publishing Company, Inc., 1989.
42. GAREYEV, A.F. [Решение проблемы размерности словаря при использовании вероятностной нейронной сети для задач информационного поиска]. *Neyrokomp'yutery: Razrabotka, Primeneniye*. 2000, no. 1, pp. 60–63. ISSN 1999-8554. (Russ.).
43. USHAKOV, I. Counter-terrorism: Protection, resources allocation. *Reliability: Theory & Applications*. 2006: vol. 1, no. 2, pp. 71–78; vol. 1, no. 3, pp. 48–55; 2007: vol. 2, no. 1, pp. 50–59. ISSN 1932-2321.
44. USHAKOV, I., A. BOCHKOV. Sensitivity analysis of optimal counter-terrorism resources allocation under subjective expert estimates. *Reliability: Theory & Applications*. 2007, vol. 2, no. 2. ISSN 1932-2321.
45. MELNIKOV, A.V., N.V. POPOVA, V.S. SKORNYAKOVA. *Mathematical methods of financial analysis* [Matematicheskiye metody finansovogo analiza]. Moscow: Ankil, 2006. (Russ.).
46. BURKOV, V.N., Ye.V. GRATSIANSKIY, S.I. DZYUBKO et al. *Models and mechanisms of safety control* [Model ii mekhanizmy upravleniya bezopasnostyu]. Moscow: Sintez, 2001. (Russ.).
47. BOCHKOV, A.V., I.A. USHAKOV. Solving the task of resources allocation for critical infrastructure protection against terrorists' attacks based on subjective expert estimates. *Nadezhnost*. 2015, no. 1(52), pp. 93–96. ISSN 1729-2646. DOI:10.21683/1729-2646-2015-0-1-88-96.
48. ZUYEV, A.G. Ranking of potentially hazardous objects as a foundation for creation of effective safety support systems [Kategorirovaniye potentsialno opasnykh obyektov kak osnova sozdaniya effektivnykh system obespecheniya bezopasnosti]. *Sistemy Bezopasnosti*. 2002, no. 3(45), pp. 14–19. (Russ.).
49. WEIZSÄCKER, E.U., von & A. WIJKMAN. *Come On! Capitalism, short-termism, population and the destruction of the planet: a report to the Club of the Rome*. New York, USA: Springer.
50. LEFEVR, V.A. *Conflicting structures* [Konfliktuyushchiye struktury]. Moscow: Sovetskoye radio, 1973. (Russ.).
51. MUSCHICK, E., P.H. MULLER. *Methods for making technical decisions* [Metody prinyatiya tekhnicheskikh resheniy]. Translated from German into Russian by N.V. VASILCHENKO, V.A. DUSHSKOY. Original German title: Entscheidungspraxis. Moscow: Mir, 1990. (Russ.).
52. HAJEK, P., T. HAVRANEK. *Mechanizing hypothesis formation: mathematical foundations for a general theory* [Avtomaticheskoye obrazovaniye gipotez: matematicheskiye osnovy obshchey teorii]. Translated from English by V.K. FINN, I.S. KRASILSHCHIK, M.I. ZABEZHAYLO. Moscow: Nauka, 1984.
53. PODINOVSKIY, V.V., V.D. NOGIN. *Pareto-optimal solutions for multi-criteria problems* [Paret-optimalnyye resheniya mnogokriterialnykh zadach]. Moscow: Nauka, 1982. (Russ.).
54. PRICE, K.V. *Genetic annealing*. *Dr. Dobb's Journal*. 1994, vol. 19, no. 11, pp. 117. ISSN 1044-789X.
55. EBELING, W., von, A. ENGEL, R. FEISTEL. *Physics of evolution processes* [Fizika protsessov evolutsii]. Translated from German by Yu.A. DANILOVA. Original German title: Physik der evolutionsprozesse. Moscow: Editorial URSS, 2001- 328c.
56. GILMORE, R. *Catastrophe theory for scientists and engineers* [Prikladnaya teoriya katastrof]: in 2 bks. Translated from English. Moscow: Mir, 1984. (Russ.).
57. GUTS, A.K., V.V. KOROBITSYN et al. *Mathematical models of social systems* [Matematicheskiye modeli sotsialnykh system]: in 2 vols. Omsk: Omsk State University, 2000.
58. SPECHT, D.F. Probabilistic neural networks. *Neural Networks*. 1990, vol. 3, pp. 109–118. ISSN 0893-6080.
59. KOHONEN, T. *Self-organizing maps*. Berlin: Springer-Verlag, 1995.
60. FRITZKE, B. A growing neural gas network learns topologies. In: TESSAURO, G., D.S. TOURETSKY and T.K. LEEN (Eds). *Advanced in neural information processing systems 7*. Cambridge, MA: MIT Press, 1995.

УДК 621.644

Малозатратные способы увеличения производственной мощности эксплуатируемых газораспределительных станций

А.В. Белинский¹, О.И. Ребров^{1*}, С.Н. Речинский¹

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

* O.Rebrov@promgaz.gazprom.ru

Ключевые слова: газораспределительная станция, проектная производительность, методы увеличения производственной мощности, резервы пропускной способности, технически возможная пропускная способность, техническое перевооружение, компьютерное моделирование.

Тезисы. В статье приведено описание двух новых малозатратных методов увеличения производственной мощности эксплуатируемых газораспределительных станций с высокой степенью фактической загрузки, имеющих ограничения по подключению новых потребителей. Первый метод заключается в выявлении и вовлечении в газоснабжение ранее незадействованных резервов пропускной способности станций без какого-либо их переустройства. Второй метод предусматривает устранение в ГРС локальных узких мест путем технического перевооружения – замены отдельных узлов новыми, более производительными. Оба метода предполагают широкое использование компьютерного моделирования и оптимизацию режимов работы ГРС.

Одной из основных характеристик газораспределительной станции (ГРС) является проектная производительность ($Q_{пр}$). Она устанавливает максимальный расчетный объем газа, который можно поставить потребителям через ГРС в расчетных условиях, заданных при проектировании станции. При оценке эффективности работы ГРС и степени ее загрузки принято соотносить фактически достигнутый объем поставки газа через станцию за последние несколько лет с $Q_{пр}$.

Тем не менее особенности российского законодательства в области газоснабжения порой приводят к ситуациям, когда загрузка ГРС превышает ее $Q_{пр}$. Так, потребители, чей максимальный перспективный часовой расход газа не превышает 300 м³/ч, не обязаны¹ согласовывать с газотранспортными предприятиями техническую возможность поставки газа через подводящие магистральные газопроводы, газопроводы-отводы и ГРС. В этих случаях газотранспортные предприятия не имеют рычагов для ограничения подключения новых потребителей с учетом значения $Q_{пр}$ эксплуатируемых станций. Число таких потребителей достаточно велико, поэтому в отношении многих ГРС (в последние годы это примерно 300 станций) суммарный расход газа в зимний период превысил $Q_{пр}$. При этом зачастую потребители предъявляют дополнительный спрос на газ от этих ГРС. Эксплуатирующие организации в соответствии с законодательством о промышленной безопасности вынуждены отказывать им в технической возможности подачи газа и предоставлении технических условий на подключение (технологическое присоединение) объектов капитального строительства к системам газоснабжения (далее – ТУ).

Необходимо учитывать еще одну особенность законодательства, связанную с неполным выполнением потребителями выданных им ТУ (так называемая проблема «бумажного газа»). Большое число ГРС, по факту не достигших 100%-ной загрузки, ограничены для подключения новых потребителей. Это обусловлено тем, что потребители, ранее получившие ТУ, в реальности лишь частично используют заявленный в них объем газа. Юридический механизм перераспределения этих объемов существует, однако используется редко. Потребители, ранее получившие ТУ, но использующие их не в полном объеме, часто отказываются переуступить другим потребителям неиспользуемые лимиты на газ. Эксплуатирующие организации в соответствии

¹ См. Правила подключения (технологического присоединения) объектов капитального строительства к сетям газораспределения / утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2013 № 1314.

с правилами¹ также вынуждены отказывать новым потребителям в подаче дополнительных объемов газа от таких станций.

До настоящего времени по таким ГРС, где объем фактической поставки газа (с учетом выданных ТУ) приближался к $Q_{пр}$, запускался инвестиционный процесс, конечная цель которого состояла в реконструкции станции с целью увеличения ее производительности. Длительность процесса зависела от индивидуальных особенностей ГРС, однако в среднем срок проведения реконструкции от момента включения объекта в инвестиционную программу до его сдачи в эксплуатацию занимает три–пять лет. На практике реконструкция ГРС фактически означает строительство новой станции или полную замену основного и вспомогательного оборудования на новое.

Широкое распространение указанных проблем сдерживает реализацию региональных социальных и коммерческих проектов и развитие рынка газа, поэтому необходимо искать пути их эффективного решения.

В 2014–2015 гг. АО «Газпром промгаз», ООО «Газпром трансгаз Москва» под руководством профильного департамента ПАО «Газпром» в рамках Программы научно-исследовательских работ (НИР) ПАО «Газпром» выполнили НИР, направленную на исследование проблем эксплуатации ГРС с превышением производительности, установленной в проектной документации. Получен имеющий важное прикладное значение результат: установлено, что повышение расхода газа через ГРС свыше паспортного (номинального) значения не означает, что ГРС эксплуатируется с нарушениями технологических ограничений или на запредельных с точки зрения промышленной безопасности режимах [1]. Другими словами, технически возможная пропускная способность (ТВПС) ГРС может быть существенно выше значения производительности, зафиксированной в проектной документации. Этот факт позволяет для многих ГРС, ограниченных для подключения новых потребителей, отказаться от «традиционной» полномасштабной реконструкции за счет более эффективного использования существующих резервов производственных мощностей.

В развитие выполненной НИР предложены два подхода к малозатратному увеличению пропускной способности действующих ГРС. Первый предусматривает выявление

резервов ГРС и вовлечение их в газоснабжение без какого-либо переустройства станций; второй – локализацию узких мест ГРС (элементов трубопроводной обвязки (ТПО), отдельных узлов оборудования), ограничивающих пропускную способность станции, и их устранение за счет технического перевооружения станции. Практическое применение этих подходов для действующих ГРС позволяет оперативно снять ограничения на подключение новых потребителей, увеличить объем реализации газа на внутреннем рынке, оптимизировать капитальные вложения в реконструкцию ГРС, увеличить загрузку производственных мощностей системы газоснабжения.

В настоящей статье рассмотрены основные результаты разработки и апробации предложенных методических подходов.

Методы и средства обоснования технической возможной пропускной способности эксплуатируемых ГРС

Под технической возможной пропускной способностью ГРС – ТВПС ГРС – будем понимать расчетное количество газа, которое может быть поставлено потребителям через эту ГРС с учетом ее фактического технического состояния, имеющихся технологических ограничений и режимов работы станции и смежных с ней участков системы газоснабжения. Существуют несколько причин, по которым значение ТВПС ГРС может превышать ее проектную (номинальную) производительность. Так, зачастую в ранее выполненных проектах задано единственное значение $Q_{пр}$. Однако известно, что пропускная способность ГРС зависит от параметров газа и газового потока на входе и выходах станции, в частности, от давления, температуры, состава газа. Поскольку эти параметры меняются в процессе эксплуатации, то и пропускная способность ГРС не является величиной постоянной, а зависит от условий ее работы.

Например, для ГРС типа «АГРС-10» пропускная способность при уровне давления газа на входе/выходе 1,2/0,3 МПа составляет 11 тыс. м³/ч, а при уровне 5,4/1,2 МПа этот показатель достигает 38 тыс. м³/ч без нарушений нормального режима работы. Аналогично для ГРС типа «Урожай-2» при уровне давлений 1,2/0,6 МПа пропускная способность составляет 10 тыс. м³/ч, а при 7,4/1,2 МПа – 40 тыс. м³/ч. Фактически проектную производительность следует рассматривать не как максимально

возможную, а как номинальную производительность станции [1].

Другая причина заключается в том, что при проектировании и строительстве ГРС в основном используются типовое технологическое оборудование и технические решения, как правило, рассчитанные на большую пропускную способность, чем указанная в заданиях на проектирование [1, 2]. Имеется также и ряд других причин, обуславливающих возможности эксплуатации ГРС с превышением производительности, обозначенной в проекте или паспорте ГРС. Основные факторы, которые следует учитывать при определении ТВПС, приведены на рис. 1.

Всесторонний учет указанных факторов предусматривает проведение комплексного анализа технических характеристик и режимов работы ГРС с применением современных программных комплексов моделирования и оптимизацию технологических режимов работы объектов и систем газоснабжения. В основу предлагаемого методического подхода к определению ТВПС ГРС положены два основных принципа [1, 3]:

- рассмотрение каждой конкретной ГРС как структурно сложной технической системы, состоящей из элементов, обладающих индивидуальными особенностями и взаимодействующих друг с другом в едином технологическом процессе;

- математическое (компьютерное) имитационное моделирование технологических режимов ГРС и принятие решений о допустимых режимах работы станции по результатам моделирования.

Основные этапы работ по определению пропускной способности ГРС, реализующие указанные принципы, приведены на рис. 2.

Следует отметить три основных этапа реализации предлагаемого подхода:

- 1) анализ технико-технологических характеристик ГРС;
- 2) компьютерное моделирование режимов работы ГРС;
- 3) обоснование промышленной безопасности эксплуатации ГРС с увеличенными расходами газа.

Рассмотрим их более подробно.

Определение ТВПС предусматривает весьма детальный анализ технического состояния, технических характеристик и режимов работы исследуемой ГРС. Состав необходимой для проведения этого этапа исследования информации разнообразен и включает паспортную и конструкторско-технологическую документацию, сведения о проектных (заводских) режимно-технологических характеристиках ГРС и эксплуатационных режимах, результаты регламентных и специальных диагностических обследований узлов и устройств ГРС. Исходные данные должны включать множество параметров, достаточное для последующего компьютерного моделирования режимов работы ТПО и каждого узла ГРС, а также параметры, необходимые для моделирования ГРС в целом. Как правило, обработка этой информации позволяет определить основные ограничения, влияющие на пропускную способность станции.

Центральным этапом анализа ГРС являются компьютерное моделирование и оптимизация режимов ее работы. Моделирование выполняется с целью определения таких параметров функционирования оборудования, при которых обеспечивается максимальный объем подачи газа через станцию. Расчетная

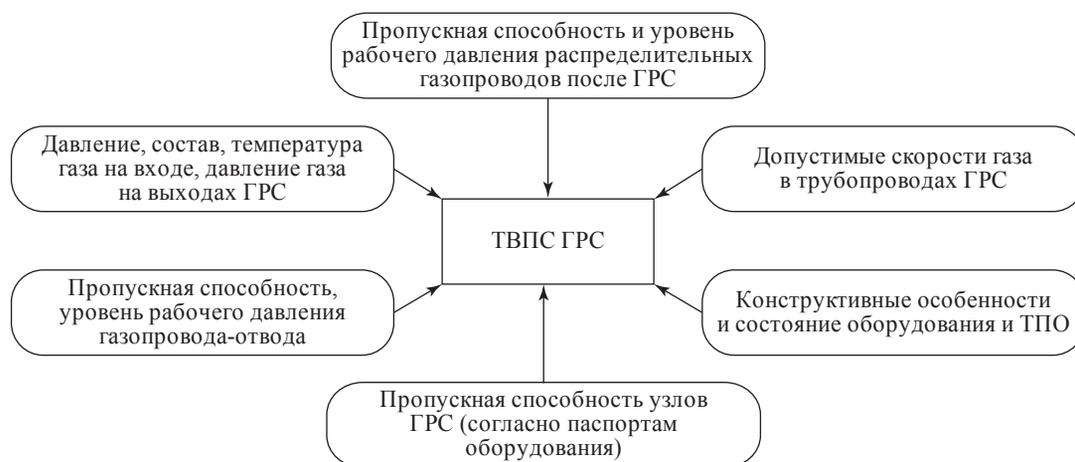


Рис. 1. Факторы, влияющие на ТВПС ГРС

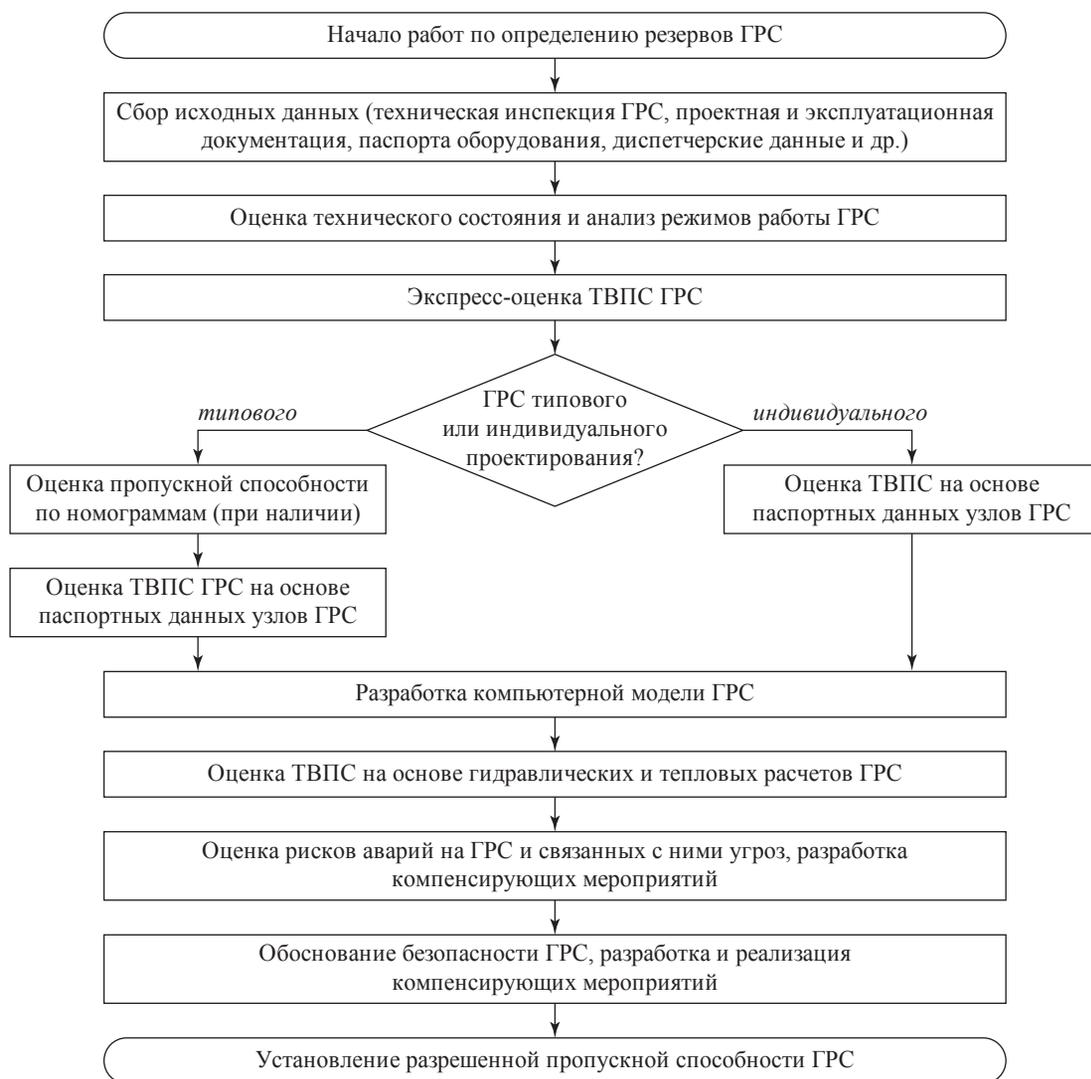


Рис. 2. Основные этапы определения ТВПС ГРС

модель ГРС в специализированном программном комплексе представляется в виде графа сетевой топологии, ребрами (дугами) которого являются моделируемые объекты (трубопроводы, регуляторы давления газа, фильтры, узлы учета газа и др.), а вершинами – места соединения объектов, узлы слияния или разделения потоков газа. Расчетная модель сопровождается паспортными параметрами оборудования и дополняется режимно-технологическими параметрами – состоянием объектов (в работе / отключен), фактическими параметрами газа и газового потока на входе и выходе ГРС, параметрами окружающей среды. Соответствие результатов расчетов фактическим режимам течения газа может быть обеспечено путем идентификации эмпирических неизмеряемых параметров модели.

Цель расчетов состоит в определении параметров работы регуляторов давления (РД) газа

и положений запорно-регулирующей арматуры (ЗРА), обеспечивающих предельно возможный расход газа на выходах станции с учетом технологических ограничений и технического состояния ГРС. Основными ограничениями являются разрешенные значения давления газа в ТПО и узлах ГРС, максимальная скорость потока газа в ТПО, предельные значения скорости газа в фильтрах/сепараторах, а также температура газа на выходах ГРС, которая в соответствии с нормативами не должна опускаться ниже минус 10 °С.

Моделирование работы ГРС осуществляется путем балансирования потоков газа по дугам в узлах расчетного графа (например, с помощью метода узловых потенциалов). Математические модели течения газа в трубопроводах и отдельных узлах ГРС представлены в работах С.А. Сарданашвили, М.Г. Сухарева, Р.В. Самойлова [4, 5].

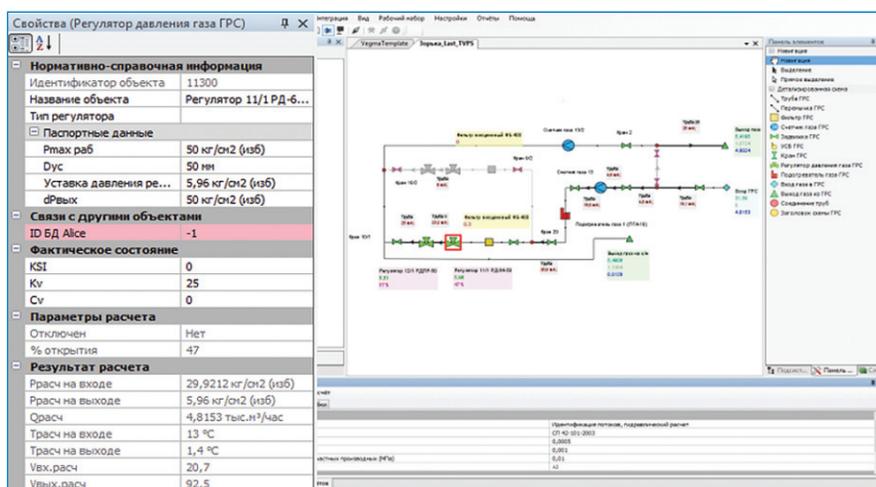


Рис. 3. Пример расчетной схемы ГРС в ПВК «ГРС»

В результате технологических расчетов вычисляются распределения и параметры газовых потоков во всех узлах и ТПО ГРС, а также параметры управления РД и ЗРА, при которых осуществляется предельный (технически возможный) расход газа на выходах ГРС при соблюдении баланса потоков газа во всех элементах расчетной схемы и с учетом заданных технологических ограничений.

Моделирование ГРС требует применения в исследованиях специализированных программных комплексов. Такие комплексы должны обеспечивать возможность анализа ГРС произвольной конфигурации без ограничений на характеристики и конструктивные решения ТПО и узлов ГРС, а также другие технологические факторы. Расчетные схемы должны соответствовать фактическому отражению связей указанных объектов без упрощений, а реализованные вычислительные алгоритмы – обеспечивать решение имитационных (включая адаптацию модели к фактическим режимам работы станции) и оптимизационных задач. Примером такого комплекса может служить ПВК «ГРС», разработанный в АО «Газпром промгаз». Экранная форма этого комплекса показана на рис. 3.

Эксплуатация ГРС с предельной пропускной способностью на уровне ТВПС требует обоснования промышленной безопасности ГРС как опасного производственного объекта (ОПО). Такой документ должен содержать²:

- общие сведения об ОПО (в том числе схемы, паспортные и режимно-технологические характеристики оборудования и трубопроводов ГРС, описание технологических процессов, условий эксплуатации и др.);
- результаты оценки риска аварии на ОПО и связанной с ней угрозы;
- описание методологии анализа опасностей и оценки риска аварии и связанной с ней угрозы (в том числе метода анализа условий безопасной эксплуатации, результатов идентификации опасности, результатов оценки риска аварии и связанной с ней угрозы, перечня наиболее значимых факторов риска аварии на ГРС и др.);
- условия безопасной эксплуатации ОПО (сведения о режимах нормальной эксплуатации ГРС с указанием предельных значений параметров эксплуатации, перечень организационных и технических мер безопасности, набор параметров и основных показателей безопасной эксплуатации, обоснование решения о безопасной эксплуатации ГРС и др.);
- требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации ОПО.

Получение положительного заключения экспертизы промышленной безопасности и внесение его в реестр Ростехнадзора обеспечивает возможность эксплуатации ГРС с предельной пропускной способностью, равной ТВПС, при условии реализации необходимых компенсирующих мероприятий.

Пример апробации методического подхода к определению ТВПС

Иллюстрацию практического применения методического подхода к определению ТВПС ГРС выполним на примере действующей станции,

² См. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» / утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.07.2013 № 306.

Основные характеристики оборудования ГРС

Узел	Тип оборудования	$P_{пр}$, МПа	$Q_{пр}$, тыс. м ³ /ч	Количество, ед.	Завод-изготовитель	Примечание
Очистки	Фильтр-сепаратор ФС-50-80	8,0	8,2	2	ЗАО «Уромгаз», г. Екатеринбург	–
	Емкость сбора конденсата ЕСК-2125212	8,0	–	1		
Предотвращения гидратообразований	Подогреватель газа ПГ-80/80	8,0	16	2	ЗАО «Уромгаз», г. Екатеринбург	–
Редуцирования	Регулятор РДМ-50/150-К08	8,0	30	2	Каменск-Уральский литейный завод	Две линии редуцирования
	Клапан-отсекатель	8,0	–	2		
Замера газа	Счетчик газа TZ/Fluxi G-160	1,6	2	1	ООО «Эльстер Газэлектроника», г. Арзамас	Турбинные счетчики, комплекс измерительный микропроцессорный «Суперфлоу-ПЕТ»
	Счетчик газа TZ/Fluxi G-650	1,6	8	1		

расположенной в Северо-Западном федеральном округе России. Тип ГРС – «Урожай-5» (ЗАО «Уромгаз»), срок эксплуатации – 11 лет. Проектная производительность станции составляет 5 тыс. м³/ч, а фактическая пиковая загрузка в зимний период достигла 54 %. Все узлы и системы ГРС (таблица) находятся в работоспособном состоянии.

Новые потребители продолжают обращаться за выдачей ТУ на подключение к системе газоснабжения. Однако, несмотря на имеющийся запас $Q_{пр}$, эксплуатирующая организация вынуждена отказывать им, так как ранее выданные ТУ полностью исчерпали резерв ГРС. При этом, согласно схеме газификации, перспективный спрос на газ от этой ГРС значительно превышает ее проектную производительность.

Традиционное решение сложившейся проблемы предполагало два варианта: проведение реконструкции ГРС с увеличением значения $Q_{пр}$ либо строительство многокилометрового распределительного газопровода, кольцевого газораспределительные сети этой станции с близлежащей ГРС, имеющей достаточный запас по проектной производительности. Очевидно, что реализация обоих вариантов потребовала бы значительных капитальных вложений и временных затрат.

Экспресс-оценка ТВПС показала, что проектная пропускная способность отдельных узлов рассматриваемой ГРС значительно превышает их номинальную (проектную) производительность. Так, если для

станции $Q_{пр} = 5$ тыс. м³/ч, суммарная пропускная способность узлов замера составляет 10 тыс. м³/ч, а основной узел ГРС (узел редуцирования) в соответствии с паспортом оборудования имеет значительно большее значение $Q_{пр} = 30$ тыс. м³/ч (см. табл. 1).

Результаты теплогидравлических расчетов позволили обосновать значение ТВПС ГРС с учетом различных факторов, влияющих на ее работу. Граничные условия приняты согласно технологическому режиму работы смежных с ГРС участков системы газоснабжения в период пиковых нагрузок:

- давление газа на входе ГРС – 2,98 МПа;
- уставка выходного давления для регуляторов давления газа – 0,78 МПа;
- температура газа на входе ГРС – 5 °С;
- температура окружающей среды – минус 12 °С.

Принципиальная схема ГРС с результатами технологического расчета пропускной способности приведена на рис. 4.

В соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.5-051 и СТО Газпром 2-2.3-1122³ в расчетном режиме задействованы две линии очистки и подогрева газа, одна линия редуцирования (вторая линия выведена в резерв), одна

³ См. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов; СТО Газпром 2-2.3-1122-2017. Газораспределительные станции. Правила эксплуатации.

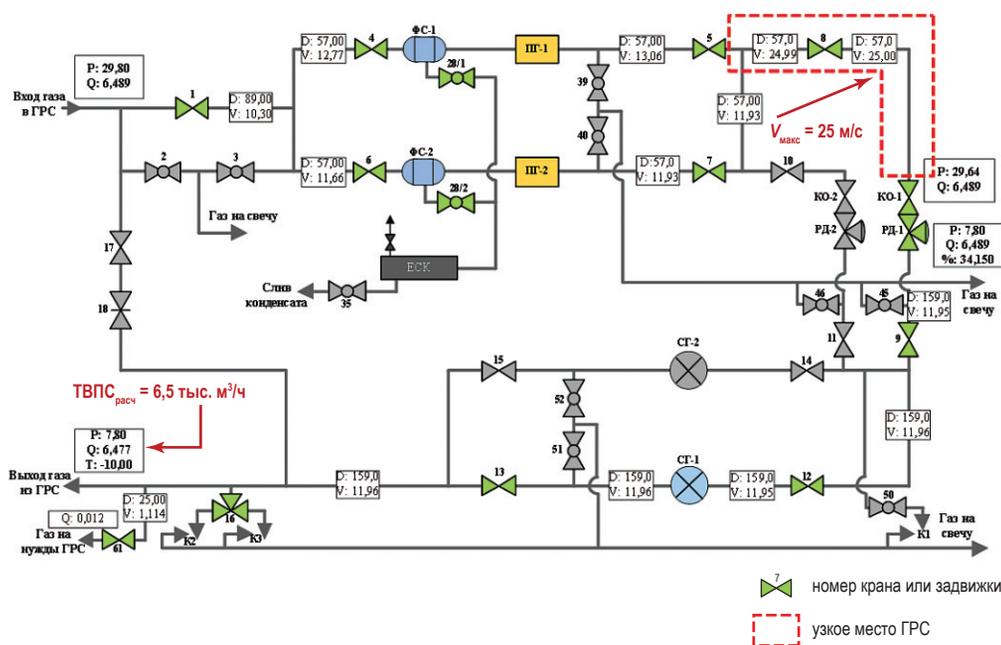


Рис. 4. Принципиальная схема ГРС типа «Урожай-5» с результатами гидравлического расчета ТВПС: ЕСК – емкость сбора конденсата; К – клапан предохранительный сбросной; КО – клапан-отсекатель; ПГ – подогреватель газа; СГ – счетчик газа; ФС – фильтр-сепаратор; D – наружный диаметр трубы, мм; V – скорость газа, м/с; Q – расход газа, тыс. норм. $\text{м}^3/\text{ч}$; P – давление газа, кгс/см² (изб.); T – температура газа, °С; % – степень открытия РД, %; $\text{ТВПС}_{\text{расч}}$ – расчетное значение ТВПС; $V_{\text{макс}}$ – максимальная достигнутая скорость газа

замерная линия Ду150 (замерная линия Ду80⁴ выведена в резерве). Предусмотрен отбор газа на собственные нужды ГРС. Согласно результатам расчета РД работают с большим запасом (степень открытия составляет не более 35 %). Технически возможная пропускная способность смежного участка газотранспортной системы (региональных магистральных газопроводов и газопровода-отвода к ГРС) достаточна для увеличения поставки газа на ГРС, что подтверждено соответствующими технологическими расчетами.

Расчетное значение ТВПС станции превышает $Q_{\text{пр}}$ на 1,5 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ (или на 30 %). Выявленный резерв пропускной способности позволяет, к примеру, подключить к системе газоснабжения до 1000 новых домовладений со средней отапливаемой площадью 80...90 м^2 . Завод-изготовитель ГРС (ЗАО «Уромгаз») подтвердил возможность эксплуатации ГРС с производительностью 6,5 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ при принятых в расчете граничных условиях. Обоснование безопасности ОПО ГРС, устанавливающее

требования к ее эксплуатации с пропускной способностью 6,5 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$, разработано в соответствии с нормативными документами⁵ и получило положительное заключение экспертизы промышленной безопасности.

Таким образом, выявленные резервы позволяют увеличить поставку газа через рассмотренную ГРС на 30 % по сравнению с ее номинальной (проектной) производительностью без капитальных вложений в реконструкцию станции. Результаты оценки других ГРС показывают, что резервы пропускной способности составляют обычно от 20 до 80 % $Q_{\text{пр}}$. Однако встречаются ситуации, при которых ТВПС ниже $Q_{\text{пр}}$ (в основном это обусловлено низким

⁴ Ду150, Ду80 и далее по аналогии – стандартные обозначения условного прохода трубы в миллиметрах.

⁵ См. сноски 2–3, а также Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» / утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 06.11.2013 № 520); Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» / утв. приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144 и др. стандарты.

уровнем входного или выходного давления газа на ГРС).

В связи со сказанным предлагается новая трактовка термина «резерв ГРС»: если ранее под резервом понималась разница между $Q_{пр}$ и фактической загрузкой ГРС в определенный период, то в настоящее время резервом следует считать разницу между ТВПС и фактической загрузкой ГРС. В этом контексте можно утверждать, что резервы многих эксплуатируемых станций в настоящее время недооценены.

Научно-методические основы концепции технического перевооружения ГРС

Ранее упоминалось, что результаты расчетно-технологического анализа ГРС позволяют выявить узкие места, ограничивающие пропускную способность станции. Под узким местом ГРС далее будем понимать часть технологической схемы ГРС (узел, устройство, участок трубопровода), технические характеристики или техническое состояние которого ограничивают технически возможную пропускную способность станции.

На примере рассмотренной ранее ГРС «Урожай-5» можно видеть, что в данном случае узким местом, ограничивающим ТВПС, является участок трубопровода Ду50 (протяженностью 4,2 м) после крана 5 до КО-1 (см. рис. 4): на нем предельная скорость газа достигает 25 м/с. Все остальные узлы и участки трубопроводов ГРС имеют большой запас.

Нормативное ограничение максимальной скорости газа в ТПО ГРС первоначально установлено Общесоюзными нормами технологического проектирования в 1980-х гг. и от туда перешло в СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Отраслевые архивы не сохранили результатов исследований, на основании которых это значение было определено. Однако в этом ограничении таится существенный резерв повышения ТВПС ГРС. Можно привести примеры расчетов для той же ГРС «Урожай-5» при $Q_{пр} = 5,0$ тыс. м³/ч и различных скоростях потока газа. Например, при аналогичных граничных условиях транспортировка газа через ГРС в объеме 8,0 тыс. м³/ч приведет к увеличению скорости потока газа в узком месте до 30,9 м/с (при этом все остальные технологические ограничения будут соблюдены), а в объеме 10 тыс. м³/ч – до 38,7 м/с. Заметим, что согласно тому же СТО Газпром 2-3.5-051-2006 допускается повышение

скорости газа до 50 м/с при его подаче по обводной линии.

АО «Газпром промгаз» провело экспертный опрос 25 специалистов газотранспортных обществ, эксплуатирующих ГРС в разных регионах страны, на тему, допустима ли с точки зрения промышленной безопасности эксплуатация ГРС с такими значениями скорости газа в ТПО? Мнения по поводу безопасности увеличения скорости газа в ТПО ГРС свыше 25 м/с разделились примерно поровну, т.е. значительное число экспертов подтверждают такую возможность. При этом эксперты едины во мнении, что основными негативными факторами при повышении скорости являются повышение вибрационных нагрузок и шумовых воздействий, а при недостаточной очистке газа – повышенный эрозионный износ.

Очевидно, что ответ на вопрос, допустима ли эксплуатация ГРС при скоростях газа в ТПО, превышающих 25 м/с, требует детальных исследований, вычислительных и натуральных экспериментов. Но в случае положительных результатов этих экспериментов (т.е. обоснования повышения скорости) было бы возможно существенно увеличить разрешенную пропускную способность эксплуатируемых ГРС без проведения их реконструкции.

Пока того же увеличения ТВПС можно достичь путем замены отдельных элементов ГРС. Например, для рассмотренной ГРС «Урожай-5» представляется логичным увеличить в узком месте диаметр трубопроводов и шаровых кранов. Численная оценка прироста пропускной способности в новой технологической схеме может быть выполнена теми же методами, которые используются при расчете ТВПС ГРС.

Основная идея предлагаемого методического подхода заключается в выявлении «узких» мест ГРС на основе результатов технологических расчетов ТВПС, разработке технических решений по их устранению и выполнению мероприятий по замене отдельных элементов с целью увеличения производительности станции в целом в рамках малозатратного технического перевооружения. Реализация таких мероприятий позволяет оперативно обеспечить прирост производственных мощностей ГРС при значительно меньших капитальных вложениях по сравнению с реконструкцией.

Анализ наиболее часто встречающихся узких мест позволяет предложить типовые мероприятия по техническому перевооружению

ГРС с целью увеличения их пропускной способности. Например, часто проектное выходное давление ГРС составляет 0,6 или 0,3 МПа. Его увеличение до 1,2 МПа путем реализации нескольких несложных операций (предусматривающих перенастройку и частичную замену элементов регулирующей арматуры, предохранительной арматуры, датчиков давления) приводит к значительному повышению ТВПС станции. Конечно, пропускная способность сетей газораспределения после ГРС должна быть в этом случае также рассчитана применительно к давлению 1,2 МПа, однако нередки случаи, когда исполнение сетей позволяет увеличить давление газа, а настройки выходных параметров ГРС – нет.

Другая группа типовых компоновок ГРС предусматривает установку основных узлов с проектной пропускной способностью, существенно превышающей пропускную способность ТПО. Лишенными технологического смысла выглядят ситуации, когда узлы с пропускной способностью, например, 10 тыс. м³/ч соединены трубопроводами Ду50 (как в рассмотренном примере). Естественным мероприятием в этом случае становится замена элементов ТПО, ограничивающих пропускную способность ГРС.

В ряде случаев отдельные узлы ГРС ограничивают ТВПС ГРС, при этом их замена также приводит к существенному росту пропускной способности станции. Некоторые ГРС имеют сбалансированные компоновки, для которых частичное переустройство менее эффективно.

Малозатратные мероприятия по переустройству станции можно теоретически проводить сколь угодно долго, постепенно наращивая ее производственную мощность. Однако следует помнить, что ГРС является частью системы газоснабжения и технологически взаимосвязана с газотранспортной системой и последующей сетью газораспределения. В определенный момент общая пропускная способность всего технологического комплекса достигает баланса, при котором дальнейшее увеличение ТВПС ГРС не дает возможности увеличить поставку газа потребителям. В этом случае проблематика локализации узких мест расширяется. Требуется системный анализ технологического режима работы всех взаимосвязанных объектов определенного фрагмента Единой системы газоснабжения. В таких системных исследованиях необходимо

учитывать, что увеличение объемов подачи газа через ГРС может привести к проявлению узких мест в других частях газотранспортной системы. Это особенно актуально при рассмотрении крупных ГРС, режимы работы которых оказывают существенное влияние на работу региональной газотранспортной системы.

Реализация мероприятий по переустройству локальных объектов станции требует соответствующего проектного обеспечения. До настоящего времени подобные мероприятия рассматривались исключительно в контексте проектов реконструкции. Объем и процедуры подготовки проектной документации для этого установлены Правительством РФ⁶. Документация должна пройти все предусмотренные этапы разработки, рассмотрения, согласования и утверждения.

Однако законодательство предусматривает еще одну возможность увеличения производительности – техническое перевооружение. Ст. 257 Налогового кодекса РФ к техническому перевооружению относит комплекс мероприятий по повышению технико-экономических показателей основных средств или их отдельных частей на основе внедрения передовой техники и технологий, механизации и автоматизации производства, модернизации и замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» определяет техническое перевооружение ОПО как приводящие к изменению технологического процесса на ОПО внедрение новой технологии, автоматизацию ОПО или его отдельных частей, модернизацию или замену применяемых на ОПО технических устройств.

Малозатратные мероприятия по переустройству ГРС, нацеленные на увеличение ТВПС, отвечают законодательным определениям технического перевооружения. Важные преимущества технического перевооружения ГРС заключаются в упрощении процедур подготовки документации (согласно ст. 8 и п. 1 ст. 13 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» документация на техническое перевооружение

⁶ См. постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

подлежит экспертизе промышленной безопасности) и реализации технических мероприятий (отсутствие необходимости получения разрешения на строительство). Поэтому предлагаемый подход к техническому перевооружению обеспечит существенное сокращение времени осуществления мероприятий по увеличению пропускной способности (от года до полутора лет с учетом подготовки соответствующей документации технического перевооружения), а также, что немаловажно, сокращение стоимости подготовки документации по сравнению со стоимостью разработки проектов реконструкции.

Дискуссионным остается вопрос о составе документации на техническое перевооружение, так как обязательные требования к ней законодательством не установлены. Учитывая малый объем предлагаемых работ

в области малозатратного технического перевооружения ГРС, состав документации, по мнению авторов, может быть сокращен до обоснованно необходимого уровня. Также очевидно, что для более полного использования потенциала технического перевооружения объектов газовой отрасли в целом и ГРС в частности необходимо разработать соответствующую нормативную базу, регулиующую те или иные вопросы подготовки такой документации. Однако временное отсутствие нормативов не является ограничением для развития этого направления.

Укрупненный алгоритм реализации технического перевооружения приведен на рис. 5. (Более подробно преимущества и проблематика методического подхода к разработке малозатратных мероприятий рассмотрены в предыдущих публикациях [2, 6, 7].)

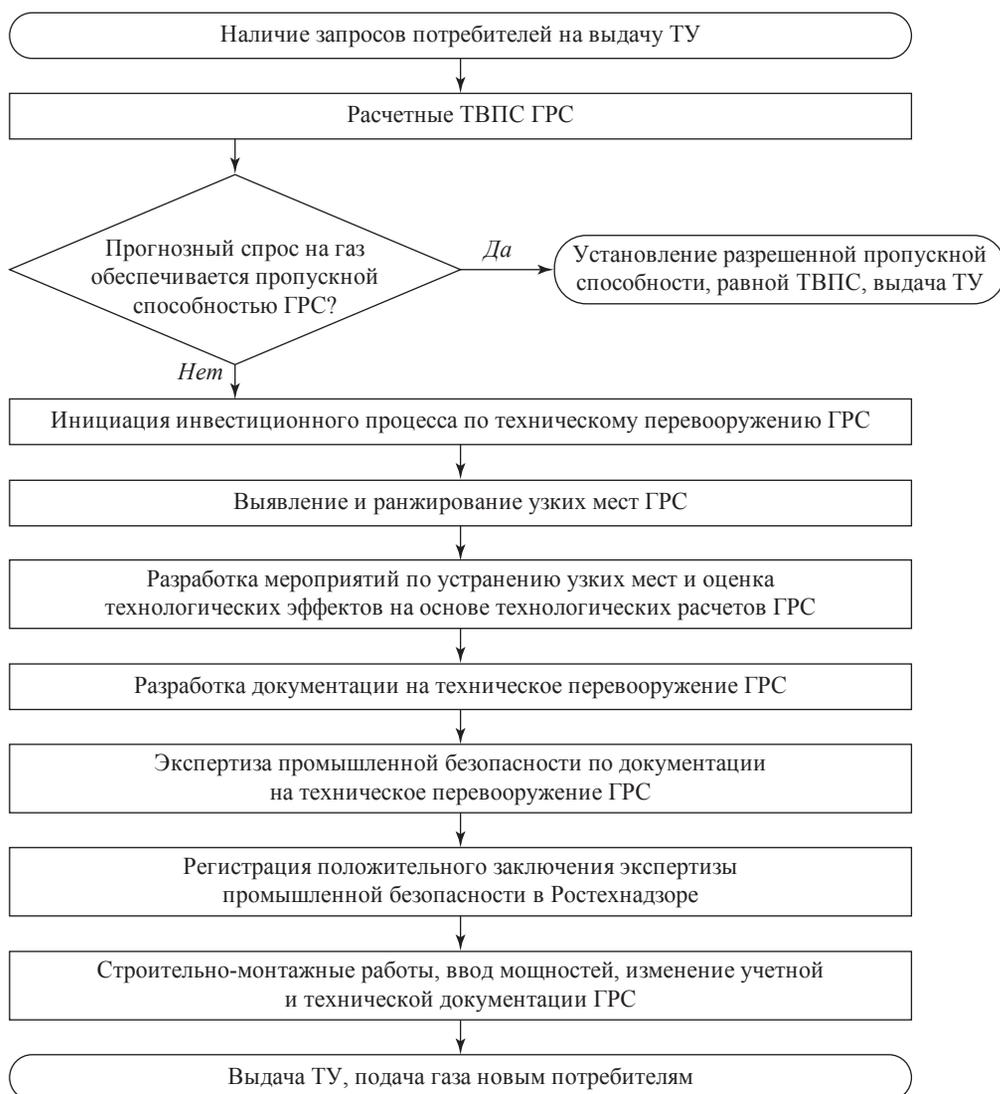


Рис. 5. Укрупненный алгоритм реализации технического перевооружения ГРС

Апробация методического подхода к малозатратному техническому перевооружению ГРС

Проиллюстрируем процесс малозатратного технического перевооружения на примере ГРС типа «Урожай-5». В качестве исходных приняты те же данные, что и ранее. Напомним: узким местом, ограничивающим ТВПС ГРС, является участок трубопровода Ду50 до узла редуцирования – от крана 5 до КО-1 (см. рис. 4).

Технологические расчеты показывают, что замена на этом участке ТПО Ду50 на Ду80 (с увеличением диаметра) обеспечит прирост пропускной способности ГРС до 10,0 тыс. м³/ч (рис. 6). При таком объеме газа соблюдаются все требуемые технологические ограничения, а РД работает со значительным запасом регулирования (открытие составляет 41,2 %). Таким образом, замена 4,2 метров ТПО и четырех шаровых кранов на Ду80 увеличивает производительность рассмотренной ГРС на 100 %.

Следующее узкое место – узел замера: его предельная пропускная способность (при работе двух линий замера) составляет 10 тыс. м³/ч. Устранение этого узкого места за счет замены двух счетчиков на более производительные позволяет увеличить пропускную способность ГРС до 13 тыс. м³/ч. Необходимо отметить, что возможность увеличения объема подачи газа до 13 тыс. м³/ч по региональной газотранспортной системе также подтверждается результатами гидравлических расчетов.

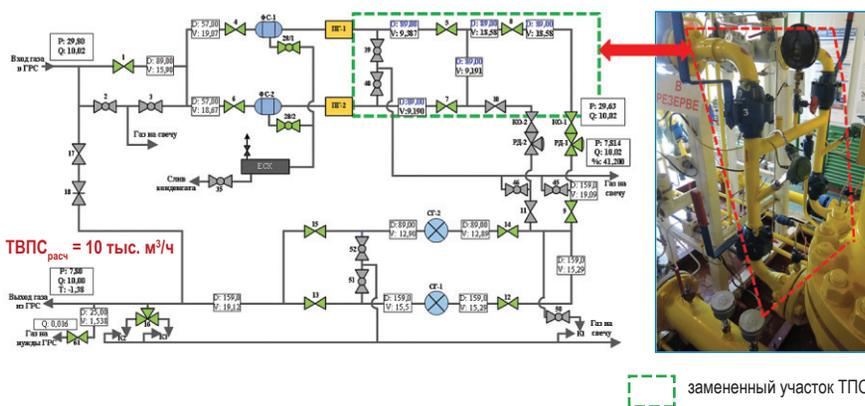
Таким образом, путем замены отдельных элементов ТПО и оборудования рассмотренной

ГРС возможно значительно увеличить ее ТВПС. Традиционная реконструкция путем достройки потребовала бы капитальных вложений на два порядка выше тех затрат, которые требуются для реализации разработанных мероприятий. К тому же срок реализации малозатратных мероприятий составляет ориентировочно три-четыре месяца при том, что срок реконструкции такой ГРС может составить до 5 лет.

По результатам проведенных исследований можно сделать несколько выводов и рекомендаций:

1) целесообразно усовершенствовать существующие правила принятия решений о подаче дополнительных объемов газа потребителям через ГРС, о реконструкции и новом строительстве станций. В основу таких решений рекомендуется положить принципы максимального вовлечения в газоснабжение незадействованных резервов действующих ГРС. Определение этих резервов может быть выполнено с использованием методических подходов, предложенных в настоящей статье;

2) рекомендуется провести оценку резервов эксплуатируемых ГРС, прежде всего имеющих высокий уровень фактической загрузки. Кроме того, представляется логичным изменение в нормативных документах дефиниции термина «резерв»: фактическую загрузку следует сопоставлять не с проектной производительностью, а с ТВПС;



$Q_{пр}$, тыс. м ³ /ч	ТВПС, тыс. м ³ /ч	Мероприятие
5,00	10,00 (+ 100 % к $Q_{пр}$)	Замена участка ТПО от выходных фланцев ПГ-1 и ПГ-2 до входных фланцев КО-1 и КО-2 с увеличением диаметра с Ду50 до Ду80 (суммарно 4,2 м труб, 4 крана)

Рис. 6. Схема с результатами технологического расчета для ГРС при замене участка ТПО: см. экспликацию к рис. 4

3) рекомендуется широкое внедрение методов малозатратного технического перевооружения действующих ГРС. Реализация мероприятий по техническому перевооружению обеспечит оперативное снятие ограничений на поставку газа через ГРС, сокращение сроков реализации работ с нескольких лет до нескольких месяцев, упрощение процедур разработки документации и реализации мероприятий, поэтапное увеличение производительности по мере роста спроса на газ, существенную экономию капитальных вложений;

4) целесообразно разработать и внедрить систему нормативных документов, которые определяют процедуры обоснования ТВПС действующих станций и порядок их технического перевооружения, в том числе разработки и согласования документации технического перевооружения;

5) целесообразно провести научно-исследовательские работы, в рамках которых детально рассмотреть влияние скорости газа в ТПО на надежность ГРС, и по их результатам

пересмотреть (или обоснованно отклонить пересмотр) максимально допустимую скорость газа в ТПО ГРС. В случае увеличения нормативного значения скорости газа в ТПО необходимо пересмотреть резервы пропускной способности эксплуатируемых ГРС.

Вместе с тем нужно отметить, что применение предложенных методических подходов не способно решить всех задач, которые обычно решаются при полной реконструкции ГРС. В некоторых случаях общее старение производственных мощностей ГРС и ухудшение технического состояния может обусловить экономическую целесообразность реконструкции станции в целом, а не замены отдельных элементов. Тем не менее во многих случаях предложенные подходы могут позволить достаточно быстро и с минимальными капитальными вложениями увеличить поставки газа потребителям, создать условия для реализации инвестиционных и социально-ориентированных региональных проектов.

Список литературы

1. Михаленко В.А. Методология определения резервов пропускной способности газораспределительных станций ПАО «Газпром» / В.А. Михаленко, В.В. Тарасов, А.В. Кузема и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 12. – С. 40–44.
2. Белинский А.В. Разработка и апробация методического подхода к обоснованию мероприятий по малозатратному техническому перевооружению газораспределительных станций / А.В. Белинский, О.И. Ребров // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 12. – С. 54–61.
3. Ребров О.И. Основные положения научно-методического подхода к определению резервов пропускной способности действующих газораспределительных станций / О.И. Ребров // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 3. – С. 52–59.
4. Сарданашвили С.А. Расчетные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа) / С.А. Сарданашвили. – М.: Нефть и газ, 2005. – 577 с.
5. Сухарев М.Г. Анализ и управление стационарными и нестационарными режимами транспорта газа / М.Г. Сухарев, Р.В. Самойлов. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2016. – 399 с.: ил.
6. Михаленко В.А. Научно-методические основы концепции малозатратной реконструкции и технического перевооружения газораспределительных станций ПАО «Газпром» / В.А. Михаленко, А.В. Белинский, Н.В. Варламов и др. // Газовая промышленность. – 2016. – № 9. – С. 72–81.
7. Белинский А.В. Техничко-экономические аспекты технического перевооружения газораспределительных станций / А.В. Белинский, С.Н. Речинский, О.И. Ребров и др. // Территория Нефтегаз. – 2017. – № 10. – С. 24–31.

Low-cost ways to increase productive capacity of gas-distributing stations in operation

A.V. Belinskiy¹, O.I. Rebrov^{1*}, S.N. Rechinskiy¹

¹ Gazprom Promgaz JSC, Bld. 23, Vokzalnaya street, Vidnoye, Moscow Region, 142702, Russian Federation

* O.Rebrov@promgaz.gazprom.ru

Abstract. The article describes two novel low-cost methods aimed to increase productive capacity of working gas-distributing stations which are factually highly loaded and limited in linking of new customers. The first method supposes revealing and involvement into gas supply of previously idle stations' transfer capacity reserves without any rearrangement of such stations. The second method consists in elimination of the so-called bottlenecks in the networks of gas-distributing systems by means of technical upgrade, i.e. replacement of separate units with the more productive ones. Both methods suppose wide application of computer simulators and optimization of stations' working modes.

Keywords: gas-distributing station, design output, methods for increasing productive capability, reserves of discharge capacity, technically possible discharge capacity, technical upgrade, computer simulation.

References

1. MIKHALENKO, V.A., V.V. TARASOV, A.V. KUZEMA et al. Methodology for determination of transfer capability reserves of the Gazprom PJSC gas-distributing stations [Metodologiya opredeleniya rezervov propusknoy sposobnosti gazoraspredelitelnykh stantsiy PAO "Gazprom"]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2015, no. 12, pp. 40–44. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. BELINSKIY, A.V., O.I. REBROV. Development and approbation of a methodical approach to substantiation of measures for low-cost technical upgrading of gas-distributing stations [Razrabotka i aprobatsiya metodicheskogo podkhoda k obosnovaniyu meropriyatiy po malozatratnomu tekhnicheskomu perevooruzheniyu gazoraspredelitelnykh stantsiy]. *Territoriya Neftegaz*. 2016, no. 12, pp. 54–61. ISSN 2072-2745. (Russ.).
3. REBROV, O.I. Basic provisions of a scientific-methodical approach to determination of reserves in transfer capability of working gas-distributing stations [Osnovnyye polozheniya nauchno-metodicheskogo podkhoda k opredeleniyu rezervov propusknoy sposobnosti deystvuyushchikh gazoraspredelitelnykh stantsiy]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*. 2016, no. 3, pp. 52–59. ISSN 2070-6820. (Russ.).
4. SARDANASHVILI, S.A. *Calculative methods and algorithms (pipeline gas transportation)* [Raschetnyye metody i algoritmy (truboprovodnyy transport gaza)]. Moscow: Neft i gaz, 2005. (Russ.).
5. SUKHAREV, M.G., R.V. SAMOYLOV. *Analysis and control of stationary and non-stationary modes of gas transportation* [Analiz i upravleniye statsionarnymi i nestatsionarnymi rezhimami transporta gaza]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university), 2016. (Russ.).
6. MIKHALENKO, V.A., A.V. BELINSKIY, N.V. VARLAMOV et al. Scientific-methodical basics of a concept for low-cost reconstruction and technical upgrade of the Gazprom PJSC gas-distributing stations [Nauchno-metodicheskiye osnovy kontseptsii malozatratnoy rekonstruktsii i tekhnicheskogo perevooruzheniya gazoraspredelitelnykh stantsiy PAO "Gazprom"]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2016, no. 9, pp. 72–81. ISSN 0016-5581. (Russ.).
7. BELINSKIY, A.V., S.N. RECHINSKIY, O.I. REBROV et al. Feasibility aspects of gas-distributing stations technical upgrading [Tekhniko-ekonomicheskiye aspekty tekhnicheskogo perevooruzheniya gazoraspredelitelnykh stantsiy]. *Territoriya Neftegaz*. 2017, no. 10, pp. 24–31. ISSN 2072-2745. (Russ.).

УДК 622.691.24

Роль подземных хранилищ газа в обеспечении устойчивости функционирования Единой системы газоснабжения России

Д.В. Люгай¹, С.И. Долгов^{1*}, Г.С. Ракитина¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

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

Тезисы. Традиционно считается, что основная задача подземных хранилищ газа (ПХГ) – регулирование сезонной неравномерности потребления и обеспечение прохождения зимних пиков нагрузок на систему газоснабжения. Именно эти задачи ПХГ принимают во внимание при обосновании необходимых объемов запасов газа, а также максимальных суточных отборов.

В статье предлагается несколько иной взгляд на роль ПХГ в функционировании Единой системы газоснабжения (ЕСГ) и соответствующие подходы к оценке необходимых суточных отборов из ПХГ. Авторами создана региональная балансовая модель ЕСГ, позволяющая оценить возможности использования ПХГ для компенсации краткосрочных колебаний потребления газа. В качестве региональных балансовых зон использовались зоны обслуживания газотранспортных обществ.

С использованием данной модели проведена оценка реагирования ЕСГ на краткосрочные колебания суточного потребления газа, связанные с изменением температуры в разных регионах РФ, по результатам которой для каждой балансовой зоны оценивалась обеспеченность локальными средствами регулирования неравномерности потребления газа (т.е. соответствие возможностей ПХГ потенциальным краткосрочным колебаниям потребления газа). В зависимости от уровня обеспеченности средствами регулирования все зоны разделены на три группы: не имеющие ПХГ, дефицитные, избыточные.

К числу факторов, не рассмотренных в статье, можно отнести запасы газа в магистральных газопроводах, участие объектов добычи в процессах компенсации краткосрочной неравномерности потребления газа и возможности диспетчерских служб по оперативному управлению потоками и запасами газа в ЕСГ. Однако, несмотря на принятые допущения, описанный подход может быть использован для оценки с системных позиций потенциальной устойчивости ЕСГ к воздействию краткосрочной неравномерности газа, а также для разработки предложений по развитию подсистемы подземного хранения газа и межсистемных связей.

Традиционно считается, что основная задача подземных хранилищ газа (ПХГ) – регулирование сезонной неравномерности потребления и обеспечение прохождения зимних пиков нагрузок на систему газоснабжения. Именно эти задачи ПХГ принимают во внимание при обосновании необходимых объемов запасов газа, а также максимальных суточных отборов. В данной статье предлагается несколько иной взгляд на роль ПХГ в функционировании Единой системы газоснабжения (ЕСГ) и соответствующие подходы к оценке необходимых суточных отборов из ПХГ.

В отличие от систем транспортировки и жидких, и твердых топлив, допускающих дискретизацию процессов добычи, транспортировки и хранения, система газоснабжения функционирует в непрерывном динамическом режиме с единым балансом газа для всех элементов. Поэтому неравномерность потребления газа так или иначе отражается на функционировании всей системы. Вследствие этого компенсация неравномерности потребления газа в ЕСГ требует системных подходов. Очевидно, что естественным решением задачи снижения неравномерности как поставок, так и потребления какого-либо продукта является создание буферных запасов. В дискретных системах транспортировки и распределения продуктов неравномерность потребления или поставок может быть без значительных проблем скомпенсирована созданием хранилищ и складов в непосредственной близости либо от объектов добычи, либо от объектов потребления. В случае ЕСГ возможности создания хранилищ газа ограничиваются наличием специальных геологических структур. Помимо ограничений по размещению запасов газа

Ключевые слова: неравномерность потребления газа, структура потребления газа, подземные хранилища газа.

в отдельных сегментах ЕСГ при рассмотрении задач обеспечения устойчивого функционирования ЕСГ при воздействии краткосрочных колебаний потребления газа длительностью до 3 сут (например, в результате климатических аномалий) необходимо учитывать фактор инерционности транспортировки. При средней скорости движения газа по трубам не выше 5...8 м/с время прохождения газа по основным трубопроводам ЕСГ превышает 4 сут (протяженность большинства основных магистральных газопроводов более 2000 км).

Исходя из этих предпосылок авторами создана региональная балансовая модель ЕСГ, позволяющая оценить возможности использования ПХГ для компенсации краткосрочных колебаний неравномерности потребления газа. При создании модели принимались следующие допущения. Вся ЕСГ была разбита на балансовые зоны, для упрощения задачи сбора и подготовки исходных данных в качестве балансовых зон использованы существующие зоны обслуживания газотранспортных обществ ПАО «Газпром». Каждая балансовая зона характеризуется следующими показателями:

- $Q_{\text{потр}}$ – суточным объемом газа, потребляемого в балансовой зоне;
- $Q_{\text{осед}}$ – суточным объемом оседания газа в пределах балансовой зоны, т.е. разницей между поступлением газа из-за пределов зоны за сутки и поставками газа за границы зоны за сутки;

- $Q_{\text{отб}}$ – суточным отбором из ПХГ, находящихся в пределах балансовой зоны.

Управление балансами поставок газа с целью компенсации неравномерности потребления осуществляется диспетчерскими службами ПАО «Газпром» путем изменения суточных отборов из ПХГ и изменением объемов оседания газа.

В большинстве субъектов РФ (соответственно, в балансовых зонах) от 50 до 100 % потребляемого газа используется для нужд тепло- и электроэнергетики. Особенность данной группы потребителей – сильная зависимость объемов потребления газа от температуры окружающего воздуха, поэтому именно эти потребители вызывают наиболее существенные возмущения объемов потребления газа как в сезонном, так и в суточном разрезах. Данный факт подтверждается очевидной корреляцией между объемами потребления газа и температурой окружающего воздуха (рис. 1, 2). С учетом доминирующего влияния температуры воздуха на возникновение регулярных краткосрочных колебаний объемов потребления газа остальные факторы, влияющие на объемы потребления газа, не рассматривались.

Для оценки возможной неравномерности потребления газа для каждой зоны на основе ретроспективных данных построены интерполяционные модели, отражающие зависимость объемов потребления газа

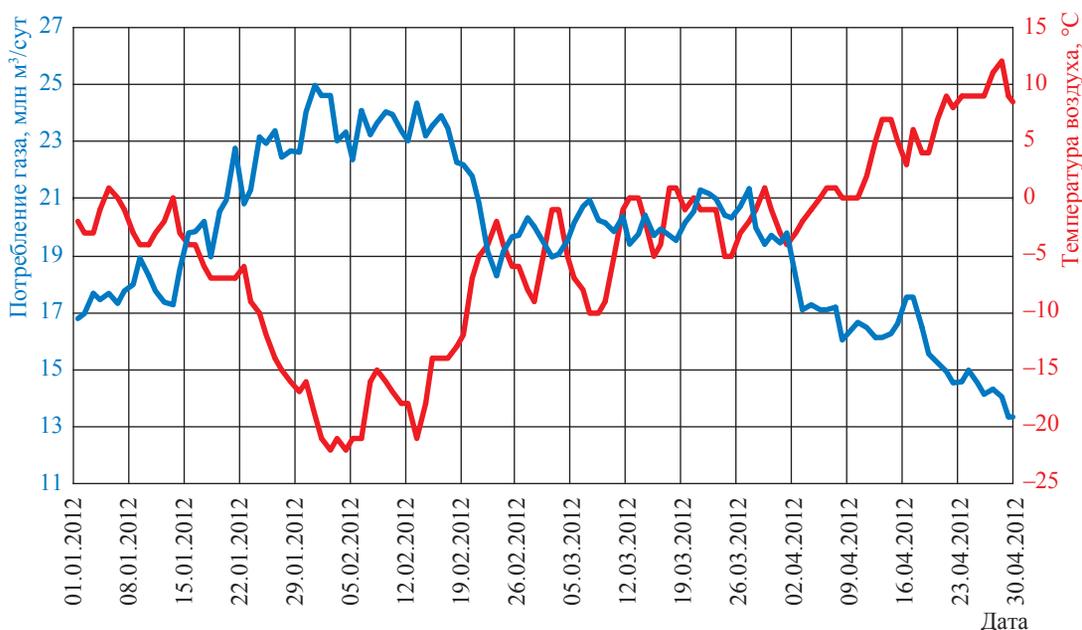


Рис. 1. Характерные для зимних месяцев графики температуры воздуха и потребления газа в Ленинградской области

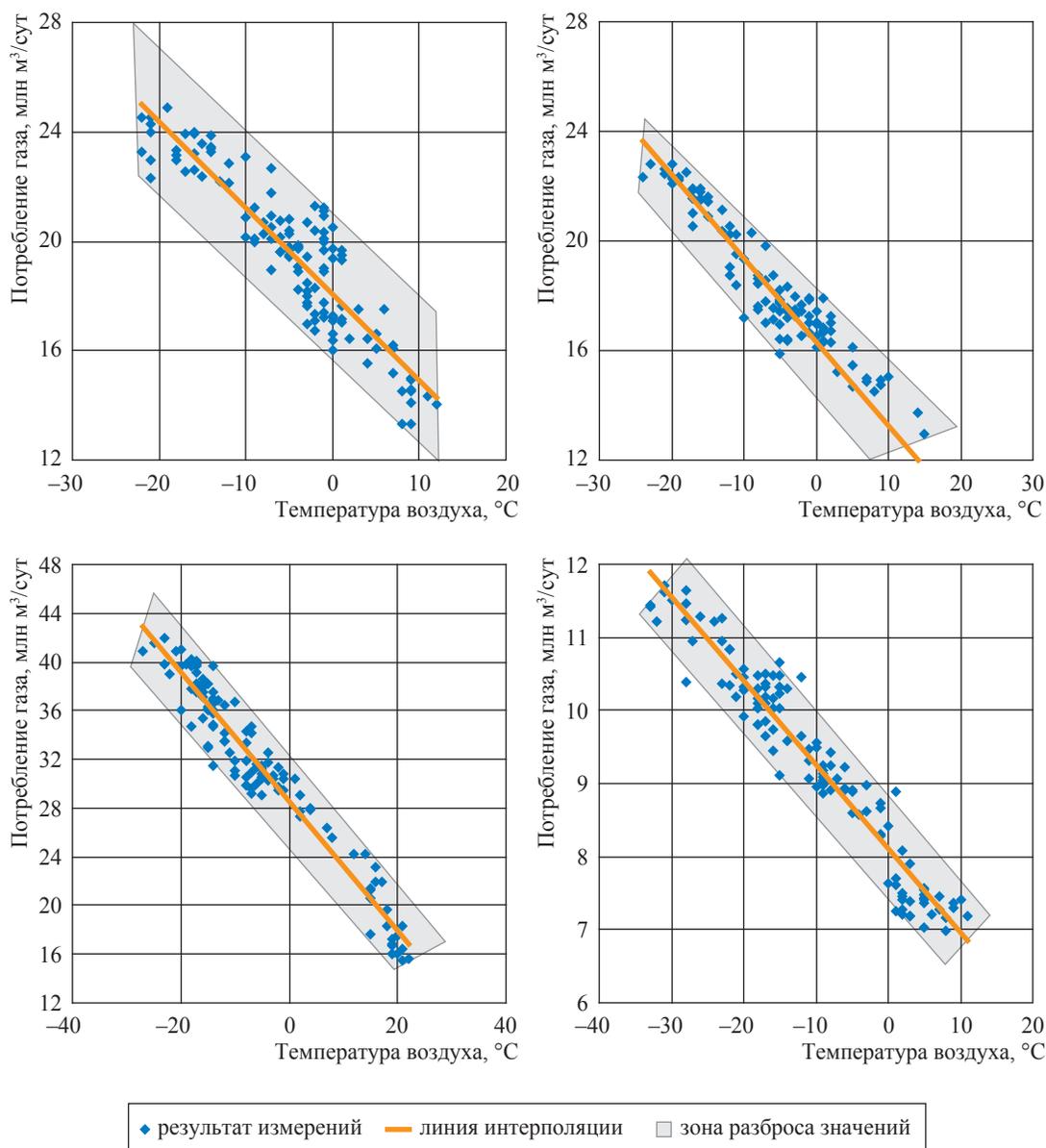


Рис. 2. Корреляция между объемами потребления газа и температурой воздуха для нескольких субъектов РФ

от температуры воздуха в центральных районах каждой из балансовых зон:

$$Q_{\text{потр}} = f(T), \quad (1)$$

T – температура воздуха для центрального региона балансовой зоны в анализируемый период года.

Сопоставление зависимостей (1), полученных на основе данных разных лет, показало стабильность корреляционных коэффициентов для всех субъектов РФ и балансовых зон ЕСГ, охватывающих эти субъекты. При этом климатические особенности того или иного года отражались преимущественно на частоте и амплитуде

колебаний потребления газа. Помимо климата на амплитуду колебаний потребления газа влияют общий объем и отраслевая структура потребления газа на территориях балансовых зон. Соответственно, чем больше общий объем потребления газа и чем большая доля газа потребляется объектами тепло-, электроэнергетики, тем больше потенциальная амплитуда колебаний объемов газопотребления. На рис. 3 показана предельная амплитуда суточных колебаний объемов потребления газа для субъектов РФ, по данным зимнего периода 2012 г.

Необходимо отметить, что традиционный подход, используемый при оценке эффективности ПХГ, предполагает оценку

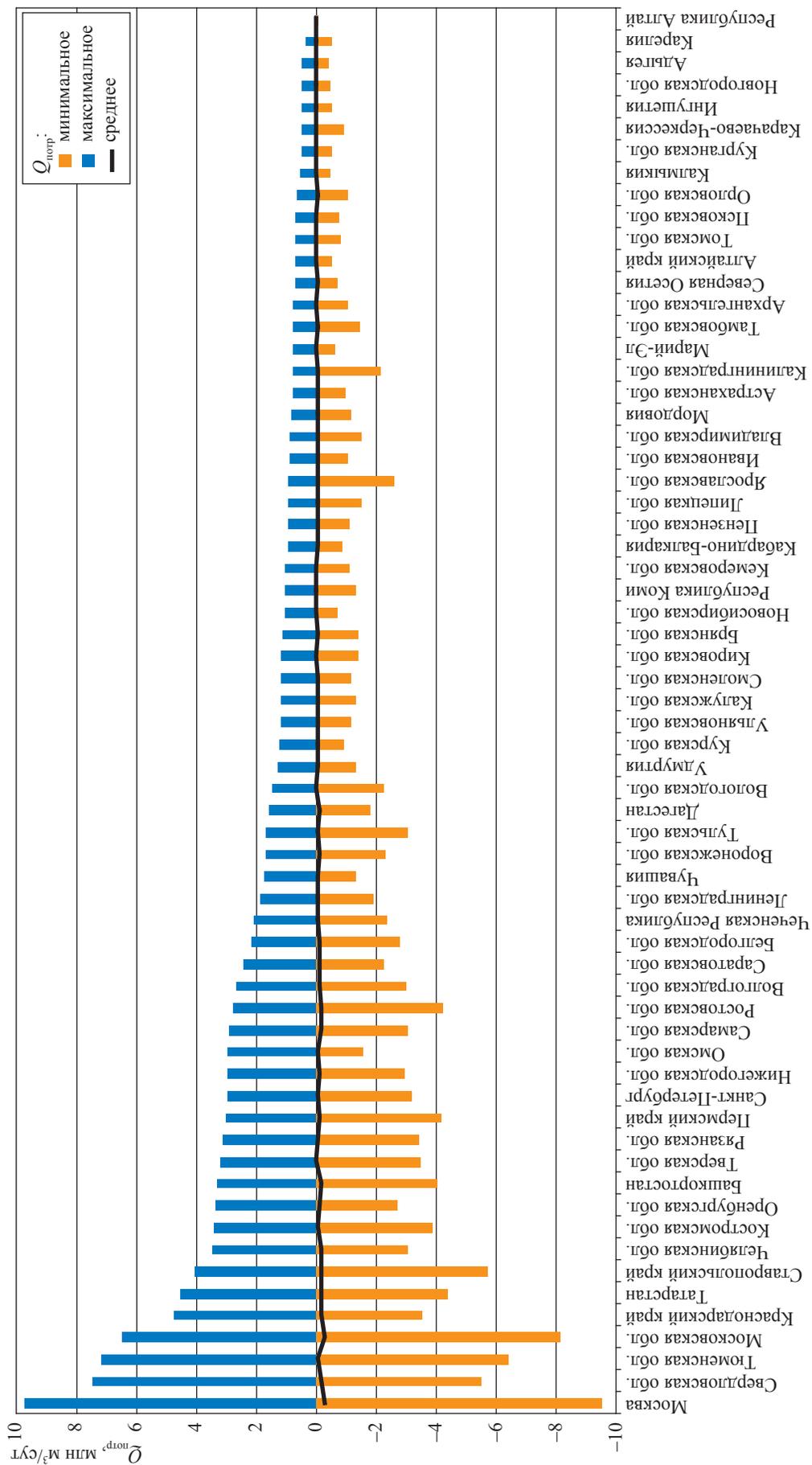


Рис. 3. Максимальная амплитуда суточных колебаний объемов потребления газа, наблюдавшихся в субъектах РФ в январе–апреле 2012 г.

и прогнозирование только положительных отклонений спроса на газ – так называемых пиков потребления. С точки зрения анализа динамической устойчивости функционирования всей ЕСГ не менее важным является изучение и периодов резких потеплений. Амплитуда отрицательных отклонений спроса на газ сопоставима с пиками потребления, при этом с точки зрения ЕСГ ситуация резкого потепления является даже более опасной, так как при этом в различных сегментах системы могут возникать значительные балансовые избытки газа, приводящие к увеличению запаса газа в трубах. С учетом инерционности транспортировки и дефицита мощностей ПХГ в отдельных сегментах ЕСГ резкое увеличение запасов газа в трубах (при быстром потеплении) может привести к нарушению нормального функционирования объектов транспорта газа, а в самом критическом случае – и к аварийным разрывам трубопроводов.

При наличии температурных моделей балансовых зон (см. формулу (1)) для оценки потенциальной устойчивости ЕСГ к колебаниям спроса на газ можно использовать известные для каждого субъекта РФ климатические характеристики, а именно характерные максимальные и минимальные значения температуры воздуха по сезонам и месяцам года.

Оценка неравномерности потребления газа проводилась исходя из допущения, что температура воздуха может в течение суток отклониться от своего текущего значения либо до максимального, либо до минимального уровня. В самом консервативном случае допускается, что в течение суток возможно изменение температуры воздуха в пределах от минимальной до максимальной климатической нормы. При этом для локализации влияния неравномерности потребления газа в пределах одной балансовой зоны должна обеспечиваться возможность компенсации неравномерности потребления газа только за счет изменения отборов газа из ПХГ. В идеальном случае значение $Q_{осед}$ в балансовой зоне должно сохраняться постоянным при любых колебаниях $Q_{потр}$. Для выполнения этого условия необходимо, чтобы максимальный суточный отбор из ПХГ в балансовой зоне ($Q_{отб}^{макс}$) превышал диапазон возможных колебаний потребления газа. При недостатке возможностей ПХГ для компенсации неравномерности потребления придется использовать изменение объемов оседания газа,

т.е. либо увеличивать поставки газа на входах в зону, либо снижать поставки газа за пределы зоны. Полное балансовое выражение для зоны имеет вид:

$$Q_{потр}^{мин} + \Delta Q_{потр} = Q_{осед}^{мин} + \Delta Q_{осед} + Q_{отб}^{мин} + \Delta Q_{отб}, \quad (2)$$

где $Q_{потр}^{мин}$ – объем потребления газа при температуре воздуха, соответствующей максимальной климатической норме; $\Delta Q_{потр}$ – изменение объема потребления газа при снижении температуры воздуха ниже максимальной климатической нормы; $Q_{осед}^{мин}$ – минимальный объем оседания газа; $\Delta Q_{осед}$ – изменение объема оседания газа, необходимое для регулирования неравномерности потребления в балансовой зоне; $Q_{отб}^{мин}$ – минимальный уровень отбора из ПХГ; $\Delta Q_{отб}$ – изменение объема отбора газа из ПХГ, необходимое для регулирования неравномерности потребления в балансовой зоне.

Параметризация балансового выражения (2) для каждой зоны проводилась исходя из допущения, что ПХГ могут работать только в режиме отбора газа (зимний период), при этом по достижении $Q_{потр}^{мин}$ отбор из ПХГ должен выбираться из условия:

$$Q_{отб}^{мин} = \begin{cases} [0; Q_{отб}^{макс} - \Delta Q_{потр}^{макс}] & \text{если } Q_{отб}^{макс} > \Delta Q_{потр}^{макс}, \\ 0 & \text{если } Q_{отб}^{макс} < \Delta Q_{потр}^{макс} \end{cases}, \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{потр}^{макс} &= Q_{потр}^{макс} - Q_{потр}^{мин}, \\ Q_{потр}^{макс} &= Q_{потр}(T^{мин}), \\ Q_{потр}^{мин} &= Q_{потр}(T^{макс}), \end{aligned} \quad (4)$$

где $T^{мин}$, $T^{макс}$ – значения температуры воздуха, отвечающие соответственно минимальной и максимальной климатическим нормам (по данным наблюдений) для центрального региона балансовой зоны в анализируемый период года; $Q_{потр}^{макс}$ – объем потребления газа при температуре воздуха, соответствующей минимальной климатической норме.

Минимальный уровень оседания оценивается исходя из минимального уровня отбора из ПХГ:

$$Q_{осед}^{мин} = Q_{потр}^{мин} - Q_{отб}^{мин}. \quad (5)$$

По результатам параметризации выражения (2) для каждой балансовой зоны оценивалась обеспеченность локальными средствами регулирования неравномерности потребления

газа (т.е. соответствие возможностей ПХГ потенциальным краткосрочным колебаниям потребления газа). В зависимости от уровня обеспеченности средствами регулирования все зоны разделены на три группы (рис. 4):

- 1) не имеющие ПХГ ($\Delta Q_{отб}^{макс} = 0$);
- 2) дефицитные ($\Delta Q_{осед} > 0$; $\Delta Q_{отб}^{макс} < \Delta Q_{потр}^{макс}$);
- 3) избыточные ($\Delta Q_{осед} \leq 0$; $\Delta Q_{отб}^{макс} > \Delta Q_{потр}^{макс}$).

Очевидно, что использование ПХГ только для регулирования неравномерности потребления в пределах балансовых зон, в которых они расположены, – это гипотетическая ситуация; в реальности ПХГ используются для регулирования баланса в рамках всей системы. Однако, если принимать во внимание только задачи регулирования краткосрочных колебаний потребления газа, ключевым фактором, ограничивающим зону эффективного использования ПХГ для регулирования краткосрочных балансов газа, является ранее упомянутая инерционность процессов транспортировки газа. Схематично эффективные зоны использования ПХГ представлены на рис. 5.

Исходя из рис. 5 можно допустить, что при решении задач регулирования краткосрочной неравномерности потребления газа эффективные зоны действия ПХГ могут охватывать не только балансовые зоны, в которых они расположены, но и некоторые соседние (при наличии транспортных связей). С учетом этого допущения проведена оценка возможности использования «избыточных» средств отдельных балансовых зон для компенсации краткосрочной неравномерности потребления газа в соседних «дефицитных» зонах. Результат такой оценки отражен на рис. 6.

Видно, что значительная часть балансовых зон, не имеющих собственных ПХГ, и зон с дефицитом возможностей регулирования, могут быть обеспечены возможностями регулирования краткосрочных балансов газа за счет ПХГ из соседних балансовых зон (см. рис. 6). При этом зоны компаний «Газпром трансгаз Сургут», «Газпром трансгаз Томск», «Газпром трансгаз Ухта», «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», «Газпром трансгаз Казань» все

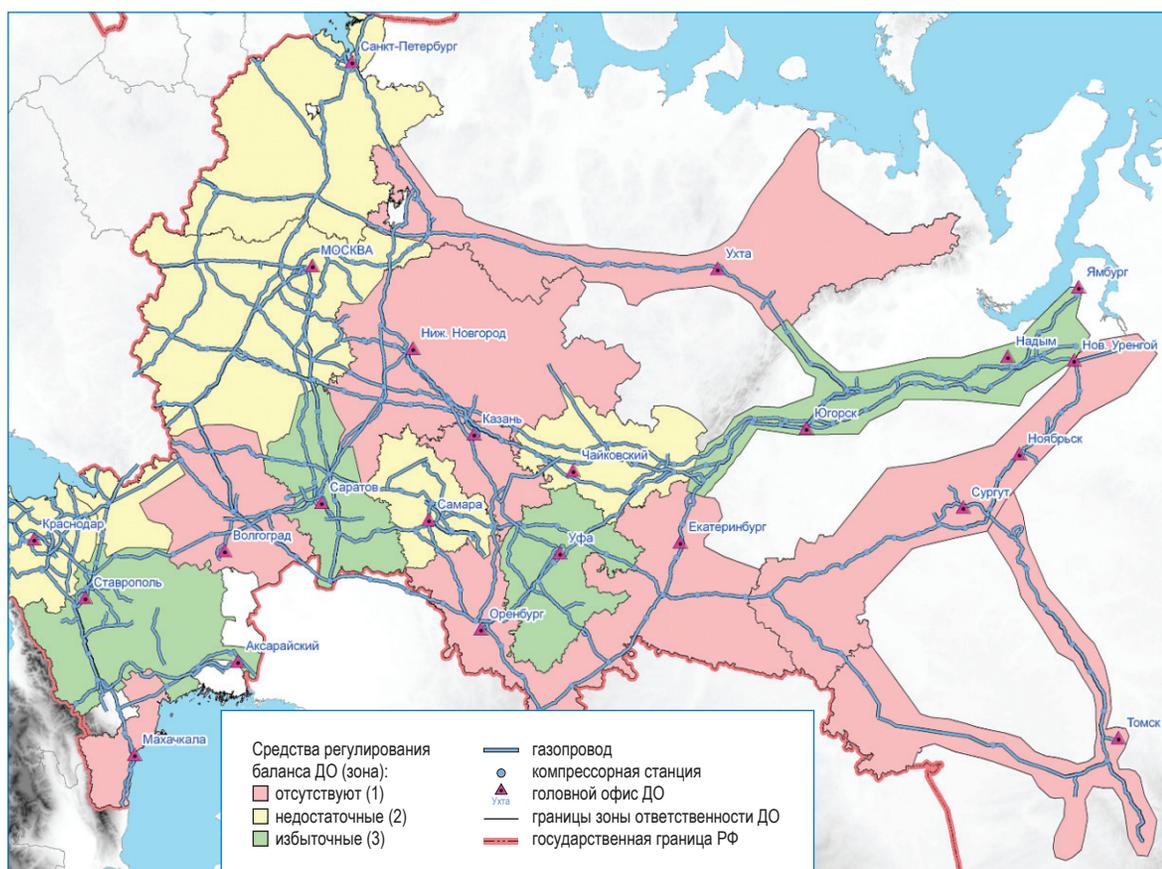


Рис. 4. Степень обеспеченности дочерних обществ (ДО) ПАО «Газпром» резервами газа из ПХГ для регулирования краткосрочных балансов газа без учета межсистемных связей

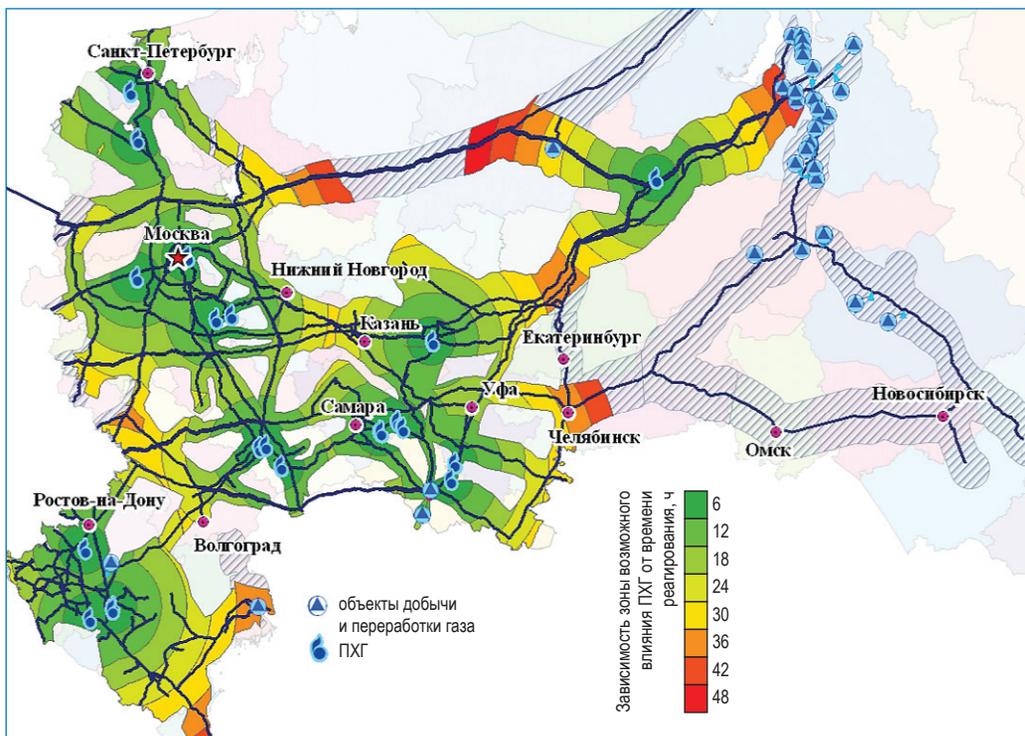


Рис. 5. Зоны действия ПХГ, эффективные с точки зрения компенсации краткосрочных (менее 48 ч) колебаний потребления газа

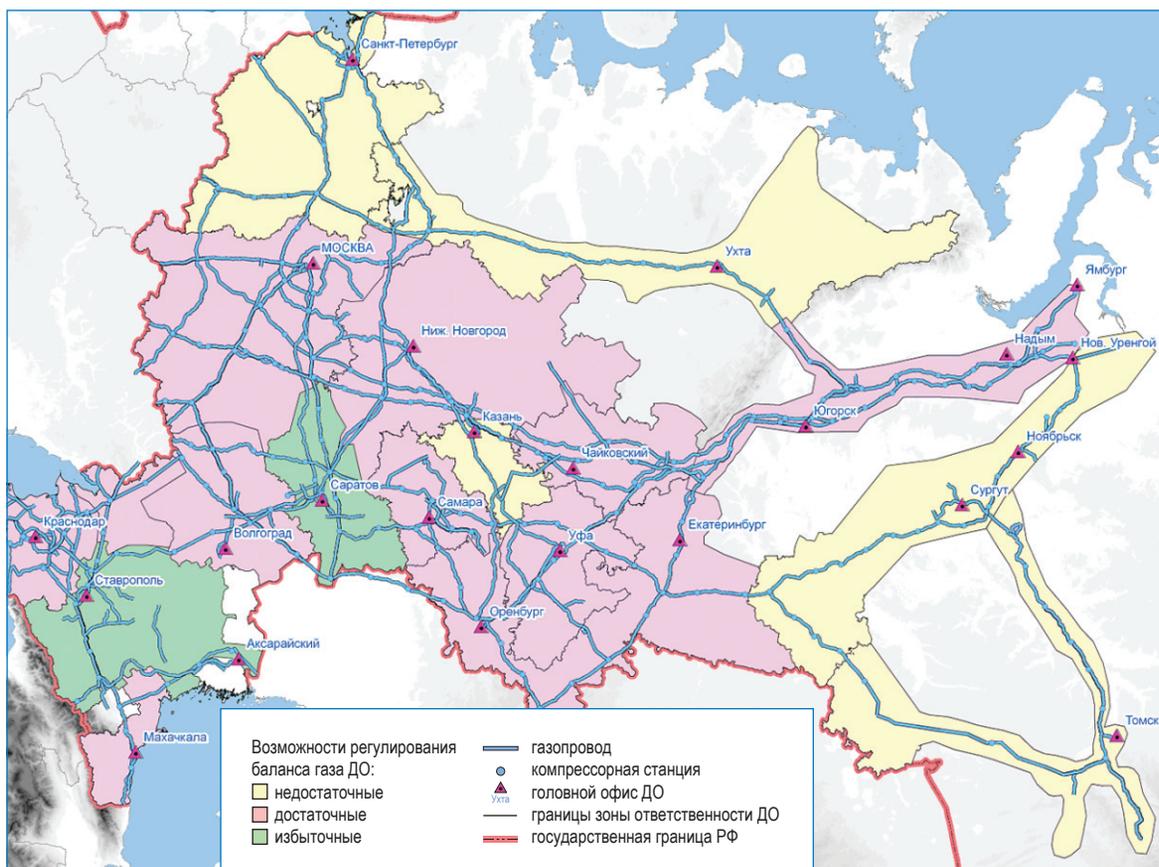


Рис. 6. Степень обеспеченности балансовых зон резервами газа из ПХГ для регулирования краткосрочных балансов газа с учетом системных связей

равно имеют дефицит возможностей с точки зрения компенсации краткосрочных колебаний потребления газа и регулируются преимущественно за счет изменения поставок газа по трубопроводам.

Описанный в статье подход является достаточно упрощенным и не учитывает всех аспектов, влияющих на динамическую устойчивость функционирования ЕСГ, которые принимаются во внимание более детальными и точными моделями, применяемыми в диспетчерском управлении. К числу факторов, не рассмотренных в статье, можно отнести запасы газа в магистральных

газопроводах, участие объектов добычи в процессах компенсации краткосрочной неравномерности потребления газа и возможности диспетчерских служб по оперативному управлению потоками и запасами газа в ЕСГ. Однако, несмотря на принятые допущения, указанный подход может быть использован для оценки с системных позиций потенциальной устойчивости ЕСГ к воздействию краткосрочной неравномерности газа, а также для разработки предложений по развитию подсистемы подземного хранения газа и межсистемных связей.

A role of underground gas storages in provision of stable functioning of the Unified System of Gas Supply of Russia

D.V. Lyugay¹, S.I. Dolgov^{1*}, G.S. Rakitina¹

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

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

Abstract. Adjusting of seasonal unevenness in gas consumption and support of winter peak demand of gas are used to be considered the main missions of underground gas storages (UGSs). Exactly these UGSs' tasks are taken into account when the necessary amounts of gas reserves and maximal gas extraction amounts per day are being substantiated.

The paper suggests somewhat different view of the UGSs' destination within the framework of the Unified System of Gas Supply (USGS) operation and related fresh approach to estimation of necessary day amounts of gas extraction from a UGS. Authors created a regional balance USGS model, which helps to assess outlooks for UGS application for compensation of short-term fluctuations in gas consumption. The regional balance zones were selected within the actual borders of the service zones of the gas-transport LLCs.

Using this model the USGS's reaction to short-term variability of day gas consumption due to temperature changes was assessed for different regions of Russia. According to the acquired results each balance zone was assessed by criterion of sufficiency of its local means for regulation of gas consumption unevenness (i.e. by correspondence of UGSs's scopes to the potential short-term fluctuations of gas demand). Depending on the level of adjustment means provision all zones were divided into three groups: not having UGS, undersupplied, oversupplied.

The paper doesn't examine such factors as presence of gas reserves inside the main pipelines, participation of the production facilities in compensation of the short-term consumption fluctuations, and the ability of the dispatching services to control gas flows and reserves in USGS in real time. Nevertheless, despite the concerned assumptions, this approach could be used for system estimation of the potential USGS resistance to the influence of the short-term gas demand leaps, as well as for working out recommendations on development of an underground gas storing subsystem and interregional communications.

Keywords: unevenness of gas consumption, structure of gas consumption, underground gas storage.

ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И АНАЛИЗА РИСКОВ

УДК: 621.6 : 629.039.58

Фундаментальные закономерности техногенной безопасности в обосновании перспективных газотранспортных систем

Н.А. Махутов^{1,2}, М.М. Гаденин^{2*}

¹ ООО «НИИ «Транснефть»», Российская Федерация, 117186, г. Москва, Севастопольский пр-т, д. 47а

² Институт машиноведения им. А.А. Благонравова РАН, Российская Федерация, 101990, г. Москва, Малый Харитоньевский пер., д. 4

* E-mail: safety@imash.ru

Тезисы. По мере повышения сложности оборудования, технологического процесса и условий его функционирования возрастают вероятности возникновения на нем неблагоприятных и чрезвычайных ситуаций, а также сопутствующих им потерь. Риски как интегральные показатели вероятностей возникновения чрезвычайных ситуаций и потерь (ущербов) являются обобщенным критерием работоспособности и условий безопасной эксплуатации инженерных объектов как на стадии проектирования, так и по мере увеличения сроков службы оборудования, которые непрерывно возрастают.

Показано, что актуальным и наиболее эффективным при решении рассматриваемой проблемы является переход от назначения сроков службы по прочностным и экономическим показателям к использованию в этой процедуре показателя рассчитанного и экспериментально обоснованного ресурса безопасной эксплуатации с привлечением базовых положений концепции риска. Выбор оптимального соотношения между уровнями рисков и затратами на определение, регулирование, обеспечение и повышение ресурса позволит не только обеспечить снижение уровня рисков до необходимого, но и увеличить эффективность использования средств, направленных на достижение этой цели. С учетом этого при определении или продлении сроков эксплуатации существующих и проектировании перспективных объектов газотранспортных систем наряду с традиционным определением всех прочностных показателей необходимо также выполнять оценки и осуществлять нормирование и регулирование соответствующих рисков возможного возникновения чрезвычайных ситуаций на анализируемом оборудовании.

Результаты фундаментальных и прикладных исследований в области проблем техногенной безопасности и рисков являются основой перехода от традиционных методов определения штатных и предельных состояний высокорисковых объектов техносферы по критериям прочности, ресурса и надежности к новым перспективным методам оценки рисков и управления ими. Важными этапами решения проблемы обеспечения безопасности и рисков для газотранспортной отрасли становятся расчетное определение показателей риска достижения предельных состояний по параметрам прочности и ресурса, взаимоувязанное развитие и использование комплексной системы диагностики и мониторинга состояния материалов и элементов соответствующего оборудования в штатных и аварийных ситуациях, мониторинг формирующихся и реализуемых рисков его эксплуатации на всех стадиях жизненного цикла и автоматизированное функционирование комбинированных систем защиты рассматриваемых объектов от аварий и катастроф по мере выхода анализируемых рисков за пределы приемлемых диапазонов и приближения их к предельным значениям.

Отказы, аварии и катастрофы на объектах газотранспортных систем могут стать источником существенных ущербов человеку, инфраструктуре и окружающей природной среде. При этом по мере повышения сложности оборудования, технологического процесса и условий его функционирования возрастают вероятности возникновения на нем неблагоприятных и чрезвычайных ситуаций, а также сопутствующих им потерь, выражающихся в гибели людей, ущербе их здоровью, повреждении и разрушении самих объектов, непоправимых негативных воздействиях на среду обитания [1–9].

Ключевые слова: газотранспортные системы, безопасная эксплуатация, риски, ущербы, критерии, чрезвычайные ситуации, аварии, катастрофы, предельные состояния, ресурс, прочность.

Выполненный в ПАО «Газпром» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») и Российской академии наук (ИМАШ РАН) анализ условий возникновения названных чрезвычайных ситуаций показывает, что при оценках остаточного ресурса и дальнейшей безопасной эксплуатации элементов газотранспортных систем после 50...60%-ной выработки их исходного ресурса подлежат определению и учету соответствующие критериальные характеристики срока службы и условий достижения предельных состояний (условий перехода от исходных штатных состояний к предельным состояниям), а также типов предельных состояний [3–13]. Риски как интегральные показатели вероятностей возникновения чрезвычайных ситуаций и потерь (ущербов) по мере увеличения сроков эксплуатации объектов непрерывно возрастают. При этом важно подчеркнуть то обстоятельство, что названные техногенные аварии и катастрофы часто происходят в тот отрезок времени, когда назначенный срок службы поврежденных или разрушенных объектов не был исчерпан, а в целом ряде случаев степень его исчерпания не превышала 10...20 %. Это указывает на то, что при традиционном назначении сроков службы по экономическим амортизационным критериям не учитывались факторы усложнения объектов, технологий и условий их функционирования. В то же время затраты на поддержание технического состояния рассматриваемых объектов газотранспортной структуры могут значительно расти с увеличением срока эксплуатации, оказывая существенное влияние на их рентабельность. В связи с этим становится очевидной необходимость перехода от назначения сроков службы по экономическим показателям

к использованию в этой процедуре показателя рассчитанного и экспериментально обоснованного ресурса безопасной эксплуатации с привлечением базовых положений концепции риска. Выбор оптимального соотношения между уровнями рисков и затратами на определение, регулирование, обеспечение и повышение ресурса позволит не только обеспечить снижение уровня рисков до необходимого, но и увеличить эффективность использования средств, направленных на достижение этой цели.

Вероятностные характеристики возможных аварийных ситуаций и сопутствующих им ущербов для ряда высокорисковых инженерных объектов, включая трубопроводные системы, приведены в табл. 1 [1, 7].

Учитывая современное состояние науки, техники и технологий в области проектирования, создания и эксплуатации газотранспортных систем, при определении или продлении сроков эксплуатации существующих и проектировании перспективных объектов газотранспортной системы наряду с традиционным определением всех прочностных показателей в настоящее время признано необходимым также выполнять оценки и осуществлять нормирование и регулирование соответствующих рисков (рис. 1).

Как показано на рис. 1, подходы к анализу и нормированию безопасного функционирования инженерных объектов на каждом из временных этапов, начиная с первых десятилетий прошлого века и до ближайших десятилетий текущего столетия, каждая из ступеней этого процесса (от базовых расчетов на прочность до перспективных – на защищенность) по мере их совершенствования сохраняет свое значение и присутствие для

Таблица 1

Вероятности и ущербы возможных крупных аварий и катастроф на высокорисковых объектах

Тип объекта		Вероятность аварий, год ⁻¹			Ущерб, долл. США
		расчетная		реальная	
		проектная	запроектная		
Реактор	активная зона	10 ⁻⁶	10 ⁻⁸	2·10 ⁻³	10 ¹⁰
	первый контур	10 ⁻⁵	10 ⁻⁶	5·10 ⁻³	10 ⁹
Ракетно-космическая система		10 ⁻³	10 ⁻⁴	5·10 ⁻²	10 ⁹
Турбоагрегат		10 ⁻³	10 ⁻⁴	3·10 ⁻³	10 ⁸
Летательный аппарат		10 ⁻³	10 ⁻⁴	5·10 ⁻³	10 ⁷
ТЭС, ГЭС		10 ⁻³	10 ⁻⁶	>10 ⁻⁴	10 ⁹
Трубопровод протяженностью более 1000 км		10 ⁻⁴	2·10 ⁻³	1·10 ⁻²	10 ⁶

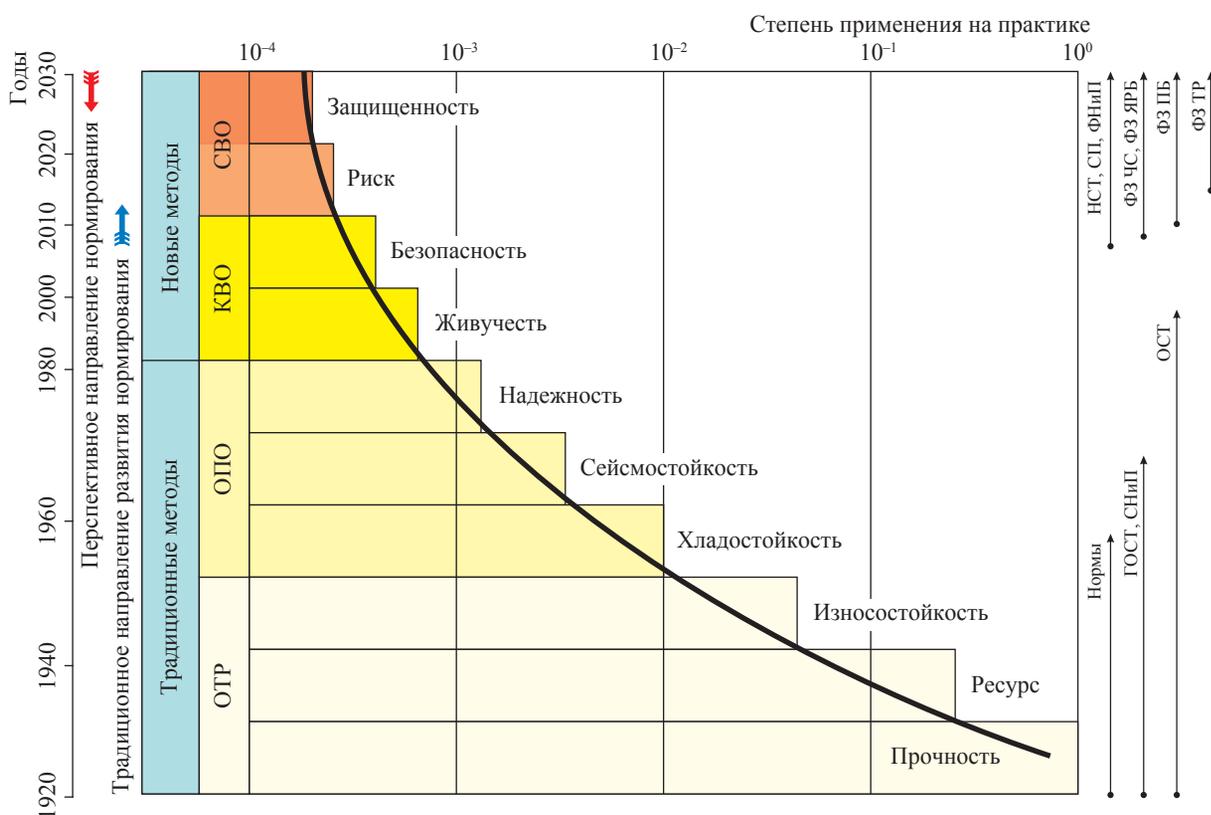


Рис. 1. Комплексные подходы к анализу, нормированию и управлению функционированием газотранспортных систем: ОТР – объекты технического регулирования; ОПО – опасные производственные объекты; КВО – критически важные объекты; СВО – стратегически важные объекты; НСТ – национальные стандарты; СП – своды правил; ФНиП – федеральные нормы и правила; ФЗ ЧС – федеральный закон по чрезвычайным ситуациям; ФЗ ЯРБ – федеральный закон о ядерной и радиационной безопасности; ФЗ ПБ – федеральный закон о промышленной безопасности; ФЗ ТР – федеральный закон о техническом регулировании

последующих, что символически обозначено изменением интенсивности их цветового изображения от светлых, более простых (относящихся к ОТР и ОПО), до наиболее затемненных (темно-желтых и коричневых), охватывающих КВО и СВО. При этом решение современных задач в этом направлении (см. верхние ступени на рис. 1 – защищенность, риск, безопасность), безусловно, опирается на ранее полученные результаты (см. нижние ступени на рис. 1 – прочность, ресурс и т.д.). Проходящая через указанные ступени кривая показывает в относительных единицах (верхняя шкала) степень научной обоснованности и применения в практике сегодняшнего дня имеющегося набора утвержденных нормативных методов по каждому из отображенных на рис. 1 подходов (прочность – защищенность). Причем наименее разработанная в нормативном плане к настоящему времени область

методов нормирования безопасности, рисков и защищенности должна быть применимой именно к наиболее опасным с точки зрения уязвимости высоконагруженным уникальным инженерным объектам.

Официально принятая в СССР и постсоветской России (в начальный период) нормативная база (нормы, ГОСТы, СНИПы, ОСТы¹ – см. правую шкалу на рис. 1) хронологически развивалась аналогичным образом и по степени охвата соответствующих подходов (ступеней на рис. 1) также отвечает описанному выше положению. Современные результаты научных и прикладных разработок в направлении исследования безопасности, риска и защищенности позволили сформулировать такие нормативные документы по их обеспечению,

¹ См. Федеральный закон от 29.06.2015 № 162-ФЗ (ред. от 03.07.2016) «О стандартизации в Российской Федерации» не предусмотрены.

как НСТ (и межгосударственные стандарты в рамках ЕврАзЭС), СП, ФНиП, федеральные законы о чрезвычайных ситуациях, ядерной и радиационной безопасности, промышленной безопасности, техническому регулированию, в которые с безусловной опорой на нормирование ранее используемых подходов в той или иной степени включены базовые требования к обеспечению безопасности, риска и защищенности.

Как уже отмечалось, наиболее научно обоснованными и практически реализуемыми в плане нормативных расчетов являются расчеты на прочность, ресурс, хладо- и износостойкость, надежность. Именно в такой последовательности реализовывалось традиционное направление развития нормирования с переходом на основе этих методов к оценкам безопасности, риска и защищенности (см. указатели на левой шкале рис. 1). Перспективное направление нормирования на основе изложенного выше заключается в том, что первоначально при проектировании задаются приемлемые с учетом научного обоснования и нормативного закрепления показатели защищенности, риска и безопасности, и на их основе осуществляются расчеты параметров ресурса и прочности. Конечной целью использования такого подхода к обеспечению условий безопасной эксплуатации газотранспортных систем и является количественное определение приемлемых (допускаемых) параметров защищенности, риска и безопасности, характеризующих состояние и приоритеты развития отрасли.

Результаты фундаментальных и прикладных исследований в области проблем техногенной безопасности и рисков являются основой перехода от традиционных методов и систем определения штатных и предельных состояний высокорисковых объектов техносферы по критериям прочности, ресурса и надежности к новым перспективным методам оценки рисков и управления ими. Важными этапами решения проблемы безопасности и рисков становятся расчетное определение показателей риска достижения предельных состояний по параметрам прочности и ресурса, взаимоувязанное развитие и использование комплексной системы диагностики и мониторинга состояния материалов и элементов газотранспортного оборудования в штатных и аварийных ситуациях, мониторинг формирующихся и реализуемых рисков его эксплуатации на всех стадиях жизненного цикла и автоматизированная

работа комбинированных систем защиты рассматриваемых объектов от аварий и катастроф по мере выхода анализируемых рисков за пределы приемлемых диапазонов и приближения их к предельным значениям [1, 6–8].

При анализе безопасности и рисков в газотранспортных системах, как и в других сложных технических системах, в соответствии с требованиями федерального законодательства и решениями Совета Безопасности, Государственного совета и Правительства Российской Федерации выделяются следующие основные группы объектов с учетом их потенциальной опасности: ОТР (трубы, арматура, насосы крупносерийного и массового производства); ОПО (участки трубопроводов, газоперекачивающие станции, хранилища газов, системы управления); КВО (газопроводы высоких давлений и больших диаметров, большие коридоры с рядом ниток газо- и нефтепроводов, участки газопроводов в зонах геологических разломов и речных переходов, крупные газохранилища); СВО (мощные газопроводы для экспортных поставок, морские газопроводы, заводы по сжижению природного газа, морские платформы, морские и океанские газозовы). ОТР создают объектовые риски при ущербах до 10^6 руб., ОПО – местные риски за пределами промышленных трасс и площадок с ущербами до 10^8 руб., КВО – региональные и отраслевые риски с ущербами до $(1...5) \cdot 10^9$ руб., СВО – риски национального и международного масштабов с ущербами до 10^{10} руб. и выше.

При построении алгоритма анализа и мониторинга рисков, сценариев развития неблагоприятных событий в условиях перехода объекта от штатных к предельным состояниям, а также базовых параметров анализируемых объектов учитываются следующие положения. Фазы инициирования повреждений, отказов, разрушений, аварий, катастроф и соответствующие им риски могут представлять собой во времени t как краткосрочные, так и длительные процессы, включающие различные этапы отклонений от заданных режимов эксплуатации, накопление механических повреждений в оборудовании, отказы, а также нарушения контроля качества и состояния оборудования и обслуживающего его персонала. Эти фазы характеризуются соответствующими группами анализируемых расчетных параметров (рис. 2): безопасности $S(t)$ и рисков $R(t)$; ресурса $T_{кр}(t)$,

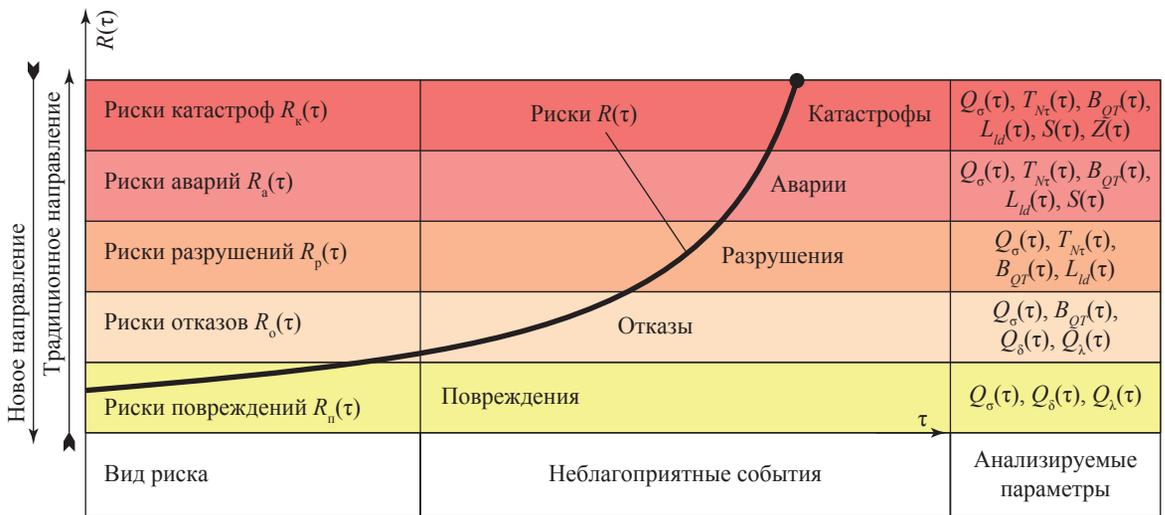


Рис. 2. Структура анализа рисков опасных состояний объектов по характеризующим их параметрам

надежности $B_{QT}(\tau)$, живучести $L_{ld}(\tau)$; прочности $Q_\sigma(\tau)$, жесткости $Q_\delta(\tau)$, устойчивости $Q_\lambda(\tau)$.

Первая фаза накопления повреждений d , отказов и частичных разрушений с развитием дефектов (трещин) l заканчивается возникновением на объекте аварийной ситуации, которая может быть связана с начавшимися каскадными разрушениями и необратимыми отклонениями от условий нормальной эксплуатации. Каждая из этих фаз характеризуется соответствующим видом относящегося к ним риска (составляющей полного риска $R(\tau)$): риском фазы повреждений $R_n(\tau)$, риском фазы отказов $R_o(\tau)$, риском фазы разрушений $R_p(\tau)$, риском фазы аварий $R_a(\tau)$ и риском фазы катастроф $R_k(\tau)$. Нарастание этих составляющих риска с переходом от одной фазы к другой по определенной траектории в полный, характеризующий на данный момент времени τ состояние анализируемого объекта риск $R(\tau)$ может быть выражено функционалом

$$R(\tau) = F_R \{R_n(\tau), R_o(\tau), R_p(\tau), R_a(\tau), R_k(\tau)\}. \quad (1)$$

Траектории развития неблагоприятных событий, приводящих к достижению предельного состояния, могут иметь различный вид, характеризующий увеличением во времени τ значений рисков $R(\tau)$ [1, 7, 8].

При этом в анализе условий достижения опасных состояний объекта по параметру риска, согласно выражению (1), в самом общем виде приняты следующие определяющие параметры:

- $Q_\sigma(\tau)$ – прочность, определяемая сопротивлением разрушению во времени несущих

элементов при штатных и аварийных воздействиях;

- $Q_\lambda(\tau)$ – устойчивость, определяемая сопротивлением во времени потере начальной формы λ несущих элементов при действии штатных или аварийных нагрузок;
- $Q_\delta(\tau)$ – жесткость, определяемая сопротивлением во времени несущих элементов достижению недопустимых деформаций δ при действии штатных или аварийных нагрузок;
- $T_{N\tau}(\tau)$ – ресурс (долговечность), определяемый временем τ или числом циклов N до разрушения или потери устойчивости;
- $B_{QT}(\tau)$ – надежность, определяемая способностью объекта во времени выполнять заданные функции в штатном или поврежденном состояниях при заданных нагрузках Q или ресурсе $T_{N\tau}$;
- $L_{ld}(\tau)$ – живучесть, определяемая способностью объекта во времени выполнять свои функции в ограниченном объеме при недопустимых нормами повреждениях d или размерах дефектов l ;
- $S(\tau)$ – безопасность, определяемая способностью объекта во времени не переходить в катастрофическое состояние с нанесением значительных ущербов человеку, техносфере и природной среде;
- $R(\tau)$ – риск, определяемый вероятностью возникновения во времени на объекте неблагоприятных ситуаций и возможными ущербами от этих ситуаций в штатных и нештатных условиях;
- $Z(\tau)$ – защищенность, определяемая способностью объекта во времени противостоять

возникновению и развитию неблагоприятных ситуаций в штатных и нештатных условиях.

Результаты контроля, испытаний, диагностики и мониторинга состояния несущих элементов рассматриваемых объектов и их материалов в настоящее время являются одними из определяющих факторов при анализе как штатных, так и предельных состояний. Поэтому остро стоит задача организации комплексного мониторинга текущего состояния рассматриваемых объектов на разных стадиях их жизненного цикла. Такой подход к организации мониторинга должен стать по крайней мере трехцелевым (для обеспечения безопасности, прочности и ресурса) и по типам контроля трехвидовым (неразрушающим, повреждающим и разрушающим). Только сочетание указанных видов контроля и мониторинга состояния объектов позволит достигнуть прогресса в решении фундаментальных проблем безопасной эксплуатации перспективных газотранспортных систем на основе мониторинга рисков с целью их защиты от техногенных аварий и катастроф и обеспечения заданного уровня приемлемого риска $R(\tau) \leq [R(\tau)]$ в процессе эксплуатации (здесь и далее обозначения в квадратных скобках соответствуют допускаемым (приемлемым) значениям соответствующих параметров).

Комплексный расчетно-экспериментальный анализ ресурса эксплуатируемого и перспективного проектируемого оборудования базируется в первую очередь на оценке условий накопления эксплуатационных повреждений, а также на изучении условий перехода его элементов из штатных в предельные состояния с учетом критериев прочности, трещиностойкости и живучести. В этот анализ включаются: расчетно-экспериментальное обоснование статической, длительной и циклической прочности, ресурса и рисков при штатных и нештатных ситуациях; выбор типов предельных состояний, расчетных схем и расчетных случаев, расчетных характеристик и методов анализа напряженно-деформированных состояний, методов диагностики технического состояния, назначения запасов по прочности и долговечности; изучение вероятностей достижения предельных состояний; оценка рисков аварий и катастроф [1, 4–8, 14–17].

Перечисленные процедуры реализуются с использованием комплекса критериальных выражений, расчетных уравнений и расчетных характеристик, применяемых для анализа и определения штатных и предельных состояний инженерных объектов. В комплекс критериальных входят следующие выражения:

1) для оценки статической и длительной прочности

$$F_Q \{ \sigma, e, t, \tau \} = F_Q \left\{ f_1 \left(\frac{\sigma_t^\tau}{n_t}, \frac{\sigma_b^\tau}{n_b}, \frac{\sigma_{дп}^\tau}{n_{\sigma}}, \frac{e_k^\tau}{n_e}, \frac{\tau_k}{n_\tau} \right), f_2(m) \right\}, \quad (2)$$

где F_Q – функционал, характеризующий зависимость напряжений от совокупности силовых воздействий Q ; σ, e – действующие во времени τ при температуре t напряжения и деформации; f_1 – функциональная зависимость ($\sigma_t^\tau, \sigma_b^\tau$ и $\sigma_{дп}^\tau$ – пределы текучести, прочности и длительной прочности материала для времени деформирования τ соответственно; e_k^τ, τ_k – значения критических (при разрушении) величин деформации и времени; $n_t, n_b, n_{\sigma}, n_e, n_\tau$ – коэффициенты запаса (запасы) соответственно по пределам текучести и прочности, по напряжениям, деформациям и времени); $f_2(m)$ – функциональная зависимость показателя упрочнения m в упругопластической области деформирования (в большинстве случаев – степенная) [7, 14];

2) для оценки ресурса по параметрам N и τ

$$F_T \{ \sigma, e, N, \tau \} = \left\{ f_1 \left(\frac{\sigma_a}{n_\sigma}, \frac{e_a}{n_e}, \frac{N_p}{n_N} \right), f_2(\sigma_\tau, \psi_k, m_p, m_e) \right\}, \quad (3)$$

где F_T – функционал, характеризующий зависимость ресурса от амплитуд напряжений σ_a , деформаций e_a , разрушающего числа циклов N_p и соответствующих им запасов, а также располагаемой пластичности материала ψ_k (относительного поперечного

сужения) и показателей степени в уравнении кривой усталости для пластической m_p и упругой m_e составляющих циклической деформации e_a [7, 14–17];

3) для оценки трещиностойкости

$$F_K \{ \sigma, e, K_I, K_{Ie}, \tau, t \} = F_K \left\{ \frac{\sigma}{n_\sigma}, \frac{e}{n_e}, \frac{K_{I,k}}{n_K}, \frac{K_{Ie,k}}{n_{Ke}}, \frac{\tau_k}{n_\tau}, \frac{t_k}{n_t} \right\}, \quad (4)$$

где F_K – функционал, характеризующий зависимость коэффициентов интенсивности напряжений K_I и деформаций K_{Ie} от их критических значений соответственно $K_{I,k}$ и $K_{Ie,k}$, уровней напряжений σ , деформаций e , критического времени до разрушения τ_k и критической температуры t_k с соответствующими запасами [7, 14];

4) для оценки живучести

$$F_{L_{id}} \{ \sigma, e, l, N, \tau, K_I, K_{Ie} \} = F_{L_{id}} \left\{ (\Delta K_I, \Delta K_{Ie}), \left(\frac{dl}{dN}, \frac{dl}{d\tau} \right) \right\}, \quad (5)$$

где $F_{L_{id}}$ – функционал, характеризующий зависимость параметра живучести от значений действующих напряжений и деформаций, вызывающих повреждение материала d , размеров дефектов (трещин) l , скоростей роста последних по параметрам числа циклов dl/dN и времени $dl/d\tau$, а также размахов коэффициентов интенсивности напряжений K_I и деформаций K_{Ie} [7, 14];

5) для оценки риска и безопасности

$$F_R \{ P(\tau), U(\tau) \} = R(\tau), \quad (6)$$

$$F_S \{ R(\tau), n_R \} = S(\tau) \leq \frac{1}{n_R} R_k(\tau) = [R(\tau)] = F_M \{ R_k(\tau), n_R, M(\tau), m_M \}, \quad (7)$$

где F_R – функционалы, характеризующие риск $R(\tau)$ как аналитическую зависимость от вероятности $P(\tau)$ возникновения на объекте чрезвычайной ситуации того или иного типа и возможного ущерба $U(\tau)$ в случае ее реализации; F_S – характеризующая параметр безопасности $S(\tau)$ функциональная зависимость, которая связывает параметры реально имеющего место для анализируемого объекта в эксплуатации риска с заранее определенными критическим $R_k(\tau)$ (предельным) и допускаемым $[R(\tau)]$ (приемлемым) его значениями через коэффициент запаса по риску n_R . При этом уровень безопасности объекта функционально (F_M) зависит от значений критического риска, запаса по риску, а также от затрат $M(\tau)$ на проведение мероприятий по снижению опасности (риска) объекта и коэффициента эффективности этих затрат m_M [1, 4–7].

Приведенный комплекс функциональных критериальных выражений (2)–(7) позволяет реализовать полную последовательность расчета объекта с целью обеспечения его безопасной эксплуатации, начиная от параметров прочности и заканчивая параметрами защищенности, с приемлемыми значениями риска как на стадии проектирования, так и на определенных стадиях эксплуатации, в том числе и при принятии решений о продлении ресурса [1].

При оценке остаточного ресурса по сопротивлению циклическому разрушению подлежат анализу величины циклических напряжений, асимметрии цикла и чисел циклов, концентрация напряжений, циклические свойства материала, эксплуатационные температуры, специальные условия нагружения, остаточные напряжения и деформации. По этим данным определяются расчетные процессы и параметры воздействий, разрушающие напряжения и долговечность [1, 4–8, 10, 14–18]. Основой такого определения служат представленные ранее соответствующие функционалы, включающие расчетные зависимости (уравнения состояния, кривые деформирования и разрушения, деформационные и силовые критерии). В уточненных расчетах учитываются зоны сварных соединений, пластическое деформирование в наиболее нагруженных зонах, многообразие эксплуатационных воздействий, рассеяние характеристик механических свойств.

Концепция оценки, диагностирования и прогнозирования ресурса объектов с учетом объемов технического диагностирования увязывается с выбором параметров состояния по степени износа и истощения ресурса. К числу определяющих факторов и параметров, влияющих на ресурс, отнесены предельные отклонения геометрических форм, размеров и погрешностей измерений, этапность прогнозирования ресурса, результаты ресурсно-прочностных исследований, объемы диагностирования объектов, влияние эффективности технической диагностики на степень опасности разрушения.

К наиболее важным характеристикам и параметрам состояния эксплуатируемых объектов относятся имеющие место в их наиболее нагруженных элементах и зонах напряжения σ (деформации e), температуры t , размеры, формы и места возникновения дефектов (трещин) l , которые изменяются при эксплуатации во времени τ . Эти параметры оказываются зависящими от реальных условий нагружения (давления, механических, тепловых и электромагнитных усилий, скоростей, ускорений),

геометрических форм и размеров конструктивных элементов, свойств конструкционных материалов [7, 8, 15–19].

Поскольку возникновение и развитие практически всех аварийных ситуаций на объектах техносферы начинается с повреждений их несущих элементов (разрушения, деформирования, разуплотнения, потери устойчивости), то в процессе диагностирования подлежат обязательному определению максимальные (σ_{\max} , e_{\max} , t_{\max}) и амплитудные (σ_a , e_a , t_a) значения базовых параметров нагруженности этих элементов – напряжений, деформаций, температур.

Для диагностики (измерений) состояний рассматриваемых объектов и мониторинга (расчета и измерений) в реальном масштабе времени эксплуатации или при проведении регламентных работ могут быть использованы как широко применяемые, так и новые методы и средства – оптические, физические, механические, электромеханические (табл. 2) [7, 8, 14, 19]. К ним можно отнести: внешний осмотр, ультразвуковую и магнитную дефектоскопию, методы проникающих жидкостей и фотоупругости, тензометрию, виброметрию,

Таблица 2

Параметры технического диагностирования для оценки рисков

Методы диагностики состояния	Дефект			Температура			Напряжения			Механические свойства		
	размер l	форма a/l	место расположения A	значение t	длительность цикла τ_c	время воздействия τ	значение σ_a	количество циклов N	время воздействия τ	прочность σ_p , σ_b	пластичность δ , Ψ_k	трещиностойкость $K_{I,II}$
Ультразвуковая дефектоскопия	++	+-	+-	-	-	-	+-	-	-	-	-	-
Магнитопорошковая дефектоскопия	+-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Визуальный контроль	+-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рентген	+-	+-	+-	-	-	-	+-	-	-	+-	-	-
Виброметрия	+-	-	+-	-	-	-	+-	-	-	-	-	-
Акустический контроль	+-	-	+-	-	-	-	+-	-	-	-	-	-
Акустическая эмиссия	++	+-	++	-	-	-	++	-	-	+-	-	+-
Голография	-	+-	+-	+-	-	-	+-	++	+-	+-	+-	+-
Термовидение	+-	-	+-	++	++	++	+-	+-	++	+-	+-	+-
Томография	++	++	++	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Натурная тензометрия	+-	+-	+-	++	++	++	++	++	++	+-	+-	+-

Примечание. Каждый из приведенных в табл. 2 методов имеет свой диапазон применения и позволяет получить соответствующий объем информации по специфическим для него анализируемым параметрам. Наиболее эффективные из указанных методов отмечены знаком «+ +», применимые – знаком «+», не дающие прямой информации – знаком «-». Сочетание в ячейках знаков «+ -» означает: предпочтительно применимые, но без получения полного объема необходимых данных; «- +» – допустимо применимые для получения той или иной специфической информации.

термометрию, акустическую эмиссию, термо-видение, рентгенографию, томографию, голографию и др. При этом оказывается, что практически отсутствуют универсальные методы, либо позволяющие (знак плюс), либо не позволяющие (знак минус) одновременно вести измерения всех указанных в табл. 2 параметров.

При постановке задачи многопараметрической диагностики состояния объектов первоочередное значение имеет получение эксплуатационной информации о названных параметрах (см. табл. 2) с учетом всех особенностей функционирования объектов. При этом следует иметь в виду, что только знание полной информации о комбинации всех требуемых параметров в их непосредственном взаимодействии позволяет провести комплексную оценку поврежденности объекта.

Учет взаимодействия диагностируемых параметров состояния анализируемой технической системы очень важен, а получение объективных данных, отражающих такое взаимодействие, возможно лишь при комплексном применении различных методик наблюдения за состоянием системы. Например, использование широко известного ультразвукового контроля позволяет получить достаточно полную информацию о размерах дефектов, но информация о месте их расположения и конфигурации оказывается не всегда достаточной.

Указанные подходы являются базовыми для решения двух задач: 1) диагностики и мониторинга материала и технического состояния объектов; 2) мониторинга рисков функционирования объектов.

Решение практических задач обеспечения прочности, ресурса и живучести предполагает в первую очередь определение номинальных и локальных напряжений в результате эксплуатационных нагрузок в наиболее нагруженных зонах. Критериальными параметрами деформативности и прочности конструкционных материалов в этом случае являются такие стандартные характеристики механических свойств материала, как модуль упругости E , предел текучести σ_T и предел прочности σ_B , сопротивление отрыву S_K , относительное сужение в шейке ψ_K .

Решенные и решаемые в рассматриваемом направлении проблемы характеризуются исторически сложившейся последовательностью (рис. 3) формирования фундаментальных научных основ, разработки инженерных методов расчетов и испытаний, создания норм и правил проектирования и изготовления объектов техносферы, обеспечения их функционирования в заданных пределах проектных режимов и параметров. Базовыми, поэтапно повышающимися требованиями к штатному (нормальному) функционированию и проектным параметрам функционирования как для объектов массового и серийного производства газотранспортных систем (ОТР и ОПО), так и для уникальных и экстремально нагруженных критически (КВО) и стратегически (СВО) важных их объектов на всех стадиях их жизненного цикла в настоящее время стали последовательно передающие (знак \rightarrow) свои знания от одного этапа расчетов к другому «прочность \rightarrow жесткость \rightarrow устойчивость \rightarrow ресурс \rightarrow надежность \rightarrow живучесть \rightarrow безопасность \rightarrow риск \rightarrow

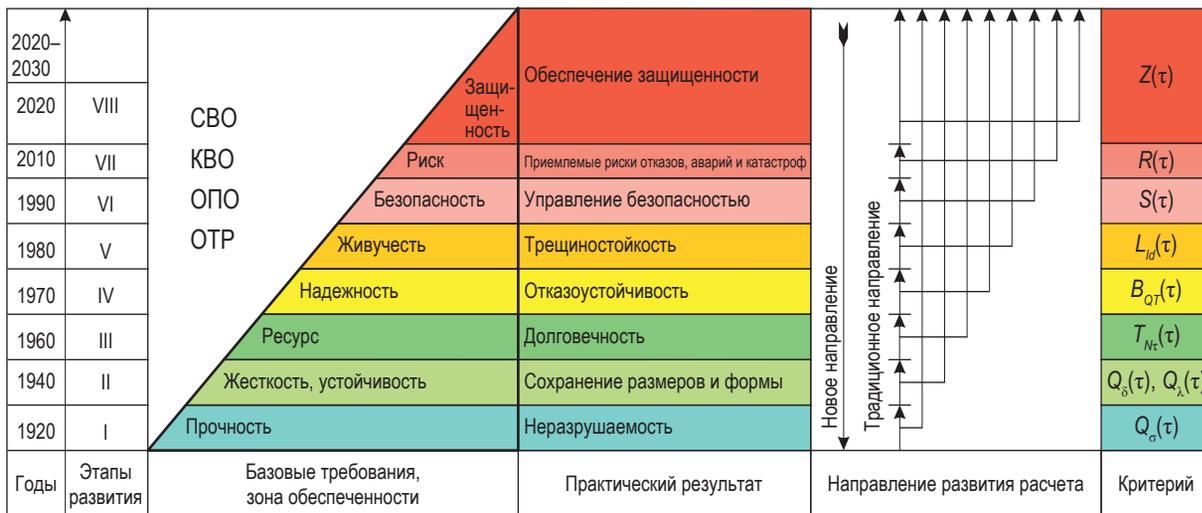


Рис. 3. Общая структура обеспечения работоспособности объектов газотранспортных систем

→ защищенность» (см. рис. 3, обозначения критериев см. на рис. 2). При этом, как уже упоминалось (см. рис. 1), традиционное направление последовательности расчетов предполагает первоначальное задание параметров прочности с последующими как прямым использованием полученных результатов для анализа защищенности (см. ступенчатую линию в столбце «Направление развития расчета» на рис. 3), так и передачей этих результатов на следующий этап – расчет жесткости и устойчивости с повторением этого алгоритма и для других выше расположенных на рис. 3 этапов расчета. Перспективное направление предполагает обратную последовательность этой процедуры.

На основе анализа традиционных и новых перспективных требований к обеспечению безопасных условий эксплуатации и соответствующих им параметров можно построить зоны обеспеченности и необеспеченности работоспособности эксплуатируемых и перспективных объектов газотранспортных систем по входящим в выражения (2)–(7) и обозначенным на рис. 3 критериям. При этом могут быть выделены основные этапы развития, базовые требования и основные практические результаты взаимодействия традиционного и перспективного направлений. В этом случае следует иметь в виду, что решение новых проблем защищенности, риска и безопасности должно обязательно опираться на решение проблем живучести, надежности, ресурса, жесткости, устойчивости и прочности с прохождением через традиционные этапы (I–VIII) (см. рис. 3) их взаимодействия.

В соответствии с изложенным базовое выражение, характеризующее защищенность объектов от аварий и катастроф, может быть представлено в виде функционала, включающего параметры прочности, ресурса, живучести, безопасности и рисков:

$$Z(\tau) = F_z \{R(\tau), S(\tau), L_{id}(\tau), B_{OT}(\tau), T_{Nt}(\tau), Q_{\delta}(\tau), Q_{\lambda}(\tau), Q_{\sigma}(\tau)\}. \quad (8)$$

Основным направлением анализа и обеспечения защищенности объектов от неблагоприятных ситуаций с учетом выражения (8) является реализация основных требований к их работоспособности в штатных, аварийных и катастрофических ситуациях. Новым, перспективным направлением фундаментальных и прикладных исследований для обеспечения

защищенности рассматриваемых объектов от чрезвычайных ситуаций является именно то, которое изначально формирует уровень защищенности объекта $Z(\tau)$. Защищенность объекта определяется через формирующиеся $R(\tau)$ и приемлемые $[R(\tau)]$ риски:

$$Z(\tau) = R(\tau) \{1 - [R(\tau)] / R(\tau)\}. \quad (9)$$

Риски $R(\tau)$, формирующиеся на данной стадии τ жизненного цикла в соответствии с функционалом согласно выражению (6), научно обосновываются и оцениваются по вероятностям (частотам) $P(\tau)$ возникновения отказов, аварийных или катастрофических ситуаций и сопутствующим им ущербам $U(\tau)$:

$$R(\tau) = P(\tau)U(\tau). \quad (10)$$

Задаваемый согласно выражению (8) уровень защищенности определяет все основные группы требований:

- безопасности $S(\tau)$ и рисков $R(\tau)$;
- ресурса $T_{Nt}(\tau)$, надежности $B_{OT}(\tau)$, живучести $L_{id}(\tau)$;
- прочности $Q_{\sigma}(\tau)$, жесткости $Q_{\delta}(\tau)$, устойчивости $Q_{\lambda}(\tau)$.

Приемлемые риски $[R(\tau)]$ при раскрытии функционала (7) с учетом результатов анализа критических отказов, аварий и катастроф научно обосновываются и директивно назначаются по наиболее опасным, критическим значениям $P_k(\tau)$, $U_k(\tau)$, $R_k(\tau)$ с введением запасов по рискам n_R ($n_R \geq 1$)

$$[R(\tau)] = \frac{R_k(\tau)}{n_R} = \frac{P_k(\tau)U_k(\tau)}{n_R}. \quad (11)$$

Безопасность объекта $S(\tau)$ оценивается по неравенствам

$$S(\tau) > 0 \text{ при } R(\tau) \leq [R(\tau)]. \quad (12)$$

Живучесть объекта, согласно функционалу (5), в количественной форме оценивается через сопоставление параметров развития дефектов $l(\tau)$ и повреждений $d(\tau)$:

$$l(\tau) \leq [l(\tau)]; \quad d(\tau) \leq [d(\tau)]; \\ [l(\tau)] = \frac{l_k(\tau)}{n_l}; \quad [d(\tau)] = \frac{d_k(\tau)}{n_d}, \quad (13)$$

где $[l(\tau)]$, $[d(\tau)]$ – допускаемые дефекты и повреждения соответственно; $l_k(\tau)$, $d_k(\tau)$ –

их критические значения; n_p, n_d – запасы по дефектам и повреждениям; $\{n_p, n_d\} \geq 1$.

Надежность $B_{QT}(\tau)$ определяется (рис. 4) по вероятностным характеристикам эксплуатационной нагруженности $Q(\tau)$ и ресурса $T_{N\tau}(\tau)$ на основе функций распределения f эксплуатационных воздействий $Q^o(\tau)$, чисел циклов N^o и времени в эксплуатации τ^o , а также предельных (критических) нагрузок $Q_k(\tau)$ для заданных предельных значений числа циклов N_k и времени τ_k . При этом обычно используются деревья событий и деревья отказов по опыту предшествующей эксплуатации аналогичных объектов. В такой формулировке может определяться техногенный риск R_τ [1]:

$$R_\tau(\tau) = 1 - B_{QT}(\tau). \quad (14)$$

Параллельно с анализом надежности $B_{QT}(\tau)$ и техногенного риска $R_\tau(\tau)$ устанавливаются параметры ущербов $U(\tau)$ (в первую очередь экономических), соответствующих достижению рассматриваемых состояний (отказ, авария, катастрофа).

Ресурс $T_{N\tau}$ несущих элементов определяется нормативными и уточненными расчетами по кривым циклической (N) и длительной (τ) прочности для номинальных и локальных (максимальных в зонах концентрации) амплитудных значений напряжений и деформаций $\sigma_{a,n}(\tau), \sigma_{a,макс}(\tau), e_{a,n}(\tau), e_{a,макс}(\tau)$:

$$T_{N\tau} = F_{N\tau} \{(\sigma_{a,n}(\tau), \sigma_{a,макс}(\tau)), (e_{a,n}(\tau), e_{a,макс}(\tau)), ((\sigma_a - N^o), (e_a - N^o)), ((\sigma - \tau^o), (e - \tau^o))\}, \quad (15)$$

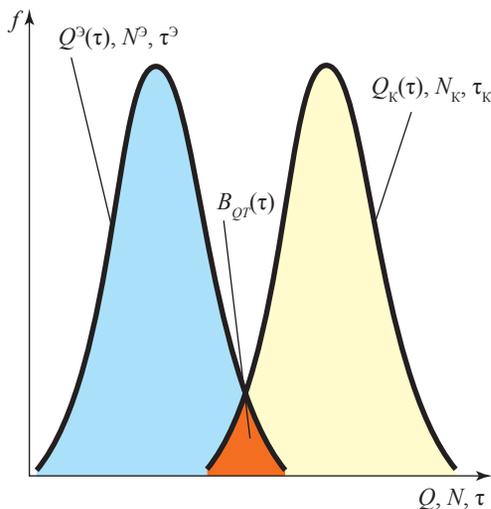


Рис. 4. Схема определения вероятности отказов, аварий и катастроф

где “ $\sigma_a - N^o$ ”, “ $e_a - N^o$ ”, “ $\sigma - \tau^o$ ”, “ $e - \tau^o$ ” – уравнения кривых циклической (N) и длительной (τ) прочности в напряжениях σ и деформациях e , получаемые по результатам стандартных испытаний гладких лабораторных образцов.

Если проводятся статистические испытания серий образцов с оценкой вероятностей их циклических и длительных разрушений, то, получив по выражению (15) показатели ресурса $T_{N\tau}$, можно с их использованием определить показатели надежности $B_{QT}(\tau)$ [7, 8, 14].

Жесткость $Q_\delta(\tau)$ несущих элементов определяется расчетами их деформаций – перемещений $\delta(\tau)$ при эксплуатационных воздействиях $Q^o(\tau)$ и выбранных размерах сечений F и длины L несущих элементов:

$$Q_\delta(\tau) = \delta(\tau) \leq [Q_\delta(\tau)] = \frac{\delta_k(\tau)}{n_\delta}, \quad (16)$$

где $[Q_\delta(\tau)]$ – допускаемые деформации; $\delta_k(\tau)$ – критические деформации; n_δ – запас по деформациям ($n_\delta \geq 1$).

Для оценки величин $\delta(\tau)$ используются уравнения кривых деформирования “ $\sigma - e$ ” при статическом, циклическом и длительном нагружениях. Расчетными характеристиками механических свойств при этом являются модуль продольной упругости E , коэффициент Пуассона μ и показатель упрочнения m для неупругой области.

Устойчивость $Q_\lambda(\tau)$ определяется расчетом на потерю устойчивости (в упругой области по уравнениям Эйлера, в упругопластической – по формулам Журавского):

$$Q_\lambda = \frac{Q_k(\tau)}{Q^o(\tau)} = n_y, \quad (17)$$

где $Q_k(\tau)$ – критические нагрузки при потере устойчивости; n_y – запас на устойчивость ($n_y \geq 1$). В расчет $Q_k(\tau)$ входят E и m , зависящие от времени и числа циклов нагружения.

Прочность $Q_\sigma(\tau)$ несущих элементов определяется с использованием максимальных номинальных и локальных напряжений $\sigma_{макс}(\tau)$ и деформаций $e_{макс}(\tau)$ для экстремальных эксплуатационных нагрузок $Q^o(\tau)$:

$$\{\sigma_{макс}(\tau), e_{макс}(\tau)\} = F_{\sigma e} \{Q_{макс}^o(\tau), F, L, E, \mu, m\}; \quad (18)$$

$$\{\sigma_{макс}(\tau), e_{макс}(\tau)\} \leq \{[\sigma(\tau)], [e(\tau)]\} = \left\{ \frac{\sigma_k(\tau)}{n_\sigma}, \frac{e_k(\tau)}{n_e} \right\}, \quad (19)$$

где $[\sigma(\tau)]$, $[e(\tau)]$, $\sigma_k(\tau)$, $e_k(\tau)$ – допускаемые и критические (разрушающие) напряжения и деформации для заданных режимов нагружения (по числу циклов N , времени τ и температуре t); n_σ , n_e – запасы по напряжениям и деформациям ($1 \leq n_\sigma \ll n_e$).

В качестве базовых характеристик в традиционных расчетах в качестве силовых критериев для определения $\sigma_k(\tau)$ используются σ_t (или $\sigma_{0,2}$) и σ_b , S_k без увязки с τ , а также предел длительной прочности $\sigma_{дл}$. Характеристики σ_t , $\sigma_{0,2}$, σ_b , $\sigma_{дл}$ определяются стандартными испытаниями в соответствующем диапазоне температур t .

В качестве критической деформации $e_k(\tau)$ используется деформация предела текучести σ_t/E (или $\sigma_{0,2}/E$), равномерная деформация e_b на пределе прочности σ_b или истинная предельная деформация в шейке при разрыве

$$e_k = \ln \frac{100}{100 - \psi_k}, \quad (20)$$

где ψ_k принимается в процентах.

Система выражений (8)–(20), вытекающая из раскрытия обобщенных функционалов

(2)–(7), служит основой анализа и назначения ключевых параметров безопасности, рисков и защищенности. При этом соответствующий расчетно-экспериментальный анализ является базой [1, 7, 8, 14] построения обобщенных диаграмм прочности, ресурса (долговечности), живучести, термостойкости и хладостойкости (рис. 5) с использованием общих уравнений механики деформирования и разрушения (сопротивления материалов, теорий усталости, упругости, пластичности, ползучести, термоциклической прочности, линейной и нелинейной механики разрушения, механики катастроф, риска и безопасности).

Представленная на рис. 5 диаграмма иллюстрирует процедуры последовательно определения условий возникновения отказов, повреждений, аварий и катастроф для проектных, запроектных и гипотетических ситуаций, тяжесть которых символически отражена изменением цвета (зеленый – желтый – коричневый) соответствующих секторов на этой диаграмме. Для объектов ОТР, ОПО, КВО и СВО при переходе от штатных к гипотетическим катастрофическим ситуациям роль

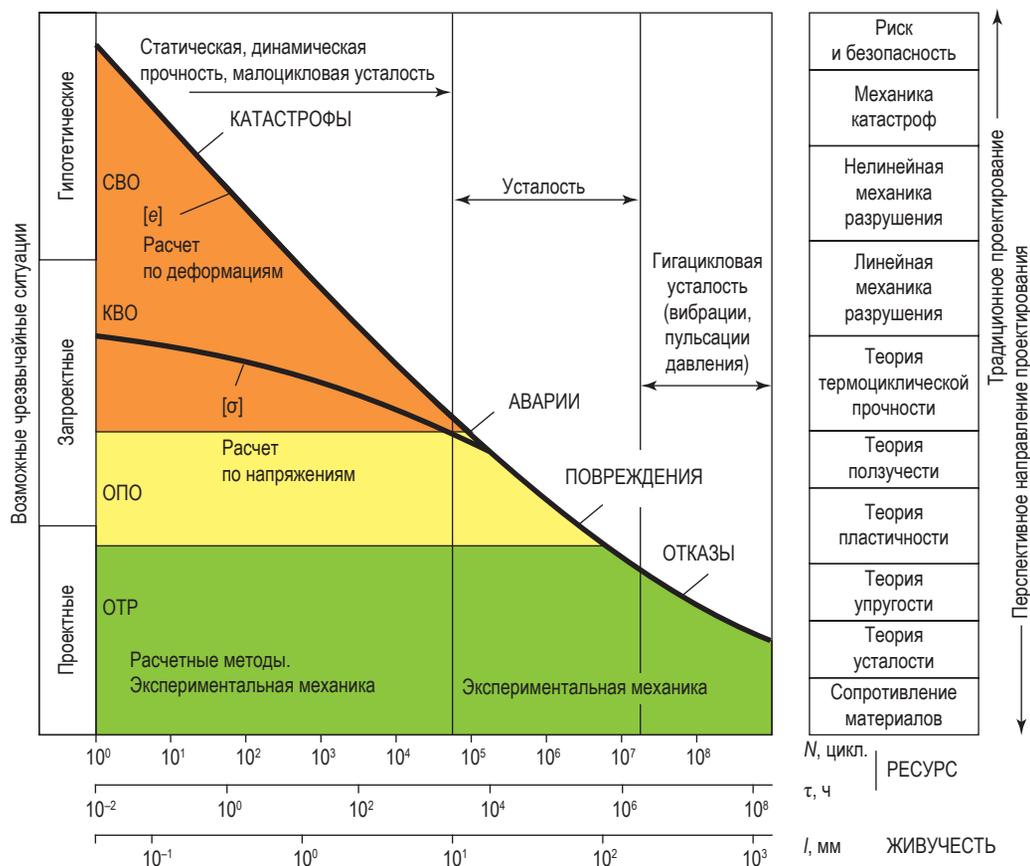


Рис. 5. Обобщенная диаграмма анализа прочности, ресурса, живучести и безопасности

деформационных критериев по сравнению с силовыми возрастает.

В рамках традиционного направления соответствующих расчетов обеспечиваются на различных временных этапах I–VIII (см. рис. 3) с различным уровнем глубины анализа группы требований по цепочке: «прочность → жесткость → устойчивость → ресурс → надежность → живучесть → безопасность → риски». Каждому из традиционных и новых этапов соответствует свой практический результат в исследованиях, проектировании, создании и эксплуатации анализируемых объектов, а именно: неразрушаемость, сохранение размеров и формы, долговечность, отказоустойчивость, трещиностойкость, безопасность, приемлемые риски, защищенность от отказов, аварий и катастроф. При этом последовательность неблагоприятных событий, приводящих к катастрофе на объектах техносферы, может иметь различный вид, характеризуемый увеличением во времени τ рисков $R(\tau)$.

Наличие потенциальной опасности в рассматриваемом элементе объекта не всегда сопровождается ее негативным воздействием на другие наиболее важные его элементы. Для реализации опасности необходимо выполнение минимум трех условий: 1) опасность реально действует (присутствует); 2) объект находится в зоне действия опасности; 3) объект не имеет достаточного уровня защищенности $Z(\tau)$. В последнем случае должны применяться новые требования, критерии и методы повышения защищенности до заданного уровня.

Таким образом, на основании всего изложенного можно заключить, что при построении алгоритма анализа и мониторинга рисков $R(\tau)$, сценариев развития неблагоприятных событий и базовых параметров объектов на практике должно учитываться, что фаза инициирования повреждений, отказов, разрушений, аварий, катастроф и соответствующих им рисков $R(\tau)$ может представлять собой во времени τ как краткосрочный, так и длительный процесс, включающий в себя различные этапы отклонений от заданных режимов эксплуатации, накопления механических повреждений в оборудовании, отказов, а также нарушения контроля качества и состояния оборудования и персонала. При этом первая фаза накопления повреждений d , отказов и частичных разрушений

с развитием трещин l заканчивается возникновением на объекте аварийной ситуации, которая может быть связана с начавшимися каскадными разрушениями и необратимыми отклонениями от условий нормальной эксплуатации. Катастрофа на объектах с образованием критических дефектов l_k является заключительной стадией развития опасных ситуаций и характеризуется самыми высокими, неприемлемыми (критическими) рисками $R(\tau) = R_k(\tau)$. По такому пути (традиционное направление) в течение долгого времени шло развитие требований к безопасному функционированию техносферы в целом и методов обеспечения работоспособности всех основных ее объектов, в частности объектов тяжелого машиностроения.

При этом следует иметь в виду, что на базе результатов фундаментальных и прикладных исследований последних трех десятилетий по проблемам безопасности природно-техногенно-социальной сферы поставлена новая практически важная задача определения, обеспечения, повышения и нормирования комплексной безопасности и защищенности по критериям приемлемых и управляемых рисков. При такой постановке задачи только безопасность и защищенность с заданными уровнями рисков дают основание к принятию решений о допустимости или недопустимости реализации новых проектов или допустимости дальнейшей эксплуатации действующих объектов инфраструктуры [1, 4–8, 13, 14, 20].

При практическом использовании действующих и разработке новых расчетно-экспериментальных методов и диагностических объектов эксплуатируемых и перспективных газотранспортных систем применительно к каждой группе их составляющих (ОТР, ОПО, КВО, СВО), каждому классу катастроф и каждому типу аварийных ситуаций должны быть выделены следующие определяющие расчетные и диагностируемые параметры и характеристики: параметры состояния наиболее важных потенциально опасных систем, компонентов узлов и деталей в штатных и аварийных ситуациях; параметры повреждающих факторов при возникновении и развитии аварийных ситуаций; параметры состояния конструкционных материалов и их свойств с учетом эффектов старения и деградации.

Список литературы

1. Махутов Н.А. Безопасность и риски: системные исследования и разработки / Н.А. Махутов. – Новосибирск: Наука, 2017. – 724 с.
2. Безопасность России: правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (газовая промышленность России). – М.: Международный гуманитарный общественный фонд «Знание», 2005. – 688 с.
3. Безопасность России: правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Безопасность трубопроводного транспорта. – М.: Международный гуманитарный общественный фонд «Знание», 2002. – 752 с.
4. Безопасность России: правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Функционирование и развитие сложных народнохозяйственных, технических, энергетических, транспортных систем, систем связи и коммуникаций. Разд. 1: Теоретические основы безопасного функционирования сложных технических систем. – М.: Международный гуманитарный общественный фонд «Знание», 1998. – 448 с.
5. Безопасность России: правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Функционирование и развитие сложных народнохозяйственных, технических, энергетических, транспортных систем, систем связи и коммуникаций. Разд. 2: Обеспечение безопасного функционирования сложных технических систем на разных этапах жизненного цикла. – М.: Международный гуманитарный общественный фонд «Знание», 1998. – 416 с.
6. Безопасность России: правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Техногенная, технологическая и техносферная безопасность / под ред. Н.А. Махутова. – М.: Международный гуманитарный общественный фонд «Знание», 2018. – 1016 с.
7. Махутов Н.А. Прочность и безопасность: фундаментальные и прикладные исследования / Н.А. Махутов. – Новосибирск: Наука, 2008. – 528 с.
8. Махутов Н.А. Конструкционная прочность, ресурс и техногенная безопасность: в 2-х ч. Ч. 2: Обоснование ресурса и безопасности. – Новосибирск: Наука, 2005. – 610 с.
9. Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем / О.М. Иванцов, И.И. Мазур. – М.: Елима, 2004. – 1104 с.
10. Махутов Н.А. Определение характеристик остаточной прочности, долговечности и риска магистральных трубопроводов / Н.А. Махутов, Л.А. Сосновский, А.М. Бордовский и др. // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. – М.: ВИНТИ, 2003. – № 5. – С. 186–208.
11. Гаденин М.М. Научная школа «Безопасность и защищенность критически и стратегически важных объектов техносферы» / М.М. Гаденин, В.В. Москвичев, Д.А. Неганов // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. – М.: ВИНТИ, 2017. – № 4. – С. 3–15.
12. Люгай Д.В. Перспективы применения системного подхода и методов системного анализа при проектировании и управлении разработкой газовых месторождений / Д.В. Люгай, Г.М. Герещ, Ю.Н. Васильев // Газовая промышленность. – 2013. – № 5 (690). – С. 56–58.
13. Нефедов С.В. Вероятностный анализ допустимых уровней дефектности участков линейной части магистральных газопроводов / С.В. Нефедов, М.Ю. Панов, В.М. Силкин и др. // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 35–40.
14. Махутов Н.А. Конструкционная прочность, ресурс и техногенная безопасность: в 2-х ч. Ч. 1: Критерии прочности и ресурса / Н.А. Махутов. – Новосибирск: Наука, 2005. – 494 с.
15. Напряженно-деформированные состояния ЖРД / под ред. Н.А. Махутова и В.С. Рачука. – М.: Наука, 2013. – 646 с. (Исследования напряжений и прочности ракетных двигателей).
16. Гаденин М.М. Характеристики механических свойств материалов в анализе условий достижения предельных состояний / М.М. Гаденин // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2012. – Т. 78. – № 2. – С. 58–63.
17. Махутов Н.А. Уравнения состояния при малоцикловом нагружении / Н.А. Махутов, М.М. Гаденин, Д.А. Гохфельд и др. – М.: Наука, 1981. – 245 с.
18. Гаденин М.М. Многопараметрический анализ условий безопасной эксплуатации и защищенности машин и конструкций по критериям прочности, ресурса и живучести / М.М. Гаденин // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. – 2012. – № 6. – С. 50–56.

19. Махутов Н.А. Техническая диагностика остаточного ресурса и безопасности: учеб. пособие / Н.А. Махутов, М.М. Гаденин; под общ. ред. В.В. Клюева. – М.: Спектр, 2011. – 187 с. – (Серия «Диагностика безопасности»).
20. Радионова С.Г. Перспективы исследований в области анализа риска для совершенствования государственного регулирования и повышения безопасности объектов нефтегазохимического комплекса / С.Г. Радионова, С.А. Жулина, Н.А. Махутов и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2017. – № 9. – С. 5–13.

Fundamental regularities of technogenic safety in feasibility substantiation of future gas-transport systems

N.A. Makhutov^{1,2}, M.M. Gadenin^{2*}

¹ The Pipeline Transport Institute LLC, Bld. 47a, Sevastopolskiy prospect, Moscow, 117186, Russian Federation

² A.A. Blagonravov Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Bld. 4, Malyy Kharitonyevskiy pereulok, Moscow, 101990, Russian Federation

* E-mail: safety@imash.ru

Abstract. In process of raise of complexity of equipment, techniques and operating conditions probabilities of initiation of unfavorable and emergency situations, and also losses accompanying them increase. Risks as integral parameters of a capability of emergency situations and losses initiation are the generalized criteria of functionability and of safe operation conditions for engineering objects both on a design stage, and in process of increment of life cycles of the equipment. These risks continuously increase.

It is displayed that actual and the most effective for the solution of a considered problem is transition from assignment of life cycles on strength and economic parameters to use in this procedure of counted and experimentally well-founded resource parameter for safety operation with engaging of base positions of the risk concept. Sampling of an optimum ratio between risks levels and costs of determination, regulating, maintenance and resource raise will allow not only to ensure decrease of risks level to necessary meaning, but also to increase efficiency of use of the costs guided on reaching of this purpose. Taking it into account at calculation or extension of expected lives of existing and projection of perspective gas-transport systems along with traditional determination of all strength parameters is necessary also to execute calculations and to realize standardization and regulating of corresponding risks parameters for possible initiation of emergency situations on the analyzed equipment.

Results of fundamental and applied researches on problems of technogenic safety and risks are a basis of transition from traditional methods of the analysis of regular and limiting states of high-risk objects by criteria of strength, resource and reliability to new perspective methods of risks estimation and controls of them. The important stages of solving safety and risks maintenance problem for gas-transport systems become calculation determination of risk parameters at reaching of the limiting states on strength and resource parameters together with development and use of an overall system of diagnostics and monitoring of states of materials and parts of the corresponding equipment in regular and emergencies situations and with monitoring of formed and implemented risks of its operation at all stages of life cycle and the automatic functioning of combined protection systems from accidents and disasters in process of a run out of analyzed risks meanings out of breaking points of acceptable ranges and their oncoming to the limiting meanings.

Keywords: gas-transport systems, safety operation, risks, losses, criteria, emergency situations, accidents, disasters, limiting states, resource, strength.

References

1. MAKHUTOV, N.A. *Safety and risks: systems researches and projects* [Bezopasnost i riski: sistemnyye issledovaniya i razrabotki]. Moscow: Nauka, 2017. (Russ.).
2. *Safety of Russia: juristic, socio-economic and sci-tech aspects. Energy safety (gas industry of Russia)* [Bezopasnost Rossii: pravovyye, sotsialno-ekonomicheskiye i nauchno-tekhnicheskiye aspekty. Energeticheskaya bezopasnost (gazovaya promyshlennost Rossii)]. Moscow: "Znaniye" International Humanitarian Public Fund, 2005. (Russ.).
3. *Safety of Russia: juristic, socio-economic and sci-tech aspects. Pipeline transport safety* [Bezopasnost Rossii: pravovyye, sotsialno-ekonomicheskiye i nauchno-tekhnicheskiye aspekty. Bezopasnost truboprovodnogo transporta]. Moscow: "Znaniye" International Humanitarian Public Fund, 2002. (Russ.).
4. *Safety of Russia: juristic, socio-economic and sci-tech aspects. Functioning and development of complex national-economic, technical, power, transport and communication systems. Section 1: Theoretical basics for safe working of complex technical systems* [Bezopasnost Rossii: pravovyye, sotsialno-ekonomicheskiye i nauchno-tekhnicheskiye aspekty. Funktsionirovaniye i razvitiye slozhnykh, narodnokhozyaystvennykh,

- tehnicheskikh, energeticheskikh, transportnykh system, system svyazi i kommunikatsiy. Razdel 1: Teoreticheskiye osnovy bezopasnogo funktsionirovaniya slozhnykh tehnicheskikh sistem]. Moscow: “Znaniye” International Humanitarian Public Fund, 1998. (Russ.).
5. *Safety of Russia: juristic, socio-economic and sci-tech aspects. Functioning and development of complex national-economic, technical, power, transport and communication systems. Section 2: Support for safe working of complex technical systems at different stages of life history* [Bezopasnost Rossii: pravovyye, sotsialno-ekonomicheskkiye i nauchno-tehnicheskkiye aspekty. Funktsionirovaniye i razvitiye slozhnykh, narodnokhozyaystvennykh, tehnicheskikh, energeticheskikh, transportnykh system, system svyazi i kommunikatsiy. Razdel 2: Obespecheniye bezopasnogo funktsionirovaniya slozhnykh tehnicheskikh system na raznykh etapakh zhiznennogo tsikla]. Moscow: “Znaniye” International Humanitarian Public Fund, 1998. (Russ.).
 6. MAKHUTOV, N.A. (ed.). *Safety of Russia: juristic, socio-economic and sci-tech aspects. Technogenic, technologic and technospheric safety* [Bezopasnost Rossii: pravovyye, sotsialno-ekonomicheskkiye i nauchno-tehnicheskkiye aspekty. Tekhnogennaya, tehnologicheskaya i tekhnosfernaya bezopasnost]. Moscow: “Znaniye” International Humanitarian Public Fund, 2018. (Russ.).
 7. MAKHUTOV, N.A. *Strength and safety: fundamental and applied researches* [Prochnost i bezopasnost: fundamentalnyye i prikladnyye issledovaniya]. Novosibirsk: Nauka, 2008. (Russ.).
 8. MAKHUTOV, N.A. *Structural strength, resource, and technogenic safety: in 2 pts. Pt. 2: Feasibility study of resource and safety* [Konstruktsionnaya prochnost, resurs i tekhnogennaya bezopasnost: v 2-kh chastyakh. Ch. 2: Obosnovaniye resursa i bezopasnosti]. Novosibirsk: Nauka, 2005. (Russ.).
 9. IVANTSOV, O.M., I.I. MAZUR. *Safety of pipeline systems* [Bezopasnost truboprovodnykh system]. Moscow: Yelima, 2004. (Russ.).
 10. MAKHUTOV, N.A., L.A. SOSNOVSKIY, A.M. BORDOVSKIY et al. Determination of retained strength, durability and risk characteristics for main pipelines [Opredeleniye kharakteristik ostatochnoy prochnosti, dolgovechnosti i riska magistralnykh truboprovodov]. *Problemy bezopasnosti i chrezvychaynykh situatsiy*. Moscow: VINITI, 2003, no. 5, pp. 186–208. ISSN 0869-4176. (Russ.).
 11. GADENIN, M.M., V.V. MOSKVICHEV, D.A. NEGANOV. Scientific school “Safety and protectability of the critically and strategically important technosphere facilities” [Nauchnaya shkola “Bezopasnost i zashchishchennost kriticheskoy i strategicheskoy vazhnykh ob'yektov tekhnosfery”]. *Problemy Bezopasnosti i Chrezvychaynykh Situatsiy*. Moscow: VINITI, 2017, no. 4, pp. 3–15. ISSN 0869-4176. (Russ.).
 12. LYUGAY, D.V., G.M. GERESH, Yu.N. VASILYEV. Outlooks for application of system approach and the methods of system analysis at designing and managing of gas field development [Perspektivy primeneniya sistemnogo podkhoda i metodov sistemnogo analiza pri proyektirovani i upravlenii razrabotkoy gazovykh mestorozhdeniy]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2013, no. 5(690), pp. 56–58. ISSN 0016-5581. (Russ.).
 13. NEFEDOV, S.V., M.Yu. PANOV, V.M. SILKIN et al. Probabilistic analysis of permissible defectiveness levels for trunk gas pipeline line part sections [Veroyatnostnyy analiz dopustimykh urovney defektnosti uchastkov lineynoy chasti magistralnykh gazoprovodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 1(17): Gas pipeline technical condition and integrity control, pp. 35–40. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 14. MAKHUTOV, N.A. *Structural strength, resource, and technogenic safety: in 2 pts. Pt. 1: Criteria of strength and resource* [Konstruktsionnaya prochnost, resurs i tekhnogennaya bezopasnost: v 2-kh chastyakh. Ch. 1: Kriterii prochnosti i resursa]. Novosibirsk: Nauka, 2005. (Russ.).
 15. MAKHUTOV, N.A., V.S. RACHUK (eds.). *Stress-strain states of liquid-fuel rocket engines* [Napryazhenno-deformirovannyye sostoyaniya ZhrD]. Moscow: Nauka, 2013. Series: Studying stresses and strength of rocket propulsions [Issledovaniye napryazheniy i prochnosti raketnykh dvigateley]. (Russ.).
 16. GADENIN, M.M. Characteristics of mechanical properties of materials within analysis of conditions for reaching marginal states [Kharakteristiki mekhanicheskikh svoystv materialov v analize usloviy dostizheniya predelnykh sostoyaniy]. *Zavodskaya Laboratoriya. Diagnostika Materialov*. 2012, vol. 78, no. 2, pp. 58–63. ISSN 1028-6861. (Russ.).
 17. MAKHUTOV, N.A., M.M. GADENIN, D.A. GOKHFELD et al. *Equations of state at low-cycle loading* [Uravneniya sostoyaniya pri malotsiklovom nagruzhении]. Moscow: Nauka, 1981. (Russ.).
 18. GADENIN, M.M. Multiparameter analysis of conditions for safe operation and protectability of machines and structures according to criteria of strength, resource and survivability [Mnogoparametricheskyy analiz usloviy bezopasnoy ekspluatatsii i zashchishchennosti mashin i konstruktsiy po kriteriyam prochnosti, resursa i zhivuchesti]. *Problemy Bezopasnosti i Chrezvychaynykh Situatsiy*. 2012, no. 6, pp. 50–56. ISSN 0869-4176. (Russ.).
 19. MAKHUTOV, N.A., M.M. GADENIN. *Technical diagnostics of residual life and safety* [Tekhnicheskaya diagnostika ostatochnogo resursa i bezopasnosti]. Moscow: Spektr, 2011. Series: Security diagnostics [Diagnostika bezopasnosti]. (Russ.).
 20. RADIONOVA, S.G., S.A. ZHULINA, N.A. MAKHUTOV et al. Outlooks for risk analysis studies for perfection of government regulation and safety improvement in respect to petrochemical facilities [Perspektivy issledovaniy v oblasti analiza riska dlya sovershenstvovaniya gosudarstvennogo regulirovaniya i povysheniya bezopasnosti ob'yektov neftegazokhimicheskogo kompleksa]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*. 2017, no. 9, pp. 5–13. ISSN 0409-2961. (Russ.).

УДК 614.8

Неопределенности количественной оценки риска аварий на нефтегазовых объектах

М.В. Лисанов^{1*}, С.И. Сумской², А.А. Швыряев³

¹ ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», Российская Федерация, 105082, г. Москва, Переведеновский пер., д. 13, стр. 14

² НИЯУ МИФИ, Российская Федерация, 115409, г. Москва, Каширское ш., д. 31

³ МГУ им. М.В. Ломоносова, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

* E-mail: risk@safety.ru

Тезисы. Статья посвящена количественной оценке риска аварий (КОР), применяемой для целей обеспечения промышленной безопасности опасных производственных объектов (ОПО). Рассматриваются источники, факторы и методы оценки неопределенностей КОР. Представлены примеры оценки неопределенностей КОР для типовых нефтегазовых ОПО. Проанализированы «консервативные» (т.е. заведомо завышающие опасности) допущения моделей аварийных процессов, представленных в нормативных методиках КОР, утвержденных Ростехнадзором. Сделан вывод, что для большинства задач промышленной безопасности (оптимизации размещения ОПО и компоновки оборудования, оценки безопасных расстояний и последствий аварии) таких допущений достаточно для достоверности результатов КОР.

Ключевые слова: авария, безопасность, взрыв, допущение, методика, риск, консерватизм, неопределенность.

Методология количественной оценки (количественного анализа) риска (далее – КОР), широко применяемая при декларировании промышленной безопасности, обосновании безопасности опасных производственных объектов (ОПО) и расчетах пожарного риска, является, тем не менее, одной из самых обсуждаемых тем в области промышленной безопасности [1–11]. Известны ограничения методологии КОР для оценки промышленной безопасности, связанные в том числе с неопределенностью расчетов. Так, некоторые показатели риска аварий, полученные семью независимыми группами специалистов в рамках эксперимента по страхованию на примере хранилища аммиака, отличались друг от друга на два–четыре порядка [9]. В частности, частоты таких событий, как разрыв подводящего трубопровода, полное разрушение цистерны и авария с гибелью не менее 10 чел., попали соответственно в интервалы $2 \cdot 10^{-8} \dots 4 \cdot 10^{-4}$; $1,5 \cdot 10^{-9} \dots 2,3 \cdot 10^{-7}$ и $2 \cdot 10^{-5} \dots 10^{-3}$ и более случаев в год. Также наблюдался 10-кратный разброс оценок удаленности от ОПО (в данном случае хранилища), обеспечивающей достижение заданного уровня риска: минимальные, средние и максимальные оценки расстояния до ОПО, которое отвечает достижению равной 10^{-5} год⁻¹ частоты гибели человека, составили соответственно 125, 615 и 1310 м.

Упомянутый эксперимент более чем 15-летней давности в последнее время обсуждался в контексте развития методик оценки риска [10, 11]. Некоторые специалисты ссылаются именно на эти результаты [9], когда приводят доводы против применения КОР в промышленной безопасности или обосновывают принципиальные недостатки существующих методик КОР. Однако следует отметить, что опубликованный отчет К. Лоридзена и др. [9] не содержит ни описания примененных моделей, ни анализа причин разброса полученных оценок. Вполне возможно, что такими причинами могли стать низкая квалификация либо ошибки некоторых исполнителей, а также неадекватные модели. Наконец, для сопоставимости моделей расчета показателей риска принципиальным является использование одинаковых начальных данных, а в эксперименте 2002 г. [9] в качестве начальных данных заведомо использовались различные данные по частотам разгерметизации оборудования. Понятно, что при таком подходе не стоит удивляться расхождению конечных результатов на порядки, когда такое же расхождение заложено уже в начальных данных. В этой связи неопределенность КОР следует оценивать исходя из уровней достоверности и неопределенности как

минимум двух элементов – собственно исходных данных и моделей (используемых вычислительных процедур). Не следует качественно обобщать эти показатели, а также переносить некорректные допущения в отношении любого из этих элементов на всю процедуру КОР.

При этом, строго говоря, для целей обеспечения безопасности (в отличие от, например, метрологии) часто неважно знать «истинное» – точное – значение показателя риска, а необходимо лишь подтверждение выполнения определенных критериев, в том числе критериев допустимого риска, например, при обосновании минимальных допустимых расстояний. В этом контексте особо важной становится оценка неопределенности, связанной с вычислительной процедурой (естественно, при сохранении усилий по получению достоверных статистических данных и участию квалифицированных исполнителей). Таким образом, исследование неопределенностей является актуальной задачей с точки зрения дальнейшего совершенствования методического обеспечения КОР.

Рассмотрим более подробно эти вопросы исходя из практики КОР, состояния нормативных методик Ростехнадзора¹ [2] и исследований в этой области.

Основные источники неопределенностей

В метрологии неопределенность измерения отражает тот факт, что для данного измерения имеется не единственное, а бесконечное число значений, рассеянных вокруг результата, которые могут быть обоснованно приписаны измеряемой величине [12], и в такой постановке неопределенность обычно относят на счет исходных статистических данных. Неопределенность также можно трактовать как меру разброса получаемых результатов [4], и тогда источниками неопределенности считают как разброс исходных данных, так и вычислительные процедуры. Близким к понятию неопределенности в последней трактовке является понятие чувствительности, т.е. зависимость некоторого результирующего показателя от вариаций значений показателей, участвующих в его определении.

Перечисленные метрологические подходы легли в основу требований Ростехнадзора

к учету неопределенностей оценок риска². Например, в п. 42 РД-03-14-2005 указано, что при изложении результатов оценки риска аварии следует указать влияние исходных данных и принятых допущений на рассчитываемые показатели риска. Однако необходимо иметь в виду коренное отличие применения КОР в промышленной безопасности от метрологических оценок. При оценке безопасности всегда используется негласный принцип: любое сомнение в тех или иных вариантах обеспечения безопасности следует толковать в пользу завышения опасности, т.е. выбирать более консервативный вариант (оценки «сверху» или по принципу «не хуже, чем...»). Таким образом, основным способом «борьбы» с неопределенностью в задачах обеспечения безопасности является консервативность допущений, т.е. положений, заведомо завышающих риск.

Анализ практикуемых подходов к проблеме КОР позволяет выделить следующие источники неопределенностей:

- неопределенность исходной информации (статистики аварийных выбросов и воспламенения опасных веществ (ОВ), метеорологических характеристик, данных о форме рельефа, размещении и поведении людей и т.д.);
- неопределенность моделей (например, процессов рассеяния, воспламенения/взрыва, критериев поражения);
- ошибки исполнителей при расчетах, в том числе при использовании программных средств.

Недостаточность исходных данных об объекте и его окружении (первый источник неопределенностей) является естественной для стадии разработки проектной документации (особенно на предпроектной стадии). Неопределенность моделей можно отнести к несовершенству методического обеспечения КОР в том числе по причине ограниченности наших знаний о природе различных физических явлений; ошибки исполнителей объясняются их низкой квалификацией и недостатками обучения.

² См. РД-03-14-2005. Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений (с изменениями) / утв. приказом Ростехнадзора от 29.11.2005 № 893, зарегистрирован Минюстом России 17.01.2006 № 7375; см. также Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах». – М.: НТЦ ПБ, 2016. – Сеп. 27. – Вып. 8. – 75 с.

¹ Актуализированный перечень см. на <https://www.safety.ru/deklaraciya-promishlennoi-bezopasnosti>.

Существенную неопределенность вносит и такой фактор, как способ описания свойств и состояния веществ, особенно при аварийных процессах. Вообще, в науке общим подходом к таким задачам является использование законов термодинамики или кинетики в сочетании с реальными свойствами индивидуальных веществ: термодинамика позволяет рассчитать те равновесные состояния (например, по давлению и температуре), в которые может прийти система. В результате таких расчетов вычисляются значения давления, температуры, плотности и иных параметров смеси известного состава при любой известной паре значений термодинамических параметров (давление – энтальпия, плотность – внутренняя энергия и т.д.). Например, для расчета состояния продуктов взрыва газового облака (давления и температуры) нужно решить термодинамическую задачу с заданной плотностью (это начальная плотность облака) и заданной энергией (это начальная внутренняя энергия облака, включая теплоту сгорания). Кинетика позволяет определить не только конечное состояние, в которое перейдет система, но и все промежуточные

состояния, через которые она пройдет. В настоящее время в практике решения задач промышленной безопасности такие подходы почти не используются. Вместо этого могут применяться упрощения, например, такого типа, как постоянство температуры при испарении капель и т.д. При этом сам факт учета конденсации (или испарения) чрезвычайно важен, поскольку конденсация (равно как и испарение капель) существенно влияет на плотность облака, что в свою очередь в значительной мере определяет характер рассеяния. Например, нагретые до температуры выше температуры кипения и находящиеся при избыточном давлении пары таких веществ, как метанол, дизельное топливо, бензин, могут при выбросе в атмосферу и смешении с воздухом конденсироваться и изменять плотность смеси, переходя в различные состояния. Однако данный факт не всегда корректно учитывается при моделировании задач промышленной безопасности.

Перечислим еще некоторые допущения, связанные с неопределенностью, которые отражены в методиках КОР или допускаются на практике (таблица).

Анализ допущений при КОР

Область допущений	Допущение	Влияние допущения	Примечание
Оценка поражения людей	Равномерное распределение людей по территории	Завышение количества пострадавших	Причина – отсутствие исходных данных
	100%-ное смертельное поражение людей, попадающих в облако пожара, вспышки	Завышение количества погибших и показателей риска	–
	Расчеты без учета действий и защищенности людей, например, наличия спецодежды	Завышение количества погибших	–
	Неопределенность в выборе длительности негативного воздействия, в том числе экспозиции при расчете токсического воздействия	Например, общепринятое на практике допущение о 10...30-минутной экспозиции приводит к существенному завышению числа погибших	Необходимо уточнение длительности периодов воздействия в методиках по оценке последствий выброса токсичных веществ
	Неучет передвижения людей, в том числе их выхода из зоны поражения	Завышение и количества пострадавших, и показателей гибели людей	Причина в использовании допущения о неготовности людей к адекватным действиям при аварийных процессах
Последствия выброса ОВ	Неопределенность массовой доли ОВ, участвующей во взрыве (от 10 % массы облака, участвующей в аварии, до 100 % массы выброса)	Завышение радиуса зоны поражения в 1,5...3 раза	–
	5-кратный расход ОВ из смежных трубопроводов при разрыве основного технологического оборудования	Завышение массы облака ОВ и зон поражения	–

Область допущений	Допущение	Влияние допущения	Примечание
Последствия выброса ОВ	Неучет препятствий, ограждений при рассеянии «тяжелого» газа	Завышение радиусов зон поражения	–
Рассеяние газообразных ОВ в атмосфере	Неучет изменения направления ветра при рассеянии	Завышение максимального расстояния рассеяния и радиуса зоны поражения	Переменность ветра ускоряет рассеяние облака ОВ
	Неучет начального разбавления выброса	Завышение максимального расстояния рассеяния и радиуса зоны поражения	
Разлив жидких ОВ по рельефу местности	Допущение о наличии ровной поверхности на местности и равномерном разливе с определенной толщиной слоя жидкости	Высокая неопределенность площади разлива для реальной пересеченной местности, особенно для трубопроводных систем	Необходимо учитывать рельеф экспертно или проводить специальные расчеты, например, с помощью программного обеспечения геоинформационных технологий (ArcView и др.)
Вероятность воспламенения, взрыва	Условная вероятность воспламенения ОВ, нефти, мазута, дизельного топлива, принимаемая равной 0,1...0,2	Завышение вероятности воспламенения в несколько раз	Для более точных расчетов необходимо более полно учитывать свойства ОВ
	Условие инициирования взрыва в момент достижения наибольшей массы облака топливно-воздушной смеси (ТВС)	Завышение радиусов зон поражения	При необходимости более точных расчетов следует использовать распределение источников воспламенения по территории ОПО*
Критерии поражения / разрушения	Оценка риска разрушения здания по величине предельного давления на фронте падающей ударной волны без учета импульса	Учет величины импульса при оценке риска разрушения зданий уменьшает безопасные расстояния	Для снижения консервативности необходимо располагать данными о предельных значениях импульса для рассматриваемых зданий**
Пренебрежение температурной зависимостью свойств веществ; упрощенные термодинамические подходы	Постоянство свойств веществ, нахождение смеси «жидкость-пар» при постоянной температуре (температуре кипения) и т.д.	Искажение значений термодинамических параметров (плотности, температуры и т.д.)	Причина – отсутствие адекватных методологических подходов к термодинамическому описанию смесей
Применение новых материалов повышенной прочности и пластичности для трубопроводов	Допущение о «хрупком» разрушении трубопроводов с образованием протяженных трещин и «гильотинного разрыва»	Завышение частоты полного разрушения трубопроводов и последствий аварий	–

* См. Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на технологических трубопроводах, связанных с перемещением взрывопожароопасных жидкостей» / утв. приказом Ростехнадзора от 17.09.2015 № 366; см. также СТО Газпром 2.2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».

** См. Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» / утв. приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 137. – Табл. 3.

На основе всего изложенного можно выделить некоторые факторы, задающие неопределенность КОР, в порядке убывания значимости их влияния на показатели риска в случае априорного предположения о достаточной точности используемых методик и критериев поражения, а именно:

- разброс статистических данных о выбросах ОВ из оборудования, в том числе о размерах дефектных отверстий;

- выбор разных значений вероятностей воспламенения;
- учет нестационарности аварийных процессов (переменные во времени скорость истечения, размеры пролива, перемещение людей при аварии и т.д.);
- отсутствие достоверных данных о метеоусловиях аварии;
- неопределенность размеров пролива жидкой фракции ОВ;

- сложности оценки технического состояния оборудования вследствие отсутствия соответствующей информации (для оценки риска на стадии эксплуатации ОПО).

В большинстве случаев не всегда удается спрогнозировать степень консервативности допущений. Тем не менее можно констатировать, что для большинства ОПО расчетные значения риска гибели людей при авариях завышены, что, учитывая экономические аспекты безопасности, в том числе «избыточность нагрузки на бизнес», ставит в том числе задачу снижения консервативности результатов. Игнорирование консервативности большинства расчетов при КОР путем применения дополнительных «коэффициентов запаса», например, при установлении величин допустимого риска [11], может приводить к существенному и необоснованному ужесточению требований безопасности.

Исходя из опыта КОР неопределенность расчетов также зависит:

- от стадии жизненного цикла (наибольшая консервативность вначале, наименьшая при эксплуатации ОПО);
- рассчитываемого показателя риска (учитывая, что разброс результатов вычислений растет при увеличении количества задействованных переменных, то наибольшая неопределенность достигается при расчете ожидаемого ущерба, наименьшая – расчете потенциально-го риска).

Следует также учитывать, что исходя из сравнения расчетов с фактическими данными и зарубежными программами качество (проработанность) большинства нормативных методик КОР достигло вполне приемлемого уровня. Поэтому расчеты по нормативным методикам для большинства типовых ОПО (в том числе по хранению ОВ), предприятий нефтегазопереработки, магистральных трубопроводов, не должны давать большого разброса основных показателей риска.

Проиллюстрируем перечисленные тезисы примерами КОР для типовых нефтегазовых объектов.

Неопределенность частоты разгерметизации оборудования

Неопределенность исходной частоты разгерметизации оборудования при оценке риска двухцеховой компрессорной станции (КС) проанализирована в рамках статистических данных, приведенных в СТО Газпром 2-2.3-351-2009.

Предполагалось, что частоты выброса природного газа на типовых технологических элементах КС распределены по логнормальному закону с математическим ожиданием, указанным в табл. 7.1 названного стандарта. Для оценки дисперсии такого распределения использовали двойное распределение Стьюдента при условии, что количество аварий на газопроводах Ду700 (условный диаметр 700 мм) составляет до двух в год на участке длиной $L = 11,5$ тыс. км. Тогда для трубопроводов Ду700 значения частот λ 5%-ного и 95%-ного доверительных уровней значимости [13] для логнормального распределения самой частоты составят, аварий в год на 1000 км:

$$\lambda(95\%) = (N + 1) F1/L = 3 \cdot (2,10 / 11,5) = 0,548;$$

$$\lambda(5\%) = N / (L \cdot F2) = 2 / (11,5 \cdot 5,63) = 0,0309,$$

где N – число аварий на рассматриваемом объекте; $F1, F2$ – параметры двойного распределения Стьюдента для $N1 = N = 2, N2 = \infty$. При этом логнормальное распределение частоты имеет вид:

$$F(x) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(\ln(x) - m)^2}{2\sigma^2}\right),$$

где x – аргумент распределения (в нашем случае – частота аварий); m – математическое ожидание распределения; σ – дисперсия распределения.

Это позволяет определить размах распределения $\Delta(\lambda)$: $\Delta(\lambda) = \lambda(95\%) / \lambda(5\%) = 17,7$. Для этого значения параметр σ в логнормальном распределении величины изменяется от 0,5 до 1. Интегрированием $F(x)$ по x рассчитывается интегральное логнормальное распределение, из которого определяются $\lambda(5\%)$ и $\lambda(95\%)$ и $\Delta(\lambda)$. При этом если $\sigma(\lambda) = 1$, то $\Delta(\lambda) = 27,1$; если $\sigma(\lambda) = 0,5$, то $\Delta(\lambda) = 5,3$. Базовое расчетное значение коллективного риска для КС при 100%-ном загорании выброса газа составило в самом консервативном случае $3,9 \cdot 10^{-3}$ смертей в год для частот, указанных в табл. 7.1 СТО Газпром 2.2.3-351-2009.

Количественную оценку неопределенности проводили с применением метода статистических испытаний для двух значений дисперсии распределения $\sigma = 0,5$ и $\sigma = 1$ для всех опасных составляющих КС. Для каждой составляющей определяли m при заданном значении σ .

Из условия равной вероятности реализации значения интегрального распределения частоты определяли случайное значение $y = \int F(x)dx$ от 0 до 1. Далее из интегрального распределения определяли частоту, которая соответствует этому значению y (рис. 1).

Определив все частоты аварий для всех опасных составляющих КС, рассчитывали характеристики риска для персонала. Результаты 10^5 статистических испытаний приведены на рис. 2: показана кривая $F(R)$ – зависимость частоты реализации коллективного риска R от соответствующего распределения частот аварии

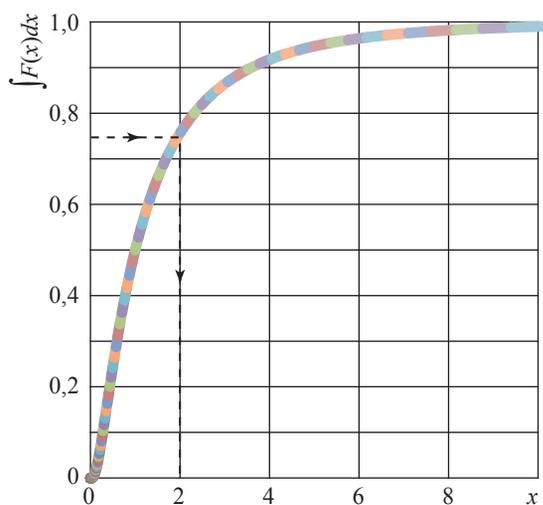


Рис. 1. Последовательность проведения оценок частоты методом Монте-Карло

на опасных составляющих КС. Полученное распределение коллективного риска аппроксимировали логнормальным распределением для определения $\sigma(R)$ и $\Delta(R) = R(95\%) / R(5\%)$.

Рис. 2 показывает, что распределение коллективного риска весьма хорошо описывается логнормальным распределением. При аппроксимации полученных распределений логнормальным распределением получены следующие характеристики:

1) для частот при $\sigma(\lambda) = 1$: математическое ожидание риска $\bar{R} = 4,1 \cdot 10^{-3}$ смертей в год; дисперсия распределения риска $\sigma(R) = 0,505$ и размах вариации $R(95\%) / R(5\%) = 2,83$;

2) для частот при $\sigma = 0,5$: $\bar{R} = 3,9 \cdot 10^{-3}$ смертей в год; $\sigma(R) = 0,256$; $R(95\%) / R(5\%) = 1,94$.

Таким образом, дисперсия распределения риска $\sigma(R)$ для $\sigma(\lambda) = 1$ примерно в 9,6 раза меньше по сравнению с дисперсией исходных данных по частотам аварий $\Delta(\lambda) = 27,1$ (см. ранее), а для $\sigma(\lambda) = 0,5$ (при $\Delta(\lambda) = 5,3$) – в 2,7 раза. При этом параметр $\sigma(R)$ распределения риска в 2 раза меньше параметра $\sigma(\lambda)$ исходных распределений частот аварий на опасных составляющих КС.

Неопределенности при оценке риска взрыва

Рассмотрим неопределенности на примере КОР взрыва облака ТВС для типового нефтегазохимического производства, где основные опасности связаны с обращением сжиженных

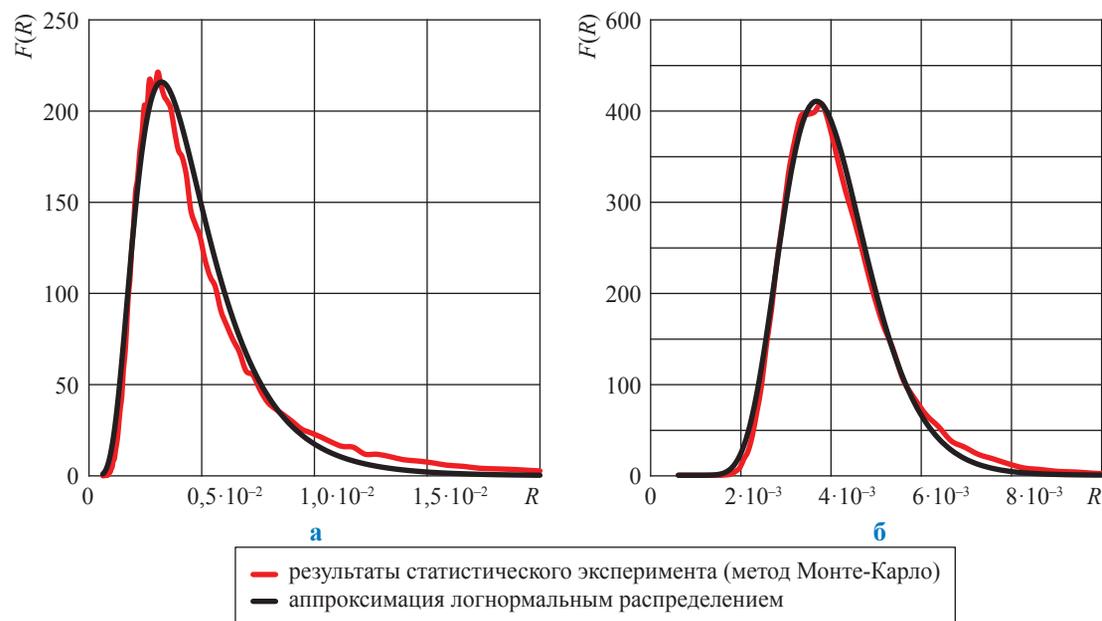


Рис. 2. Распределение коллективного риска КС при статистических испытаниях для частот разгерметизации технологических элементов КС в зависимости от дисперсии распределения частот: $\sigma = 1$ (а); $\sigma = 0,5$ (б)

углеводородных газов. Для этого выделим следующие источники неопределенности сценария аварии:

- местоположение аварийного разрыва;
- его размер;
- состав ОБ;
- продолжительность и динамика выброса.

Применительно к расчетам дрейфа ТВС в атмосфере такими источниками неопределенности будут:

- характеристики окружающей среды;
- температура подстилающей поверхности;
- ограничения модели и граничных условий и т.п.

Соответственно, применительно к оценке последствий взрыва – это:

- различная уязвимость зданий и сооружений;
- оценки полученных характеристик ударной волны и импульса взрыва;
- территориальное распределение зданий и сооружений по территории комплекса.

С целью уменьшения затрат на оценку неопределенности анализа риска используем консервативный подход, при котором, если параметр, влияющий на расчеты последствий, имеет определенное распределение, выбирается его верхнее значение на уровне 95 % от интегрального распределения этого параметра. Например, температура региона в разрезе года приравнивается к средней температуре наиболее жаркого месяца. Если методика расчета требует выбора вариантов, то выбирается обоснованно консервативный вариант.

Так, например, уменьшение количества градаций скорости ветра в 8-румбовой розе ветров с 14 (от 1 до 14 м/с – шаг 1 м/с) до четырех (1; 2; 5 и 10 м/с), когда для градации 2 м/с суммируются показатели частот для градаций 2; 3 и 4 м/с; для градации 5 м/с суммируются показатели частот для градаций 5; 6; 7; 8 и 9 м/с; для градации 10 м/с суммируются частоты ветра со скоростями ≥ 10 м/с, приводит к завышению показателей риска на 3...5 %.

Консервативное положение модели о взрывном превращении в момент максимального удаления облака ТВС с максимальным количеством ОБ, участвующего во взрыве, также является источником неопределенности. Так, анализ неопределенностей процедуры КОР взрывобезопасности показал, что данный подход можно считать обоснованно консервативным. Он не более чем в 2 раза завышает

показатели риска в рамках сделанных допущений о дрейфе облака и массе газа, участвующего во взрыве.

Неопределенности выбора варианта оценки взрывоопасной массы связаны с консервативностью модели рассеяния «тяжелого газа»³, которая разработана либо для постоянных, либо для мгновенных выбросов. Это затрудняет оценку взрывоопасной массы ОБ в реальных условиях, когда кроме мгновенного выброса возникают межаппаратные перетоки ОБ, а также поступление паров ОБ из лужи разлива. Поэтому предложено для варианта мгновенного выброса массу начального выброса консервативно увеличивать на величину массы паров ОБ, поступивших в облако ТВС за счет перетока из смежных аппаратов и испарения с поверхности в течение 12 с (12 с – это время отсечения аварийного блока, что примерно соответствует среднему времени достижения в облаке ТВС максимального значения массы ОБ, способной к взрывному превращению).

Влияние различий исходной статистики двух баз данных по частотам выброса ОБ, используемых в методиках Ростехнадзора и оценки пожарного риска⁴, рассмотрено для вариантов оценки массы ОБ, участвующей во взрыве, с учетом российских требований (доля массы, участвующей во взрыве $Z = 0,1$) и зарубежных методик ($Z = 0,33$).

В качестве базового (БВ) рассмотрен вариант с частотами, приведенными в методике расчета пожарного риска. Вариант 1 (В1) использует статистическую базу Ростехнадзора⁵, а вариант 2 (В2) аналогичен базовому, но предусматривает увеличение участвующей во взрыве

³ См. Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» / утв. приказом Ростехнадзора от 20.04.2015 № 158.

⁴ Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» / утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.03.2013 г. № 96.; Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах / утв. приказом МЧС России от 10.07.09 № 404, изменения утв. приказом МЧС России от 14.12.10 № 649; Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на технологических трубопроводах, связанных с перемещением взрывопожароопасных жидкостей» / утв. приказом Ростехнадзора от 17.09.2015 № 366.

⁵ См. первый документ в сноске 4.

массы до $Z = 0,33$. На рис. 3 для одного из зданий рассматриваемого комплекса приведены частоты превышения давлением во фронте ударной волны заданных уровней (F/P -кривые).

Как показали расчеты, несмотря на то что исходные данные (размеры дефектных отверстий, исходные частоты выброса, участвующая во взрыве масса) отличаются в несколько раз, увеличение показателей риска по сравнению с БВ для В1 составило 20...25 %, для В2 – 50 %.

Неопределенности, связанные с недостатком информации, рассмотрены в контексте

учета при оценке риска взрыва кроме падающей волны избыточного давления, также и импульса этой волны (рис. 4). Учет выполнения двух критериев приводит к уменьшению показателей риска разрушения зданий, поскольку исключаются малые взрывы (вспышки), которые не дают нужного значения импульса взрывной волны. Численно уменьшение можно оценить на уровне ~ 40 % от значения, полученного для одного критерия превышения избыточного давления во фронте ударной волны.

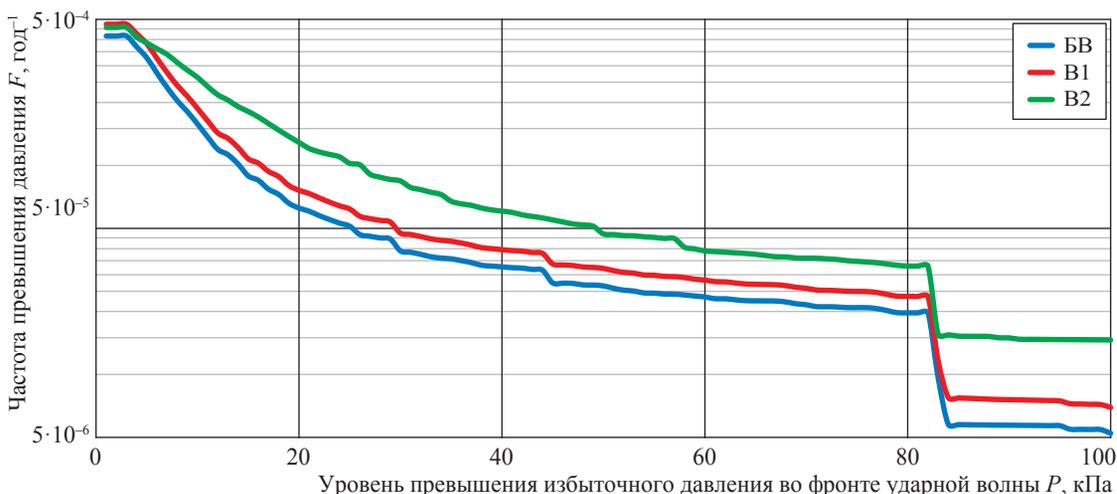


Рис. 3. F/P -кривые для трех вариантов оценки массы ОБ, участвующей во взрыве

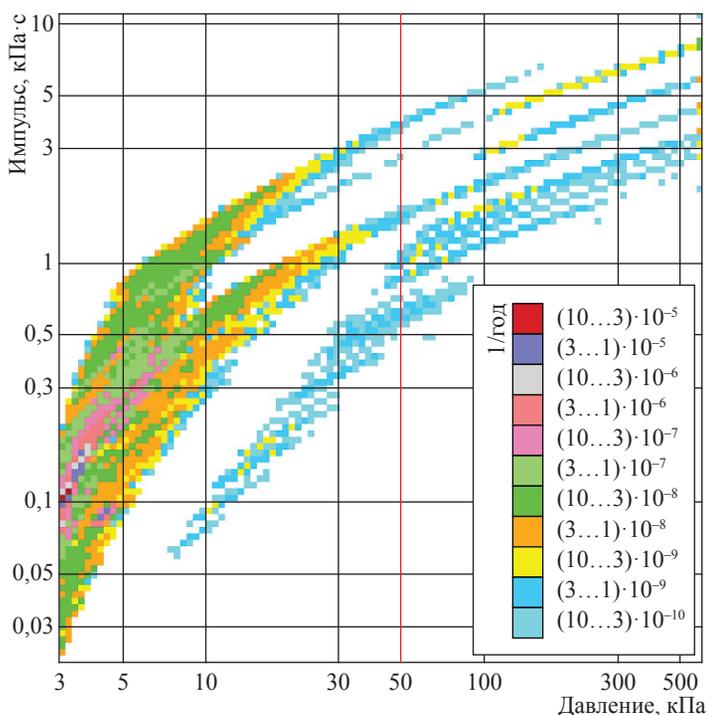


Рис. 4. Частоты реализации сценариев аварии со взрывом облаков ТВС для различных значений избыточного давления и импульса волны

Проанализированы основные источники неопределенностей КОР аварий. Показано, что разброс (дисперсия) результатов, характеризующий неопределенность КОР, существенно зависит от целей и задач анализа риска, рассчитываемых показателей риска, полноты исходных данных, состояния нормативного обеспечения анализа риска, специфики и стадии жизненного цикла ОПО. Для большинства типовых ОПО дисперсия расчетов потенциального и индивидуального риска, выполненных по нормативным методикам Ростехнадзора при одинаковых исходных данных, не превышает половины порядка средней величины.

Во многих случаях большой разброс результатов расчетов обусловлен различной степенью консервативности допущений, изло-

женных в нормативных методиках и/или применяемых в практике КОР, что является естественным процессом моделирования аварийных процессов в условиях неполноты исходной информации и необходимости упрощения расчетов с целью исключения занижения уровней оцениваемых опасностей.

На основе анализа неопределенностей результатов расчетов основных показателей риска аварий, выполненных по нормативным методикам, изложены предложения по совершенствованию методического обеспечения КОР для ОПО нефтегазового комплекса.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда, грант РНФ № 16-19-00188.

Список литературы

1. Жулина С.А. Изменения в Общих правилах взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств / С.А. Жулина, М.В. Лисанов, В.В. Козельский // Безопасность труда в промышленности. – 2016. – № 10. – С. 48–53.
2. Лисанов М.В. Методическое обеспечение и проблемы анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса / М.В. Лисанов, А.С. Печеркин, С.И. Сумской и др. // Вести газовой науки: Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 1 (29). – С. 179–186.
3. Самсонов Р.О. Роль и место декларации промышленной безопасности в решении проблемы технического регулирования / Р.О. Самсонов, А.Б. Скрепнюк, С.В. Овчаров и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2007. – № 9. – С. 34–40.
4. Колесников Е.Ю. Количественное оценивание неопределенности техногенного риска. Ч. 1 / Е.Ю. Колесников // Проблемы анализа риска. – 2013. – Т. 10. – № 2. – С. 48–71.
5. Колесников Е.Ю. Количественное оценивание неопределенности техногенного риска. Ч. 2 / Е.Ю. Колесников // Проблемы анализа риска. – 2013. – Т. 10. – № 3. – С. 8–31.
6. Колесников Е.Ю. Терминологическая неопределенность: опыт количественной оценки / Е.Ю. Колесников, Э.Ш. Теляков // Безопасность труда в промышленности. – 2016. – № 7. – С. 82–88.
7. Uncertainty in industrial practice: a guide to quantitative uncertainty management / ed. by E. de Rocquigny, N. Devictor, S. Tarantola. – Нью-Йорк: John Wiley & Sons, 2008. – 366 с.
8. Morgan M.G. Uncertainty: A guide to dealing with uncertainty in quantitative risk and policy analysis / M.G. Morgan, M. Henrion, M. Small. – Нью-Йорк: Cambridge University Press, 1990.
9. Lauridsen K. Assessment of uncertainties in risk analysis of chemical establishments / K. Lauridsen, I. Kozine, F. Markert et al. // The ASSURANCE project: final summary report. – 2002. – Ris0-R-1344(EN). – 49 с.
10. Лисанов М.В. О техническом регулировании и критериях приемлемого риска / М.В. Лисанов // Безопасность труда в промышленности. – 2017. – № 12. – С. 51–56.
11. Гражданкин А.И. Об установлении допустимых уровней риска аварии для оценки достаточности компенсирующих мероприятий в обосновании безопасности опасного производственного объекта нефтегазового комплекса / А.И. Гражданкин, А.С. Печеркин, О.В. Николаенко // Безопасность труда в промышленности. – 2017. – № 12. – С. 51–56.
12. Якушев А.И. Взаимозаменяемость, стандартизация и технические измерения: учеб. для вузов / А.И. Якушев, Л.Н. Воронцов, Н.М. Федотов. – 6-е изд., перераб. и дополн. – М.: Машиностроение, 1987. – 352 с.
13. Guidelines for chemical process quantitative risk analysis. – 2-е изд. – Нью-Йорк: American Institute of Chemical Engineers, 2000. – 724 с.

Uncertainties of the quantitative emergency risk assessment at oil-gas facilities

M.V. Lisanov¹*, S.I. Sumskoy², A.A. Shvyryayev³

¹ CJSC “Scientific Technical Center of Industrial Safety Problems Research”, Bld. 14, Est. 13, Perevedenovskiy pereulok, Moscow, 105082, Russian Federation

² MEPhI National Research University, Bld. 31, Kashirskoye shosse, Moscow, 115409, Russian Federation

³ Lomonosov Moscow State University, Bld. 1, Leninskiye Gory, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: risk@safety.ru

Abstract. The article discusses quantitative assessment of emergency risks (QAER) aimed at support of industrial security of dangerous production facilities (DPF). The sources and factors of QAER uncertainty together with the methods for its assessment are studied. Some examples of QAER uncertainty estimation in respect to the typical oil-gas DPFs are presented. Few “conservative” (i.e. deliberately overestimating danger) assumptions included into the accident models which are suggested by the standard QAEF procedures approved by Rostekhnadzor are analyzed. It is concluded that for most tasks of industrial security support (namely: optimization of DPFs and equipment allocation and composing, determination of safe distances, estimation of emergency aftereffects) these assumptions are enough to make QAER results valid.

Keywords: emergency, security, explosion, assumption, methods, risk, conservatism, uncertainty.

References

- ZHULINA, S.A., M.V. LISANOV, V.V. KOZELSKIY. Revision of the “General Explosion Safety Requirements for Explosion-Hazardous Chemical, Petrochemical, and Petroleum Refining Processes” [Izmeneniya v Obshchikh pravilakh vzryvobezопасnosti dlya vzryvopozharоопасnykh khimicheskikh, neftekhimicheskikh i neftepererabatyvayushchikh proizvodstv]. *Bezопасnost Truda v Promyshlennosti*. 2016, no. 10, pp. 48–53. ISSN 0409-2961. (Russ.).
- LISANOV, M.V., A.S. PECHERKIN, S.I. SUMSKOY et al. Methodical ware and issues of emergency risk analysis at dangerous industrial facilities of the oil-and-gas complex [Metodicheskoye obespecheniye i problemy analiza riska avarii na opasnykh proizvodstvennykh obyektakh neftegazovogo kompleksa]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 1(29): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 179–186. ISSN 2306-8949. (Russ.).
- SAMSONOV, R.O., A.B. SKREPNYUK, S.V. OVCHAROV et al. Role and place of an industrial safety declaration in solving problems of technical state control [Rol i mesto promyshlennoy bezопасnosti v reshenii problem tekhnicheskogo regulirovaniya]. *Bezопасnost Truda v Promyshlennosti*. 2007, no. 9, pp. 34–40. ISSN 0409-2961. (Russ.).
- KOLESNIKOV, Ye. Yu. Quantitative assessing uncertainty of man-caused risk [Kolichestvennoye otsenivaniye neopredelennosti tekhnogennogo riska]. Pt. 1. *Problemy Analiza Riska*. 2013, vol. 10, no. 2, pp. 48–71. ISSN 1812-5220. (Russ.).
- KOLESNIKOV, Ye. Yu. Quantitative assessing uncertainty of man-caused risk [Kolichestvennoye otsenivaniye neopredelennosti tekhnogennogo riska]. Pt. 2. *Problemy Analiza Riska*. 2013, vol. 10, no. 3, pp. 8–31. ISSN 1812-5220. (Russ.).
- KOLESNIKOV, Ye. Yu., E. Sh. TELYAKOV. Terminological uncertainty: practice of quantitative assessment [Terminologicheskaya neopredelennost: opyt kolichestvennoy otsenki]. *Bezопасnost Truda v Promyshlennosti*. 2016, no. 7, pp. 82–88. ISSN 0409-2961. (Russ.).
- ROCQUIGNY, E., de, N. DEVICTOR, S. TARANTOLA (eds.) *Uncertainty in industrial practice: a guide to quantitative uncertainty management*. N.-Y.: John Wiley & Sons, 2008.
- MORGAN, M.G., M. HENRION, M. SMALL. *Uncertainty: A guide to dealing with uncertainty in quantitative risk and policy analysis*. N.-Y.: Cambridge University Press, 1990.
- LAURIDSEN, K., I. KOZINE, F. MARKERT et al. Assessment of uncertainties in risk analysis of chemical establishments. *The ASSURANCE project: final summary report*. 2002. Ris0-R-1344(EN).
- LISANOV, M.V. On technical regulation and criteria of acceptable risk [O tekhnicheskoy regulirovani i kriteriyakh priyemlego riska]. *Bezопасnost Truda v Promyshlennosti*. 2017, no. 12, pp. 51–56. ISSN 0409-2961. (Russ.).
- GRAZHDANKIN, A.I., A.S. PECHERKIN, O.V. NIKOLAYENKO. On determination of acceptable emergency risk levels for evaluation of compensating measures sufficiency in safety substantiation of a dangerous industrial oil-gas facility [Ob ustanovlenii dopustimykh urovney riska avarii dlya otsenki dostatochnosti kompensiruyushchikh meropriyatii v obosnovanii bezопасnosti opasnogo proizvodstvennogo obyektа neftegazovogo kompleksa]. *Bezопасnost Truda v Promyshlennosti*. 2017, no. 12, pp. 51–56. ISSN 0409-2961. (Russ.).
- YAKUSHEV, A.I., L.N. VORONTSOV, N.M. FEDOTOV. *Exchangeability, standardization and technical measurements* [Vzaimozamenyayemost, standartizatsiya i tekhnicheskiye izmereniya]. 6th ed., revised. Moscow: Mashinostroyeniye, 1987. (Russ.).
- AMERICAN INSTITUTE OF CHEMICAL ENGINEERS. *Guidelines for chemical process quantitative risk analysis*. 2^d ed. New York, 2000.

УДК 665.725:[621.64+614.8]

Нормативное обеспечение и проблемные вопросы промышленной безопасности криогенных трубопроводов отгрузки сжиженного природного газа

А.А. Лесконог^{1*}, Г.Ю. Чуркин¹

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

* E-mail: an.sinicina@mail.ru

Тезисы. Криогенные трубопроводы отгрузки сжиженного природного газа (СПГ) в составе крупнотоннажных заводов по производству СПГ относят к межцеховым технологическим трубопроводам, поскольку они служат для транспортировки готового продукта с технологических линий по производству СПГ на причал для отгрузки СПГ на танкеры. Среди проблемных вопросов, возникающих при проектировании протяженных криогенных трубопроводов СПГ, можно выделить следующие: стесненные условия размещения трубопроводов на общей эстакаде; значительные протяженность и диаметр; большой объем опасных веществ, циркулирующих в системе, и, соответственно, высокие пожаро- и взрывоопасность; возможные пересечения с железными и автомобильными дорогами, сближения с населенными пунктами и инфраструктурой морского порта, близлежащих предприятий, отдельными зданиями и сооружениями (таможенных и пограничных служб).

В статье рассмотрены особенности эксплуатации криогенных трубопроводов отгрузки СПГ, которые требуют отдельной проработки с учетом необходимости разработки мероприятий по минимизации вероятности и последствий утечек, защиты населения и близлежащей инфраструктуры от аварий на указанных трубопроводах.

Существующая нормативная база в области промышленной безопасности для объектов СПГ в целом и для протяженных криогенных трубопроводов отгрузки СПГ в частности недостаточна. При разработке недостающих требований промышленной безопасности к криогенным трубопроводам отгрузки СПГ необходимо использовать опыт их проектирования в составе конкретных заводов по производству СПГ, результаты зарубежных и отечественных исследований в области трубопроводного транспорта СПГ и сжиженных углеводородных газов.

Производство сжиженного природного газа (СПГ) – современная, динамично растущая отрасль нефтегазовой промышленности. Согласно прогнозам к 2020 г. объем производственных мощностей СПГ в мире удвоится и составит около 580 млн т в год. В России в настоящее время действуют два крупнотоннажных комплекса по производству СПГ – «Сахалин-2» и «Ямал СПГ». Последний введен в эксплуатацию в конце 2017 г. В рамках Государственной энергетической стратегии предусмотрено увеличение отечественного производства СПГ к 2035 г. в 5 и более раз. На данный момент в РФ на разной стадии реализации находится целый ряд крупных СПГ-проектов, в том числе «Дальневосточный СПГ», «Владивосток СПГ», «Арктик СПГ-2», «Балтийский СПГ» и др. Если все заявленные на сегодня проекты будут реализованы, то к 2020 г. производственные мощности в нашей стране обеспечат выпуск примерно 55...60 млн т СПГ в год, что должно составить не менее 11 % мирового производства.

Одним из сдерживающих факторов развития отечественной отрасли СПГ является отсутствие / недостаточность нормативной базы в области обеспечения безопасности объектов СПГ, в том числе в части процессов хранения и транспортировки СПГ на причал, отгрузки товарного продукта на танкер. При этом необходимо отметить, что в настоящее время при поддержке государственных органов власти (Ростехнадзора, Минстроя России, Росстандарта, МЧС России и др.) ведутся активные работы по созданию нормативной базы в области СПГ. Одновременно на базе научных институтов [1] и опытных производств разрабатываются собственные промышленные технологии сжижения природного газа.

Ключевые слова: промышленная безопасность, сжиженный природный газ, комплекс по производству сжиженного природного газа, криогенные трубопроводы, межцеховые технологические трубопроводы.

Проблемные вопросы промышленной безопасности криогенных трубопроводов отгрузки СПГ

Эстакады с криогенными трубопроводами, соединяющими изотермические резервуары хранения СПГ и причальные сооружения со стендерами отгрузки СПГ, можно отнести к одним из наиболее опасных сооружений в составе комплексов по производству СПГ, поскольку в процессах хранения и транспорта сжиженных газов сосредоточены наибольшие количества взрыво- и пожароопасных веществ.

Криогенные трубопроводы отгрузки СПГ эксплуатируются в циклических режимах при значительных (знакопеременных) термических и гидравлических нагрузках, оказывающих непосредственное влияние на показатели конструктивной надежности и безопасности [2]. Поэтому важное значение для обеспечения безопасности и надежности данных трубопроводов имеет выбор материалов и оборудования: трубы необходимо изготавливать из специальных сталей, как правило, на основе никелевых сплавов, которые позволяют обеспечить прочность и пластичность трубопроводов при криогенной температуре.

Другая особенность трубопроводного транспорта сжиженных газов – зависимость транспортируемой среды от характера изменения давления и температуры по длине трубопровода. Если давление в трубопроводе упадет ниже давления насыщения сжиженного газа при данной температуре, то возможен сценарий закипания жидкости с образованием паровой фазы и заполнением ею части сечения трубопровода, что может привести к резкому снижению пропускной способности трубопровода [3] и повышению внутреннего давления. Значительная протяженность криогенных трубопроводов отгрузки СПГ требует тщательного подхода к сохранению теплового баланса, поэтому важным критерием обеспечения безопасности данных трубопроводов является правильный выбор изоляционного покрытия. В последние годы разработано много вариантов изоляции криогенных трубопроводов, наиболее часто используемые – механическая (стеклянная пена и полиизоцианурат), «пошковая» (аэрогель, перлит, «изофлекс») и высоковакуумная [4].

Заполнение криогенных трубопроводов представляет собой сложный нестационарный процесс с возможностью появления таких опасных факторов, как гидравлический удар

и гейзерные эффекты¹. Согласно исследованиям [2] при возникновении гидроударов амплитуда волн давления может быть более чем на порядок превысить номинальные значения давления. В процессе отгрузки СПГ на танкер гидроудар возможен прежде всего в случае аварийного (в течение 2...3 с) разъединения загрузочных рукавов причала и приемных коллекторов танкера, что приводит к необходимости рассмотрения гидроудара для криогенных трубопроводов отгрузки СПГ в качестве расчетного сценария.

При рассмотрении вопросов надежности криогенных трубопроводов СПГ необходимо учитывать эффект теплового искривления. Во время загрузки и в некоторых случаях во время опорожнения линий отгрузки СПГ, которые частично заполнены жидкостью, может возникнуть существенная разница температур между зонами по верхней и нижней образующей трубопровода, что, в свою очередь, порождает изгибающие нагрузки на трубопровод.

При транспортировке СПГ по криогенным трубопроводам в результате движения СПГ могут образовываться электростатические заряды, которые, накапливаясь, создают электрическое поле и могут являться причиной электрических разрядов [3]. Статический заряд увеличивается по мере нарастания скорости потока. Накопленный заряд в случае разгерметизации трубопровода существенно повышает риск возникновения взрыва или пожара газозвоздушной смеси.

При определении внутренних источников опасности криогенных трубопроводов СПГ прежде всего рассматривают сценарий разгерметизации трубопровода, обычно в местах фланцевых соединений и присоединения запорной арматуры¹.

Поскольку причалы отгрузки СПГ на танкер вынесены в море, то важным аспектом обеспечения надежности и безопасности подходящих к причалу криогенных трубопроводов являются предотвращение и минимизация последствий пролива СПГ на воду в случае разгерметизации трубопроводов. При разливе СПГ на воду СПГ с большой скоростью переходит из жидкого состояния в газообразное, в некоторых случаях с одновременным выбросом энергии в форме сильного неогнеопасного

¹ См. BS EN 1473:2007. Installation and equipment for liquefied natural gas. Design of onshore installations. – <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.470.7021&rep=rep1&type=pdf>.

взрыва, поскольку температура воды приблизительно на 170 °С выше, чем температура СПГ. Отмечается [5], что при одном и том же объеме пролитого продукта площадь разлитого СПГ на воде больше, чем на суше.

Все варианты аварийного истечения продукта из криогенных трубопроводов СПГ необходимо рассчитывать, принимая во внимание вероятность каскадного развития аварии. Это связано со стесненными условиями прокладки трубопроводов СПГ на эстакаде совместно с другими трубопроводами, транспортирующими взрывоопасные вещества, а также со сосредоточением в непосредственной близости от трубопроводной эстакады значительных объемов СПГ (емкость каждого резервуара хранения составляет в среднем 120...160 тыс. м³, емкость танкеров – 145...155 тыс. м³ и более) [6].

Тяжелые климатические условия размещения отечественных заводов СПГ приводят к необходимости минимизации строительных и монтажных работ. Поэтому большинство сооружений, в том числе и трубопроводные эстакады, как правило, собирают из модулей заводской готовности с заранее установленными трубными секциями и технологическим оборудованием, что накладывает дополнительные требования к монтажу и испытаниям данных трубопроводов.

Таким образом, среди основных проблемных вопросов обеспечения надежности и безопасности, возникающих при проектировании и эксплуатации протяженных криогенных трубопроводов СПГ, можно выделить:

1) стесненные условия расположения криогенных трубопроводов отгрузки СПГ (по два и более) на общей эстакаде, как правило, совместно с трубопроводами отпарного газа, другими продуктами отгрузки (сжиженными углеводородными газами, газовым конденсатом), трубопроводами технологического обеспечения (пожаротушения, водоснабжения), электрическими кабелями, кабелями связи и автоматики;

2) значительный диаметр (400...1000 мм) и протяженность (от сотен метров до десяти километров) криогенных трубопроводов отгрузки СПГ. Диаметр трубопроводов отгрузки СПГ определяется необходимой производительностью отгрузки продукта. Определяющее влияние на протяженность оказывает оптимизация размещения причалов, так как данные трубопроводы осуществляют транспортировку СПГ

между резервуаром для хранения СПГ и причалом отгрузки продукта на танкер. Поскольку причалы отгрузки СПГ должны обеспечивать свободное маневрирование вблизи причала танкеров грузоподъемностью до 300 тыс. м³, то удаленность причала от берега зависит от глубины моря в месте разгрузки [6]. В условиях мелководья прибрежных участков арктических морей РФ причалы отгрузки СПГ, как правило, располагают на отдалении от берега и соединяют с береговыми сооружениями переходным мостом или эстакадой. При значительных протяженностях и диаметрах криогенных трубопроводов СПГ существенно возрастает объем опасных веществ, циркулирующих в системе, соответственно, повышаются пожаро- и взрывоопасность;

3) распространение на технологические трубопроводы отгрузки СПГ специфики магистральных трубопроводов в части возможности пересечения с железными и автомобильными дорогами, сближения с населенными пунктами и инфраструктурой морского порта, близлежащих предприятий, отдельными зданиями и сооружениями (таможенных и пограничных служб) и другими объектами;

4) возможность нестационарных режимов перекачки, связанная с аварийным отсоединением стендера от танкера;

5) необходимость уменьшения теплопритока при транспортировке СПГ по протяженным трубопроводам;

6) раннее обнаружение утечек и (или) загазованности на теплоизолированных трубопроводах СПГ;

7) предотвращение эскалации аварии при разгерметизации одного из трубопроводов, проложенных на трубопроводной эстакаде в стесненных условиях;

8) обоснование минимальных безопасных расстояний от криогенных трубопроводов большого диаметра до объектов сближения [7];

9) обеспечение функционирования единой системы противоаварийной автоматической защиты «танкер – берег» при загрузке танкера и др.

Требования нормативных документов в области обеспечения безопасности криогенных трубопроводов СПГ

В настоящее время нормативная база в области проектирования комплексов СПГ по многим аспектам обеспечения промышленной безопасности недостаточна. Это касается и криогенных

трубопроводов СПГ, которые, как отмечено, относятся к межцеховым трубопроводам и имеют значительный диаметр и протяженный характер.

Требования к технологическим, в том числе межцеховым технологическим трубопроводам, определены в Руководстве по безопасности² и ГОСТ 32569-2013³, ГОСТ 32388-2013⁴, которые содержат рекомендации по обеспечению механической прочности и промышленной безопасности трубопроводов, в том числе в части требований к конструкции и материалам трубопроводов, трубопроводной арматуре, а также устройству, монтажу и эксплуатации. Однако данные документы не в полной мере охватывают актуальные для протяженных криогенных трубопроводов СПГ требования к минимальным расстояниям до соседних объектов, пересечениям с автомобильными и железными дорогами общего пользования, наличию систем обнаружения утечек, расстановке запорной арматуры. Частично данные требования рассмотрены в федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности⁵, однако многие вопросы остаются нерешенными.

Если рассматривать нормативные документы, разработанные специально для проектирования промышленных объектов, связанных с производством, хранением и реализацией СПГ, то требований к протяженным криогенным трубопроводам СПГ от резервуаров до причала отгрузки продукта на танкер также недостаточно. Например, ВНТП 51-1-88⁶ содержат требования к технологическим трубопроводам СПГ, однако вопросы отгрузки продукта ограничиваются требованиями к средствам для налива и отгрузки СПГ в автоцистерны и не содержат требований

к транспортировке СПГ на причал и отгрузке товарного продукта на танкеры. При этом при рассмотрении требований к минимальным расстояниям от межцеховых технологических трубопроводов до зданий, сооружений и других объектов ВНТП 51-1-88 ссылается на требования к генеральным планам промышленных предприятий. СП 18.13330.2011⁷ устанавливает требования к генеральному плану в пределах площадки предприятия и вопросы межцеховых технологических трубопроводов не рассматривает.

В национальном стандарте ГОСТ Р 56352-2015⁸ установлен ряд общих требований к технологическим трубопроводам СПГ, в том числе криогенным (к конструкции и материальному исполнению, применению трубопроводной арматуры, размещению). Однако документ не включает требований к оборудованию и устройствам на площадке отгрузки СПГ и, соответственно, не содержит в полной мере требований к криогенным трубопроводам СПГ от резервуаров СПГ до причала.

Что касается зарубежных стандартов проектирования трубопроводов, то в проектах СПГ наиболее широко применяются стандарты группы ASME B31, в частности ASME B31.3⁹. При этом зарубежная практика нормирования подтверждает необходимость применения специальных требований к межцеховым трубопроводам. Так, в группе стандартов ASME B31 технологические трубопроводы и трубопроводы для транспортировки продуктов между заводами и терминалами выделены в разные секции: B31.3 и B31.4 соответственно. Стандарт ASME B31.4¹⁰ включает рекомендации по выбору материалов, конструктивных решений, оценке допустимых напряжений, реакций и смещений межцеховых технологических трубопроводов и др. В 2016 г. область применения ASME B31.4 дополнена в части требований к низкотемпературным материалам, однако применение стандарта для проектирования криогенных трубопроводов отгрузки СПГ ограничено. Это, вероятно, обусловлено спецификой зарубежных подходов к нормированию,

² Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

³ ГОСТ 32569-2013. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах.

⁴ ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия.

⁵ Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением; Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств.

⁶ ВНТП 51-1-88. Ведомственные нормы технологического проектирования установок по производству и хранению сжиженного природного газа, изотермических хранилищ и газозаправочных станций (временные).

⁷ СП 18.13330.2011. Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП II-89-80*.

⁸ ГОСТ Р 56352-2015. Нефтяная и газовая промышленность. Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа. Общие требования безопасности.

⁹ ASME B31.3-2008. Process piping. ASME code for pressure piping, B31.

¹⁰ ASME B31.4-2016. Pipeline transportation systems for liquids and slurries, B31.

которая предоставляет достаточно широкие полномочия проектным и инжиниринговым компаниям по выбору в рамках конкретных проектов наилучших практик с учетом анализа риска для выполнения минимального перечня установленных обязательных требований.

Базовые требования к безопасности технологических трубопроводов СПГ также установлены в таких международно признанных стандартах, как BS EN 1473, NFPA 59A¹¹. Дополнительно для анализа мировой практики могут быть рассмотрены национальные стандарты, например CSA Z276¹² (Канада), однако, как правило, стандарты стран являются национальной адаптацией и дополнением международно признанных стандартов, поэтому содержащиеся в них методики и коэффициенты во многом аналогичны нормам международных стандартов [8].

Методики и коэффициенты российских и зарубежных стандартов, как правило, значительно отличаются: например, показано [9], что разница между численными значениями толщины стенки трубы, рассчитанными согласно российским и зарубежным нормам, может достигать 100 %. Поэтому применение зарубежных документов в российских проектах должно быть обосновано и требует проведения дополнительных исследований, расчетов, а также разработки специальных технических условий и обоснования безопасности опасного производственного объекта.

В настоящее время среди основных проблем развития отечественного промышленного производства СПГ можно выделить отсутствие на текущий момент собственных ключевых технологий производства СПГ, зависимость от использования зарубежного технологического оборудования и услуг по отдельным позициям, а также недостаточность нормативной базы для проектирования, строительства и обеспечения промышленной безопасности крупнотоннажных заводов СПГ.

В рамках совершенствования отечественной нормативной базы для объектов СПГ на 2018 г. запланирована разработка ряда профильных документов, в том числе федеральных норм и правил в области промышленной

безопасности. При разработке данных правил предполагается учесть передовую практику зарубежных стандартов, действующие российские нормативные документы и накопленный отечественный опыт проектирования и обеспечения безопасной эксплуатации заводов СПГ.

Список литературы

1. Люгай Д.В. Проблемные вопросы разработки и реализации проектов СПГ / Д.В. Люгай, А.З. Шайхутдинов, Ю.Г. Мутовин и др. // Вести газовой науки: Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – 2017. – № 1 (29). – С. 218–226.
2. Сафонов В.С. Обоснование режимных параметров технологических трубопроводов комплексов СПГ с учетом требований промышленной безопасности / В.С. Сафонов // Вести газовой науки: Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – 2017. – № 1 (29). – С. 83–99.
3. Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы / Б.С. Рачевский. – М.: Нефть и газ, 2009. – 640 с.
4. Kitzel B. Choosing the right insulation / B. Kitzel // LNG Industry. – 2008. – С. 114–117.
5. Хэйвенс Дж. Оценка потенциальных угроз общественным интересам в связи с планируемым размещением импортного терминала в порту Лонг-Бич: доклад / Дж. Хэйвенс; Калифорнийская комиссия по общественным делам [Электронный ресурс]. – 2005. – http://east-eco.com/sites/default/files/im_docs_62_ocenka_ugroz_v_svyazi_s_razmescheniem_SPG.pdf (дата обращения: 15.01.2018).
6. Федорова Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование / Е.Б. Федорова. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2011. – 159 с.
7. Чуркин Г.Ю. Опыт и проблемы разработки специальных технических условий для объектов газотранспортной системы / Г.Ю. Чуркин, А.А. Синицина, Р.В. Базалий // Безопасность труда в промышленности. – 2016. – № 4. – С. 66–70.
8. Hopkins P. High design factor pipelines: integrity issues / P. Hopkins // Technical Director Penspen Integrity. – 2005. – Quarter 2. – С. 69–97.
9. Васильев Г.Г. Исследование влияния коэффициентов надежности на расчетные толщины стенок магистральных трубопроводов нефти и газа / Г.Г. Васильев, И.А. Леонович // Безопасность труда в промышленности. – 2018. – № 1. – С. 5–12.

¹¹ NFPA 59A-2016. Standard for the production, storage, and handling of liquefied natural gas (LNG).

¹² CSA Z276-15. Liquefied natural gas (LNG) – production, storage, and handling.

Normative support and issues of industrial security of cryogenic pipelines for liquefied natural gas offloading

A.A. Leskong^{1*}, G.Yu. Churkin¹

¹ ANO "Industrial Risk Research Agency", Bld. 14, Est. 13, Perevedenovskiy pereulok, Moscow, 105082, Russian Federation

* E-mail: an.sinicina@mail.ru

Abstract. Development of the offshore hydrocarbon fields and correspondent disposal of facilities aimed at production of the liquefied natural gas (LNG) in severe environment with high loads and other negative factors of operation essentially complicate designing of such facilities.

Cryogenic pipelines for LNG dispatching are concerned the interplant process pipelines as they are used for transfer of a finished product from a LNG plant to a cargo berth for shipping. One can point out the following problematic questions in designing long LNG cryogen pipelines: space-limited environment at disposition of the pipelines in a common viaduct; considerable extension and diameter; big amount of dangerous matters circulating within a pipeline, and related high fire and explosion danger; possible crossings of railways and roads, close approaches to inhabited settlements and infrastructures of sea ports and nearest enterprises and buildings (customs services and frontier guard duties).

The article reveals peculiarities of LNG cryogen pipelines operation, which need special studying on account of necessity to elaborate measures for minimization of probability and aftereffects of leakages and for protection of people and nearest facilities etc.

Existing regulations and standards concerning industrial safety of the LNG facilities in the whole, and the extended cryogen pipelines in particular is not enough. So, some additional requirements for security of the cryogen pipelines must be elaborated. While perfecting these standards and norms it's necessary to apply results of scientific studies, as well as domestic and foreign experience of designing and operation of the LNG complexes and the main pipelines aimed at transportation of liquefied gases.

Keywords: industrial security, liquefied natural gas, LNG production complex, cryogenic pipelines, interplant industrial pipeline.

References

- LUGAY, D.V., A.Z. SHAYKHUTDINOV, Yu.G. MUTOVIN et al. Topical issues in development and implementation of LNG projects [Problemye voprosy razrabotki i realizatsii proyektov SPG]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 1(29): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 218–226. ISSN 2306-8949. (Russ.).
- SAFONOV, V.S. Substantiation of operating conditions for industrial pipe-lines of liquefied natural gas complexes with provision for safety requirements [Obosnovaniye rezhimnykh parametrov tekhnologicheskikh truboprovodov kompleksov SPG s uchetom trebovaniy promyshlennoy bezopasnosti]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 1(29): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 83–99. ISSN 2306-8949. (Russ.).
- RACHEVSKIY, B.S. *Liquefied hydrocarbon gases* [Szhizhennyye uglevodorodnyye gazy]. Moscow: Neft i gaz, 2009. (Russ.).
- KITZEL, B. Choosing the right insulation. *LNG Industry*. 2008, spring, pp. 114–117. ISSN 1747-1826.
- HAVENS, J. *An assessment of the potential hazards to the public associated with siting an LNG import terminal in the port of Long Beach* [online]. California: CPUC, 2005. Available from: https://www.ecosakh.ru/.../605_49af500fa1ecb897e83e14dd...
- FEDOROVA, Ye.B. *Contemporary state and trends of the global LNG industry: technologies and equipment* [Sovremennoye sostoyaniye i razvitiye mirovoy industrii szhizhennogo prirodnogo gaza: tekhnologii i oborudovaniye]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 2011. (Russ.).
- CHURKIN, G.Yu., A.A. SINITSYNA, R.V. BAZALIY. Practice and issues of special technical conditions elaboration for gas-transport facilities [Opyt i problemy razrabotki spetsialnykh tekhnicheskikh usloviy dlya obyektov gazotransportnoy sistemy]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*. 2016, no. 4, pp. 66–70. ISSN 0409-2961. (Russ.).
- HOPKINS, P. High design factor pipelines: integrity issues. *Technical Director Penspen Integrity*. 2005, quarter 2, pp. 69–97.
- VASILYEV, G.G., I.A. LEONOVICH. Studying influence of reliability factors on calculated wall thicknesses of oil and gas mains [Issledovaniye vliyaniya koeffitsiyentov nadezhnosti na raschetnyye tolshchiny stenok magistralnykh truboprovodov nefi i gaza]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*. 2018, no. 1, pp. 5–12. ISSN 0409-2961. (Russ.).

УДК 614.8:621.6

Модель мониторинга промышленной безопасности линейной части магистральных газопроводов на основе риск-ориентированного подхода

Ю.В. Гамера^{1*}, Ю.Ю. Петрова¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

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

Тезисы. Соблюдение требований промышленной безопасности и, как следствие, мониторинг потенциальной опасности являются важнейшими аспектами эксплуатации опасных производственных объектов (ОПО) газотранспортной системы (ГТС). В соответствии с принятым Ростехнадзором риск-ориентированным подходом степень опасности аварии для человека и объектов окружения ОПО ГТС определяется при проведении количественного или качественного анализа риска. Наиболее полным, а поэтому самым трудоемким является количественный анализ риска (КолАР). При этом в зависимости от целей анализа в роли показателей могут выступать ожидаемая частота аварий, техногенный, индивидуальный, потенциальный, коллективный и социальный риски, а также частота реализации аварий с гибелью не менее одного человека.

КолАР на стадии эксплуатации ОПО хотя и носит регулярный характер, но не позволяет оперативно оценивать степень опасности аварии. В данной работе предложена модель мониторинга степени опасности аварии на участках линейной части магистральных газопроводов с учетом оперативной информации. В предложенном подходе за базовое состояние ОПО принимается состояние, описанное в последней действующей декларации промышленной безопасности, а отклонение от базового состояния определяется относительными изменениями потенциального и индивидуального рисков, рассчитываемых с использованием аналитических соотношений. По результатам расчетов тенденция изменения как потенциального, так и индивидуального рисков может быть отражена в виде трехуровневого индикатора.

Важным аспектом эксплуатации газотранспортной системы (ГТС) является угроза аварий на ее опасных производственных объектах (ОПО). Степень опасности аварии (СОА) для человека, имущества и окружающей среды каждого отдельно взятого ОПО ГТС в соответствии с принятым Ростехнадзором риск-ориентированным подходом¹ [1] определяется по установленным при количественном или качественном анализе основным и дополнительным показателям риска аварий². Наиболее полным, а поэтому и самым трудоемким является количественный анализ риска (КолАР), который, как правило, периодически проводится при разработке декларации промышленной безопасности (ДПБ). В качестве основных показателей при этом выступают индивидуальный, потенциальный, коллективный и социальный риски, а также частота реализации аварий с гибелью не менее одного человека². В то же время для линейной части (ЛЧ) магистральных газопроводов (МГ) КолАР выполняется с целью ранжирования участков в рамках функционирования системы управления техническим состоянием и целостностью, где за основные показатели риска принимаются ожидаемая удельная частота аварий и ожидаемый прямой ущерб от одной аварии³.

КолАР в перечисленных случаях хотя и носит регулярный характер, но не позволяет оперативно оценивать степень опасности аварий на ОПО. Для мониторинга

Ключевые слова: промышленная безопасность, риск-ориентированный подход, магистральный газопровод, модель мониторинга, степень опасности аварии.

¹ См. Об утверждении плана мероприятий («дорожной карты») по совершенствованию контрольно-надзорной деятельности в Российской Федерации на 2016–2017 годы: распоряжение Правительства Российской Федерации от 01.04.2016 № 559-р.

² См. Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» / утв. приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144.

³ См. Концепцию управления техническим состоянием и целостностью объектов ГТС ПАО «Газпром» с учетом задач транспортировки газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – 125 с.

последней характеристики на участках ЛЧ МГ предлагается использовать подход, суть которого состоит в следующем. За базовое состояние участка с присущей ему степенью опасности аварии принимается состояние, описанное в последней зарегистрированной ДПБ. Текущее отклонение СОА определяется по аналитическим соотношениям, отражающим произошедшие с момента регистрации ДПБ относительные изменения потенциального и индивидуального рисков, по причинам:

- отклонения текущего давления в газопроводе от задекларированного;
- зафиксированного нарушения зон минимальных расстояний;
- старения газопровода;
- активации опасных природных процессов.

Выбор перечисленных изменений состояния участка ЛЧ МГ в качестве определяющих обусловлен рядом обстоятельств. Во-первых, все они подлежат постоянно-му мониторингу при эксплуатации ЛЧ МГ, а значит, их фиксация не выходит за рамки повседневной работы соответствующих служб линейных производственных управлений. Во-вторых, и это немаловажно, перечисленные изменения являются независимо контролируемыми. И, наконец, в-третьих, они предопределяют вариацию таких исходных характеристик для расчетов потенциального и индивидуального рисков, как размеры зон потенциального поражения от каждого поражающего фактора, ожидаемую удельную частоту аварий и территориальное распределение людей. Заметим, что при необходимости список рассматриваемых изменений может быть расширен.

Для прямолинейных участков ЛЧ МГ ввиду симметрии задачи расчеты распределений потенциального и индивидуального рисков по коридору трассы удобно проводить на каждом пикете в местной декартовой системе координат с осью абсцисс, заданной по направлению транспорта газа. Метрические координаты при этом целесообразно нормировать на размер безопасной для человека зоны, а отдельные сценарии аварий, характеризующиеся местом возникновения, объединить в две группы: сценарии без воспламенения и с воспламенением газа. При описанном подходе распределение потенциального риска по коридору трассы газопровода $R(y)$ в консервативном приближении (учитывается увеличение уязвимости к механическим воздействиям человека, находящегося в здании, по сравнению с человеком, пребывающим на открытой площадке, и полностью игнорируются защитные свойства укрытий по отношению к тепловому излучению) может быть представлено как

$$R(y) = 2\lambda r_b \int_0^{\infty} [\delta(y) \{P_2(x, y) - P_1(x, y)\} (1 - qP_3(x, y)) + q(1 - P_1(x, y))P_3(x, y) + P_1(x, y)] dx, \quad (1)$$

где λ – ожидаемая удельная частота аварий на газопроводе, аварий $\cdot \text{год}^{-1} \cdot \text{м}^{-1}$; r_b – размер безопасной с точки зрения потенциального поражения человека зоны поперек трассы газопровода, м; $\delta(y)$ – дельта-функция, описывающая расположение зданий на удалении y от газопровода; (x, y) – нормированные на r_b координаты; q – условная вероятность возгорания газа при аварии; $P_i(x, y)$ – вероятности гибели человека в точке с координатами $(0, y)$ при аварии в точке $(x, 0)$ вследствие поражения тепловым излучением ($i = 3$), механическим воздействием от разрушаемого здания ($i = 2$) и механическим воздействием на открытой площадке ($i = 1$) (в соответствии с критериями²). В качестве механических воздействий как на человека, так и на здание рассматриваются осколочное ($j = 1$), ударно-волновое ($j = 2$) и напорно-струйное ($j = 3$). При этом вычисление соответствующих вероятностей механического поражения $P_i(x, y)$ ($i = 1, 2$) проводится по соотношениям:

$$P_i(x, y) = 1 - \prod_{j=1}^3 (1 - P_{i,j}(x, y)), \quad (2)$$

где $P_{i,j}(x, y)$ – вероятность гибели человека от j -й составляющей i -го механического воздействия.

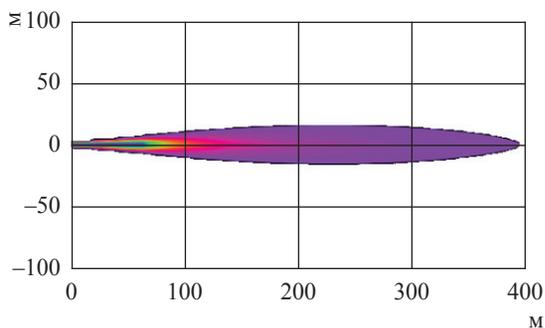


Рис. 1. Распределение динамического давления в высокоскоростной струе газа при разрыве газопровода диаметром 1 м с рабочим давлением 7,5 МПа: внешний контур соответствует динамическому давлению 1 кПа

Характерной особенностью аварий на ЛЧ МГ в отличие от площадных объектов является то, что выброс и сгорание достаточно больших масс газа происходят только в режиме струйных течений. Это, во-первых, обеспечивает возможность реализации в качестве поражающего фактора аварии остронаправленного вдоль оси струи (рис. 1) напорного воздействия (модель высокоскоростной струи и критерии поражения приведены Ю.В. Гамера с соавторами [2]). С учетом возможного отклонения струйного течения от направления трассы газопровода данное воздействие будет эффективным в секторе 30° с вершиной в месте разгерметизации и осью, совпадающей с осью газопровода. Во-вторых, режим струйного выброса газа предопределяет специфику формирования и других поражающих воздействий, что, в свою очередь, позволяет сформулировать ряд положений.

Так, источником теплового излучения при струйном течении будет только диффузионное пламя двух типов: возникшее вследствие горения низкоскоростного шлейфа и горения высокоскоростных струй газа. Причем, поскольку воздействие теплового излучения имеет кумулятивный характер, вероятность гибели при таком воздействии напрямую зависит от сценария поведения человека (быстрота принятия решений, направления и скорости убегания и т.д.). Заметим, что рекомендуемые в нормативных документах федерального⁴

и корпоративного⁵ уровней поведенческие сценарии различны. Расчеты показали (рис. 2), что при принятии поведенческого сценария, согласно федеральным нормам^{2,4}, радиус изолинии вероятности гибели при сценарии «пожар в котловане», рассчитанный на основе модели [3], оказался практически равным длине настильного факела, определенной по методике МЧС⁴. Данный факт позволяет в консервативном приближении не делить сценарий с воспламенением общепринятым способом⁵ на два сценария, а ограничиться рассмотрением термического поражения человека только при сценарии «пожар в котловане».

Кроме того, особенности течения при струйном выбросе обуславливают превалирование по поражающей способности первичной ударной волны (образуется при освобождении потенциальной энергии сжатого газа) над вторичной волной сжатия (от сгорания во взрывном режиме части выброшенной при аварии массы газа)⁵. Указанное обстоятельство, с одной стороны, дает возможность исключить вторичную волну из рассмотрения при анализе поражения человека от ударно-волновых воздействий при авариях на ЛЧ МГ, а с другой, требует применение адекватных алгоритмов оценки параметров первичной волны. В дальнейших расчетах для определения вероятности ударно-волнового поражения использовалась модель образования и распространения первичной ударной волны при авариях на газопроводах [4] совместно с критериями поражения².

И, наконец, если коснуться оценки осколочного воздействия, то следует отметить, что за исключением особо оговоренных случаев (движение заглушки, разлет вторичных осколков) в расчетных моделях пренебрегают газодинамическими эффектами, связанными с формированием и распространением струйных течений на стадии разлета осколков. Обусловлено это в первую очередь теми допущениями, которые принимаются в полумпирических моделях для получения массивов дальности разлета осколков как функции их массы, начальной скорости и некоторых других параметров. Установлено [4], что при заданной массе и начальной скорости осколка в случае равновероятного угла вылета фрагмента трубы

⁴ См. Методику определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (с изменениями на 14 декабря 2010 г.): приложение к приказу МЧС России от 10.07.2009 № 404.

⁵ См. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ПАО «Газпром».

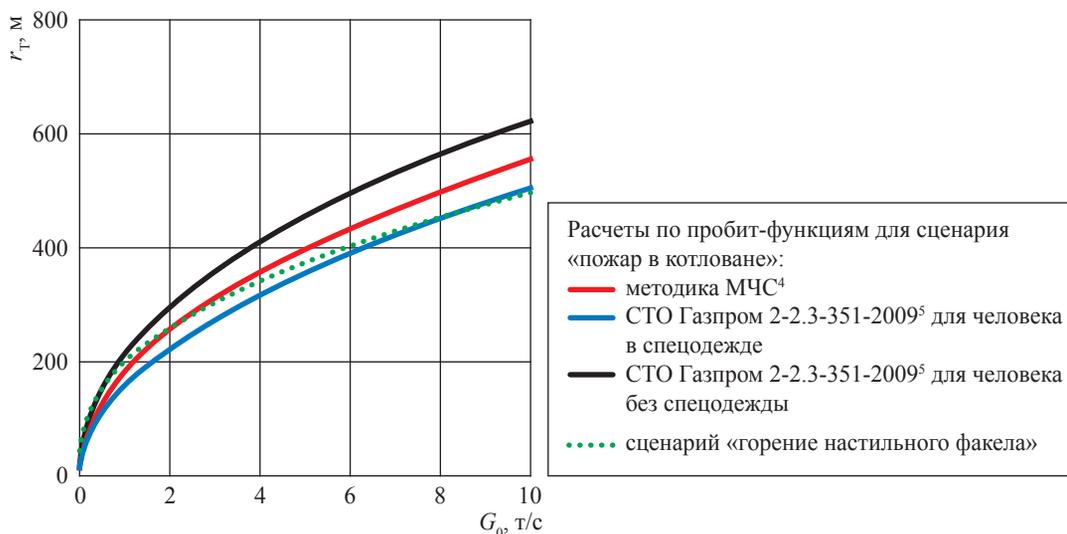


Рис. 2. Размер зоны термического поражения r_T в зависимости от расхода газа G_0 при сценариях «пожар в котловане» и «горение настильного факела»

вероятность его попадания в определенную точку имеет бета-распределение. Указанный результат позволил восстановить типичное распределение условной вероятности осколочного поражения реципиентов $P_{ii}(r)$ в зависимости от удаленности от места разрыва газопровода r [4]. Особенностью такого распределения (рис. 3) оказалось то, что на нем наблюдаются три характерные области:

- прямого попадания со спадом $P_{ii}(r)$ от 1 до P^{oc} при возрастании r от 0 до r^0 (для $i = 1$

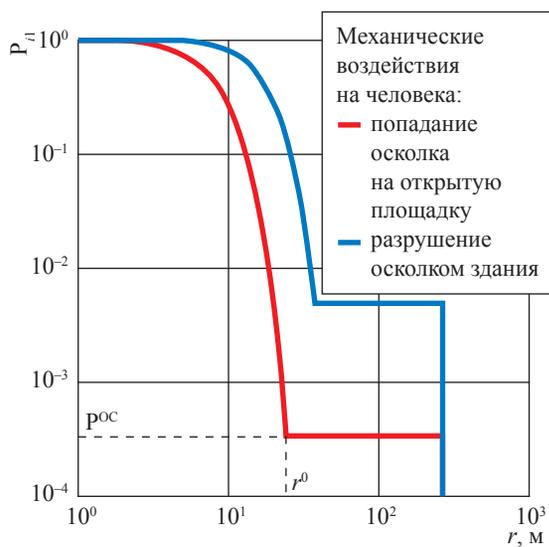


Рис. 3. Зависимость вероятности гибели человека от осколочного поражения при аварии на подземном газопроводе диаметром 1 м с рабочим давлением 7,5 МПа (заглубление по верхней образующей 1 м)

$r^0 \sim 0,1r_0$), где r^0 – дальность прямого попадания осколка; r_0 – максимальная дальность разлета осколков); P^{oc} – вероятность поражения на плато;

- плато с постоянной вероятностью $P_{ii}(r) = P^{oc}$ при $r^0 < r \leq r_0$;
- область недолета осколков с вероятностью $P_{ii}(r) = 0$ для $r > r_0$.

Причем характерное значение P^{oc} уменьшается с ростом r_0 и для типичных участков МГ не превышает 10^{-2} . Модель осколочного поражения [4] в дальнейших вычислениях взята как базовая. При этом консервативно считалось, что при аварии образуются три осколка массой по 3 т каждый и попадание в человека (моделируется цилиндром радиусом 0,15 м и длиной образующей 1,8 м) или деревянное здание (моделируется прямоугольным параллелепипедом высотой 5 м и основанием 100 м^2) хотя бы одного из них приводит соответственно к гибели человека или полному разрушению здания.

В завершение обсуждения поражающих воздействий отметим, что для каждого такого воздействия может быть рассчитано индивидуальное поле потенциального поражения. По своей сути такие поля будут отличаться друг от друга. Так, поля термического поражения от пожара колонного типа и ударно-волнового поражения являются площадными в том смысле, что поражающие воздействия одновременно присутствуют в различных областях. Поле острого направленного напорно-струйного воздействия является линейным (поражение в одном направлении означает невозможность

поражения во всех остальных). При расчетах вероятности поражения в таком поле необходимо учитывать вероятность реализации того или иного положения оси струи. Если принять, что при аварии равновероятно реализуется любое направление оси течения в секторе 30° относительно направления транспорта газа в месте аварии, а угол раскрытия высокоскоростной струи составляет 5° , то динамическое давление струи в заданном направлении будет реализовано с вероятностью $1/6$. Переходным между площадным и линейным полем является поле потенциального термического поражения пламенем высокоскоростной струи. Поле потенциального осколочного поражения считается точечным, поскольку попадание выбранного осколка в заданную точку означает невозможность реализации поражающего воздействия в любой другой точке. При этом для типичных участков МГ опасной с точки зрения возможности поражения с высокой вероятностью является только область прямого попадания осколка.

Тестовые расчеты показали, что при прочих равных условиях абсолютные размеры зон поражения отдельными воздействиями (рассчитанными по условной вероятности 10^{-2}) возрастают в ряду «ударно-волновое и осколочное воздействия на человека на открытой площадке → ударно-волновое и осколочное воздействия на человека в здании → термическое и напорно-струйное воздействия на открытой площадке → напорно-струйное воздействие на человека в здании».

Таким образом, абсолютный размер зоны поражения напорно-струйным воздействием на человека в здании $r_{\text{ПСЗ}}$ является максимальным. Однако при анализе формулы (1) в качестве $r_{\text{Б}}$ в силу принятого допущения о возможном отклонении оси струи от трассы газопровода на 15° (ориентации струи в секторе 30°) необходимо принять размер зоны потенциального термического поражения $r_{\text{ПТ}}$ в соответствии с условием

$$r_{\text{ПСЗ}} > r_{\text{Б}} = r_{\text{ПТ}} = 28,158(DP_0)^{0,512} > r_{\text{ПСЗ}} \sin(15^\circ) = 0,26r_{\text{ПСЗ}}, \quad (3)$$

где D – диаметр газопровода, м; P_0 – рабочее давление, бар.

В нормированных координатах интегральное выражение в правой части соотношения (1) не зависит от параметров газопровода. Указанное обстоятельство позволяет провести интегрирование соотношения (1) по переменной x с представлением результатов в виде

$$R(y) = 2\lambda r_{\text{Б}} [\delta(y)F1(y) + qF2(y) + F3(y) - q\delta(y)F4(y)], \quad (4)$$

$$\text{где } F1(y) = \int_0^\infty \{P_2(x, y) - P_1(x, y)\} dx;$$

$$F2(y) = \int_0^\infty (1 - P_1(x, y)) \cdot P_3(x, y) dx;$$

$$F3(y) = \int_0^\infty P_1(x, y) dx;$$

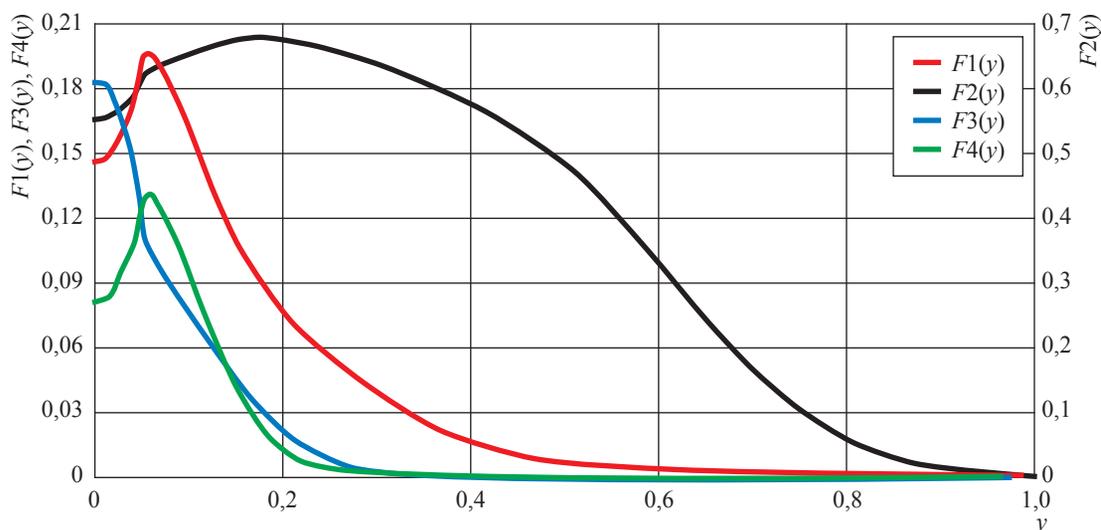
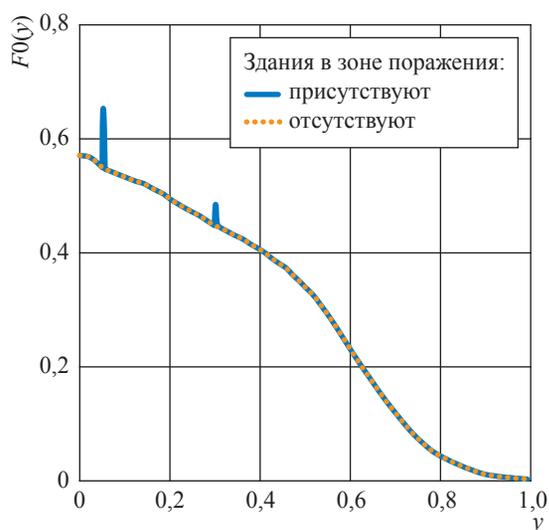
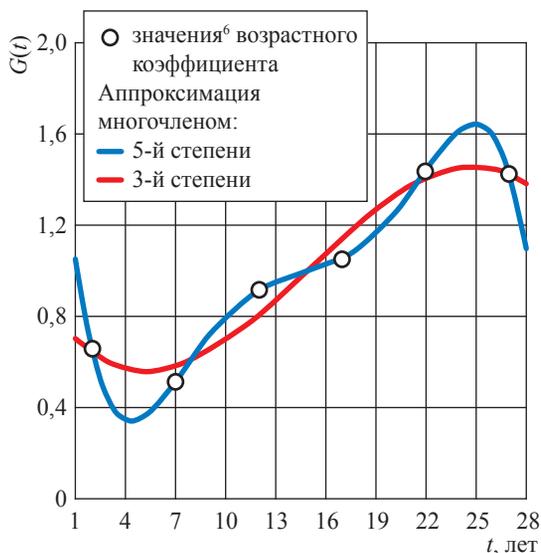
$$F4(y) = \int_0^\infty P_3(x, y) \{P_2(x, y) - P_1(x, y)\} dx$$

Рис. 4 иллюстрирует результаты расчетов определяющих функций $F1(y)$, $F2(y)$, $F3(y)$ и $F4(y)$ на основе методических рекомендаций² [2–4] и СТО Газпром 2-2.3-

351-2009, а рис. 5 – вид распределения $F0(y) = \frac{R(y)}{2\lambda r_{\text{Б}}}$ для трубопровода диаметром

$D = 1,4$ м (максимальная вероятность воспламенения $q = 0,72$) в двух случаях: при наличии зданий в зоне поражения в точках $y_1 = 0,053$ и $y_2 = 0,303$ и при их отсутствии. Наглядно показано, что наличие зданий в зоне поражения приводит к увеличению потенциального риска (см. пики на рис. 5).

С установлением зависимости $r_{\text{Б}}(P_0, D)$ и функций $F1(y)$, $F2(y)$, $F3(y)$ и $F4(y)$ характеристики условного поражения при аварии задаются однозначно. Для определения потенциального риска помимо указанных характеристик необходимо знать

Рис. 4. Функции $F1(y)$, $F2(y)$, $F3(y)$ и $F4(y)$ Рис. 5. Функция $F0(y)$ Рис. 6. Функция $G(t)$

ожидаемую удельную частоту аварий на участке λ . Значение λ для ЛЧ МГ удобнее всего определять по балльно-факторной методике⁶. При этом для учета непрерывного старения тела трубы соответствующий коэффициент целесообразно представить не как дискретный набор, а в виде непрерывной функции времени $G(t)$ до значений $t = 30$ лет (при значениях $t \geq 30$ лет, как и в рекомендациях⁶ ПАО «Газпром», происходит бифуркация: для участков с пониженным давлением $G(t) = 1$, а для участков с проектным

давлением $G(t) = 1,5$). Расчеты показали, что при этом для получения физического результата в качестве $G(t)$ достаточно использовать многочлен третьей степени (рис. 6).

В дальнейшем будем считать, что с момента времени t_0 разработки последней действующей ДПБ (отсчитывается от введения участка в эксплуатацию) все особенности участка, за исключением нарушения зон минимальных расстояний и возможной активации природных процессов, сохраняются. Тогда относительное изменение потенциального риска в точке y (координата определяется на момент t_0), по пикету, в среднем и в точке $y = 0$

⁶ См. Рекомендации по учету влияния технико-технологических, природно-климатических и других факторов при прогнозировании аварийности на магистральных газопроводах ПАО «Газпром» / утв. ОАО «Газпром» 27.03.2007.

(максимальное значение риска) на момент времени $t^* = t_0 + \Delta t$ может быть соответственно представлено в виде⁷:

$$\frac{R(y, t^*)}{R(y, t_0)} = \frac{\delta(y^*)F1(y^*) + qF2(y^*) + F3(y^*) - q\delta(y^*)F4(y^*)}{\delta(y)F1(y) + qF2(y) + F3(y) - q\delta(y)F4(y)} \cdot \frac{R_{\max}(t^*)}{R_{\max}(t_0)}, \quad (5)$$

$$\frac{R_{\text{cp}}(y, t^*)}{R_{\text{cp}}(y, t_0)} = \frac{\sum_i^{I^*} F1(y_i^*) - q \sum_i^{I^*} F4(y_i^*) + 0,389q + 0,019}{\sum_i^{I_0} F1(y_i^*) - q \sum_i^{I_0} F4(y_i^*) + 0,389q + 0,019} \cdot \frac{R_{\max}(t^*)}{R_{\max}(t_0)}, \quad (6)$$

$$\frac{R_{\max}(t^*)}{R_{\max}(t_0)} = A(t^*, t_0) [\bar{P}_0]^{0,512}. \quad (7)$$

Здесь

$$A(t^*, t_0) = \frac{G(t^*)}{G(t_0)} + \frac{\lambda_{\text{cp}}}{\lambda(t_0)} \frac{G(t_0)}{3,74} K(2,8 \cdot 10^{-2} \Delta B_{16} + 3 \cdot 10^{-2} \Delta B_{61} + \dots);$$

$$\bar{P}_0 = \frac{P_0(t^*)}{P_0(t_0)} \text{ — нормированное давление;}$$

$$y^* = y[\bar{P}_0]^{-0,512};$$

$$y = \frac{h}{28,158(D^2 P_0(t_0))^{0,512}};$$

$$y^{mz} = \frac{h_{\text{мин.з}}}{28,158(D^2 P_0(t_0))^{0,512}};$$

$$G(t) = \begin{cases} 0,784 - 2,482 \left(\frac{t}{27}\right) + 7,762 \left(\frac{t}{27}\right)^2 - 4,639 \left(\frac{t}{27}\right)^3 & \text{при } t < 30; \\ 1,5 & \text{при } t \geq 30 \text{ и проектном давлении;} \\ 1 & \text{при } t \geq 30 \text{ и пониженном давлении,} \end{cases}$$

где $h, h_{\text{мин.з}}$ — метрическое расстояние, м, от оси газопровода и размер, м, зоны минимально допустимых расстояний⁸ по СП 36.13330-2012, соответствующие нормированным расстояниям y и y^{mz} (на момент t_0); y^* — нормированное метрическое расстояние h на момент времени t^* ; $y_i \leq y^{mz}$ — нормированные на момент t_0 координаты зданий, расположенных с нарушением минимальных расстояний; I_0, I^* — обнаруженное количество зданий, расположенных с нарушением минимальных расстояний, соответственно на моменты t_0 и t^* ; λ_{cp} — средняя ожидаемая удельная частота аварий по газотранспортной системе в целом; K — коэффициент, учитывающий категорию трубопровода и его региональное расположение в соответствии с таблицей; ΔB_{16} и ΔB_{61} — изменение балльной оценки факторов влияния «нарушения охранной зоны и зоны минимальных безопасных расстояний» и «подвижки и деформации грунта» за время Δt в соответствии с рекомендациями⁶.

Заметим, что функцию $A(t^*, t_0)$ можно вычислять не только по отношению реальных ожидаемых частот аварий λ , но и по отношению любых величин пропорциональных λ , например по количеству инцидентов.

Считая, что индивидуальный риск $I(t)$ при $y \leq y^{mz}$ определяется только количеством людей, пребывающих в i -м здании, с учетом вероятности пребывания λ_i чел., а при

⁷ Далее по аналогии ноль в нижнем индексе условных обозначений указывает на значение параметра в момент времени t_0 , звездочка в верхнем индексе — на значение в момент времени t^* .

⁸ См. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.

Значение коэффициента K в зависимости от региона расположения и категории газопровода

Район расположения	Категория участка ЛЧ МГ				
	В	I	II	III	IV
Северный	0,791	0,8475	0,9605	1,017	1,2769
Центральный	0,567	0,6075	0,6885	0,729	0,9153
Южный	0,861	0,9225	1,0455	1,107	1,3899

$y > y^{mz}$ – средней плотностью $\mu(t)$ населения в районе проложения трассы, для вычисления относительного изменения индивидуального риска будет справедлива формула

$$\frac{I(t^*)}{I(t_0)} = \frac{\sum_i^{t^*} \Lambda_i (F1(y_i^*) - qF4(y_i^*)) + 2\mu(t^*) [r_b \bar{P}_0^{0,512}]^2 \int_{y^{mz}}^1 [qF2(z) + F3(z)] dz}{\sum_i^{t_0} \Lambda_i (F1(y_i) - qF4(y_i)) + 2\mu(t_0) [r_b]^2 \int_{y^{mz_0}}^1 [qF2(z) + F3(z)] dz} \cdot \frac{R_{\max}(t^*)}{R_{\max}(t_0)}. \quad (8)$$

Соотношения (5)–(8) полностью описывают относительные изменения потенциального и интегрального рисков при старении газопровода, флуктуации рабочего давления, нарушении зон минимальных расстояний или активации опасных природных процессов. Рис. 7 иллюстрирует размах таких изменений в идеальных условиях флуктуации одного только рабочего давления при отсутствии других нежелательных воздействий.

Видно (см. рис. 7), что рост давления на 40 % на порядок изменяет величину индивидуального риска и в 6 раз потенциального на границе нормативных минимальных расстояний. В то же время понижение давления всего на 20 % уменьшает обе величины практически на порядок. При этом средний потенциальный и максимальный потенциальный риски колеблются незначительно: от +19 до –9 %. Из этого следует практически важный вывод: нивелировать возрастание ожидаемой частоты аварий с точки зрения СОА можно временным понижением давления на расчетную величину.

Результаты расчетов по формулам (5)–(8) могут быть интерпретированы в рамках Приложения 6 к Руководству по безопасности² как тренд изменения степени опасности аварии на участке и отражаться в виде индикатора (например, по схеме четырехпозиционного светофора).

Предложенную модель мониторинга СОА допустимо использовать как один из элементов системы дистанционно контроля промышленной безопасности ЛЧ МГ.

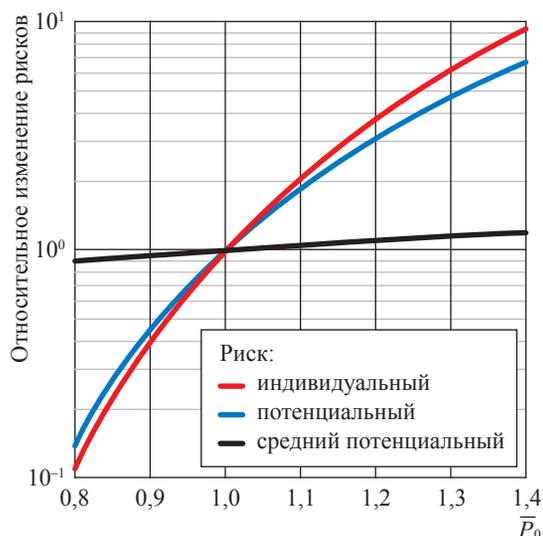


Рис. 7. Изменение рисков за счет флуктуации нормированного давления \bar{P}_0

Список литературы

1. Кловач Е.В. Риск-ориентированный подход к регулированию промышленной безопасности / Е.В. Кловач // *Безопасность объектов ТЭК*. – 2013. – № 2. – С. 42–43.
2. Гамера Ю.В. Расчетная модель определения зон поражения от динамического воздействия высокоскоростной струи газа / Ю.В. Гамера, С.В. Овчаров, Ю.Ю. Петрова // *Газовая промышленность*. – 2014. – Спец. выпуск № 712: Промышленная безопасность и противопожарная защита объектов газовой промышленности. – С. 39–43.
3. Гамера Ю.В. Инженерная методика расчета распространения излучения при факельном горении сверхзвуковой струи газа / Ю.В. Гамера, Ю.Ю. Петрова // *Безопасность труда в промышленности*. – 2017. – № 4. – С. 79–85.
4. Гамера Ю.В. Новые методические подходы к оценке воздействия поражающих факторов аварий без возгорания газа на опасных производственных объектах магистральных газопроводов / Ю.В. Гамера, С.В. Овчаров, Ю.Ю. Петрова // *Газовая промышленность*. – 2017. – № 2. – С. 17–23.

Risk-oriented model for monitoring industrial safety of linear gas main parts

Yu.V. Gamera^{1*}, Yu.Yu. Petrova¹

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

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

Abstract. Meeting requirements of industrial safety, and, as a consequence, monitoring of potential danger are the important aspects in operation of dangerous production facilities (DPF) related to a gas pipeline system (GPS). According to a risk-oriented approach adopted by the Rostekhnadzor, the extent of emergency hazard to people and GPS DPFs infrastructure should be determined in course of quantitative and qualitative risk analysis. The most complete and therefore the most labor-consuming procedure is the quantitative risk analysis (QRA). At that, depending on targets of analysis a role of indicators could be performed by such magnitudes as the expected frequency of emergencies, the technogenic, individual, potential, collective and social risks, as well as the frequency of realization of accidents which caused death of not less than one person. .

But for the regular character of the QRA when a DPF is exploited, it doesn't support real-time estimation of the emergency hazard there. This paper suggests a model for monitoring the emergency hazard at the linear parts of gas mains using the online information. The suggested approach supposes that the basic state of a DPF will be the state described in a last actual declaration of industrial safety, and deviation from this basic state will be determined by the relative changes of potential and individual risks being evaluated by analytic formulas. According to the results of calculations, a trend of either potential or individual risks variation could be presented like a tree-level indicator.

Keywords: industrial safety, risk-oriented approach, gas main, model of monitoring, extent of danger of an accident.

References

1. KLOVACH, Ye.V. Risk-oriented approach to regulating industrial safety [Risk-oriyentirovanny podkhod k regulirovaniyu promyshlennoy bezopasnosti]. *Bezopasnost Obyektov TEK*. 2013, no. 2, pp. 42–43. (Russ.).
2. GAMERA, Yu.V., S.V. OVCHAROV, Yu.Yu. PETROVA. Computed model for determination of exposure areas in case of dynamic impact of high-velocity gas jet [Raschetnaya model opredeleniya zon porazheniya ot dinamicheskogo vozdeystviya vysokoskorostnoy strui gaza]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2014, spec. is. no. 712: Industrial safety and fire protection of gas industrial facilities [Promyshlennaya bezopasnost i protivopozharnaya zashchita ob'yektov gazovoy promyshlennosti], pp. 39–43. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. GAMERA, Yu.V., Yu.Yu. PETROVA. Engineering procedure for calculation of emission expansion at flare burning of a supersonic gas jet [Inzhenernaya metodika rascheta rasprostraneniya izlucheniya pri fakelnom goreнии sverkhzvukovoy strui gaza]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*. 2017, no. 4, pp. 79–85. ISSN 0409-2961. (Russ.).
4. GAMERA, Yu.V., S.V. OVCHAROV, Yu.Yu. PETROVA. New methodical approaches to assessment of defeat factors related to emergencies without gas ignition at dangerous industrial facilities of gas mains [Novyye metodicheskiye podkhody k otsenke vozdeystviya porazhayushchikh faktorov avariyy bez vozgoraniya gaza na opasnykh proizvodstvennykh ob'yektakh magistralnykh gazoprovodov]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2017, no. 2, pp. 17–23. ISSN 0016-5581. (Russ.).

УДК 629.543

Современные подходы к обоснованию показателей устойчивости («живучести») танкеров СПГ при экстремальных внешних динамических воздействиях

В.С. Сафонов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: аварии на танкерах СПГ, моделирование устойчивости танкеров к ударным воздействиям, обоснование критических ударных нагрузок, сравнительный анализ живучести мембранных, призматических и сферических грузовых емкостей.

Тезисы. Рассматривается современное состояние отечественных и зарубежных исследований по вопросам устойчивости танкеров СПГ к экстремальным внешним динамическим воздействиям, таким как таран носа другого судна в боковую поверхность, а также посадка танкера на мель или удар корпусом (днищем) о недеформируемые препятствия (донный камень, причал).

Анализируется статистическая информация об инцидентах и авариях на танкерах СПГ в сравнении с судами общего назначения. Рассмотрены различные подходы к моделированию устойчивости танкеров с разными вариантами грузовых емкостей СПГ (с мембранной оболочкой, самонесущими сферическими и трапецидальными емкостями), в том числе с учетом возможностей определенного деформирования грузовых емкостей без нарушения герметичности. Показано, что наилучшими характеристиками живучести (наименьшей вероятностью возникновения аварийного разлива) обладают танкеры со сферическими емкостями.

Развитие в последние десятилетия морских перевозок сжиженных углеводородных газов, в том числе перевозок сжиженного природного газа (СПГ), привело не только к существенному увеличению количества задействованных в них судов, но и к значительному росту их вместимости.

Мировой флот газозовов СПГ в настоящее время насчитывает около 450 ед. судов различных конструкций и вместимости (до 266 тыс. м³), годов постройки и районов плавания [1–4]. Перевозки СПГ в мире ежегодно увеличиваются на несколько процентов. В 2014 г. судами-газовозами выполнено более 4 тыс. коммерческих рейсов. На рис. 1 приведены сведения о динамике и численности мирового флота газозовов. Средняя емкость танкеров составляет на сегодня ~ 175 тыс. м³. В пределах до 2020 г. существенного увеличения численности танкеров СПГ не ожидается.

С точки зрения обеспечения безопасности судоходства танкеры, перевозящие СПГ, классифицируются по вместительности, сроку эксплуатации (рис. 2), типам грузовой системы, типам главной энергетической установки. С точки зрения вместимости на сегодня от общего числа танкеры объемами, тыс. м³, составляют:

- 20...125 – 6 %;
- 125...150 – 40 %;
- 150...175 – 27 %;
- 175...210 – 18 %;
- более 210 – 9 %.

В отношении грузовой системы 27 % судов оборудованы сферическими танками типа MOSS, а 73 % – танками мембранного типа и самонесущими трапецидальными танками SPB-типа (рис. 3). В качестве главной двигательной установки применяются, %: паротурбинные двигатели – 65; малооборотные дизели – 12; двух-трехтопливные дизели – 23.

Используемые для перевозок СПГ танкеры являются крупными судами (до 345 м в длину, до 54 м в ширину, с осадкой до 13 м) и развивают крейсерскую скорость 18...20 узлов. В качестве топлива используются флотский мазут либо смесь мазута и отпарного газа (в зависимости от устройства хранилищ суточное испарение СПГ составляет до 0,25 % от массы СПГ в хранилищах).

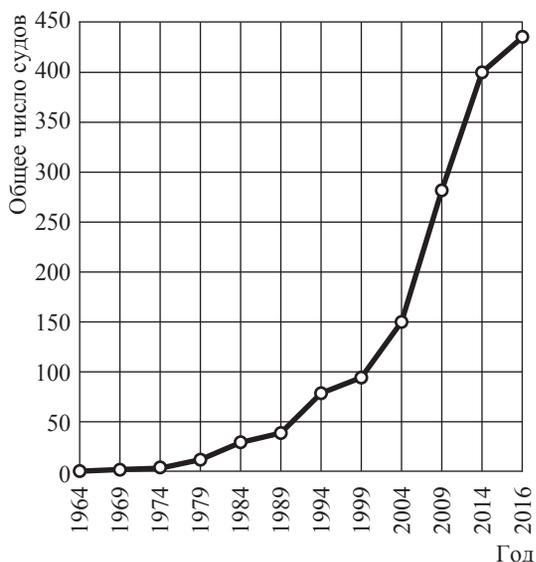


Рис. 1. Динамика развития мирового флота газовозов СПГ

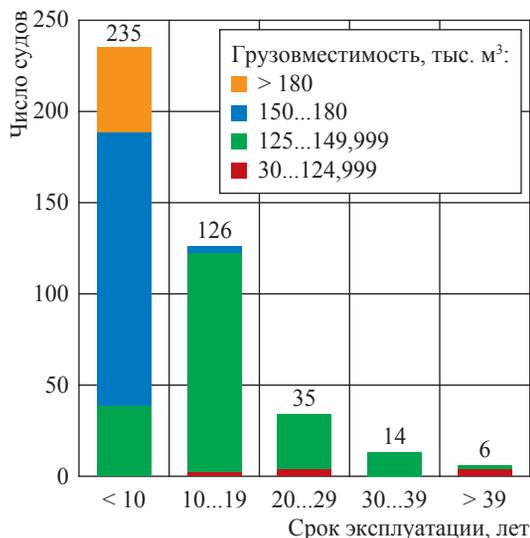


Рис. 2. Распределение газовозов по срокам эксплуатации (по данным на конец 2015 г.)

Информация об инцидентах и аварийных событиях (АС), имевших место на танкерах СПГ за время их коммерческой эксплуатации, обобщена в документе Международной морской организации¹ [5]. За период 1964–2005 гг. сообщается о 182 инцидентах при эксплуатации танкеров СПГ грузоподъемностью более 15 тыс. м³. Среди них не было ни одной аварии с потерей танкера. Не было серьезных АС и в период 2006–2017 гг. Повреждения в результате большинства аварий устранялись в рабочем порядке, однако определенное количество аварий потребовало проведения ремонта танкера в доке, в ряде случаев продолжительного. Гибель людей отмечена в четырех авариях: в одной аварии в 1977 г. в Арзеве лопнула соединительная муфта стендера, и работника облило СПГ; в другой – погибли несколько членов экипажа судна, налетевшего на танкер СПГ; две аварии связаны с гибелью рабочих (1 и 6 чел. соответственно) при проведении ремонтных работ на танкерах СПГ в доках.

Несколько аварий на танкерах СПГ не имели прямого отношения к проблемам безопасности объектов СПГ (7 случаев на верфях во время строительства танкеров; 7 случаев во время проведения ремонта в доках; 3 случая на судах, поставленных на прикол; один случай связан с захватом судна пиратами); две аварии произошли при использовании танкеров СПГ для

перевозки сжиженных углеводородных газов (т.е. не по назначению).

По результатам расследований ИМО, на танкерах происходили в основном АС следующих типов (табл. 1):

- столкновение с другими судами;
- касание дна или посадка на мель;
- контакт судна с другим объектом;
- пожар или взрыв (судового оборудования);
- авария судового оборудования;
- авария вследствие сложных погодных условий;
- авария в ходе загрузки/разгрузки у причала;
- авария на грузовой системе танкера (потеря целостности трубопроводов, утечки через первичный барьер хранилища, повреждение хранилища в результате всплесковых нагрузок на маршруте следования, утечка жидкого азота, поломки оборудования, обеспечивающего обработку груза и др.).

Инциденты с танкерами СПГ по последствиям классифицируются на два типа – с утечкой СПГ и без утечки. Наиболее опасными считаются инциденты, при которых возникает опасность разлива СПГ. К разливу СПГ могут привести следующие АС с танкерами СПГ: столкновение с другими судами или неподвижными объектами, посадка на мель, столкновение с причальными сооружениями, навал судна при погрузке/выгрузке, возгорание/взрыв, критичные природно-климатические условия.

¹ *англ.* International Maritime Organization (IMO).

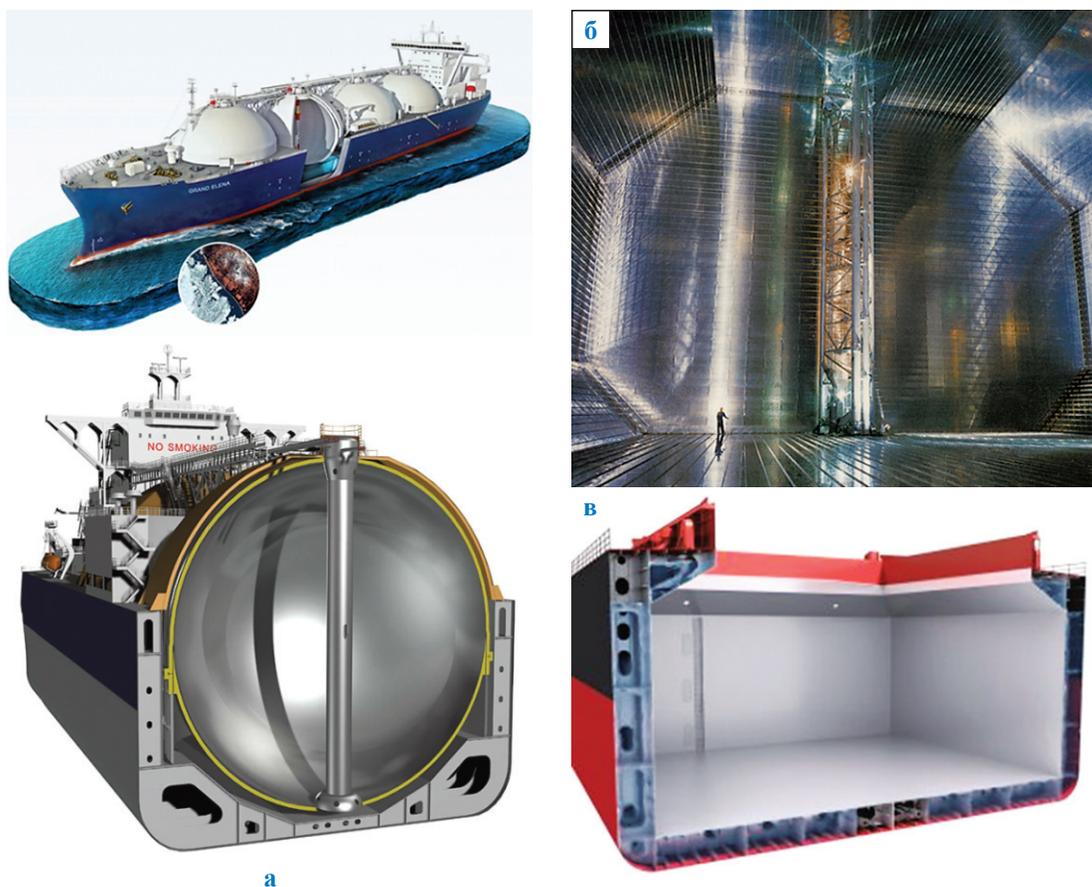


Рис. 3. Основные типы грузовых емкостей СПГ-танкеров:
а – сферические резервуары типа MOSS; б – мембранный танк; в – танк SPB

Таблица 1

Сводные данные по числу АС различных типов на танкерах СПГ

Тип АС		1964–1975 гг.	1976–1985 гг.	1986–1995 гг.	1996–2005 гг.	1964–2005 гг.
Судовые аварии	Столкновение с судном	1	10	4	4	19
	Касание дна или посадка на мель	1	6	–	1	8
	Контакт с другим объектом	–	4	–	4	8
	Пожар или взрыв*	2	5	–	3	10
	Авария судового оборудования**	–	39	7	9	55
	Авария вследствие сложных погодных условий***	–	6	3	–	9
Всего судовых аварий		4	70	14	21	109
Аварии, специфические для танкеров СПГ	Авария в ходе загрузки / разгрузки у причала	4	13	3	2	22
	Авария на системе обработки груза танкера	7	15	5	–	27
Всего специфических аварий		11	28	8	2	49
Итого		15	98	22	23	158

* Включая пожары во время загрузки/разгрузки по причине попадания молнии, короткого замыкания и др.

** Не включая аварии, приведшие к посадке на мель, столкновению, пожару и т.п., и не включая аварии на оборудовании грузовых систем судна (они выделены в отдельную категорию аварий).

*** Без аварий с повреждением хранилища в результате всплесковых нагрузок.

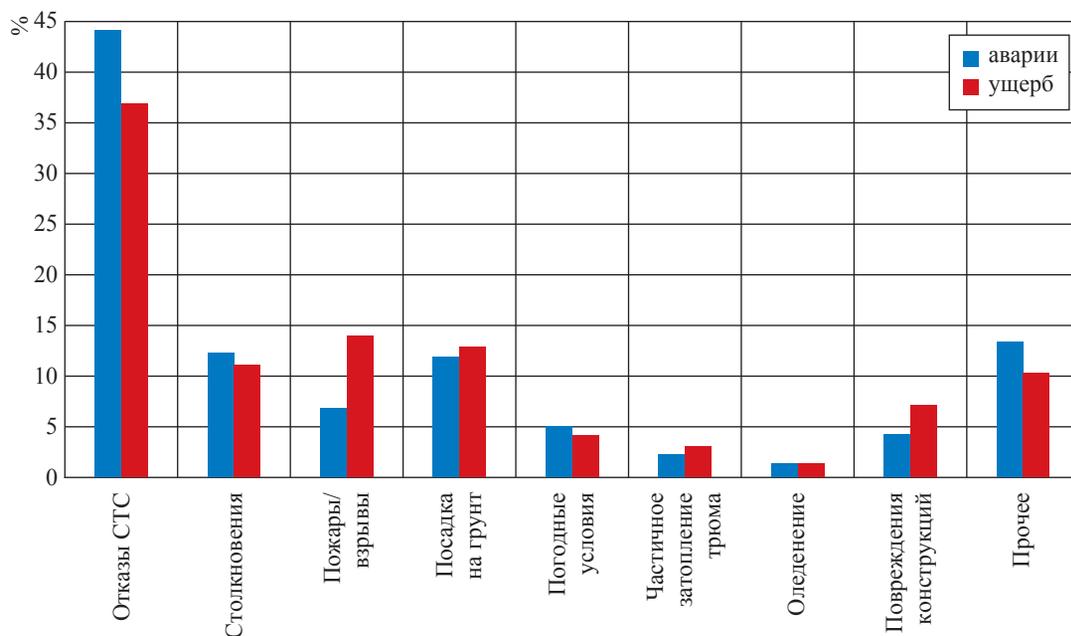


Рис. 4. Распределение АС газозовов по причинам и суммам нанесенного ущерба, % от общего количества: СТС – судовые технические средства

Анализ аварийности танкеров СПГ целесообразно проводить не только по количеству аварий, но и с учетом наносимого ими ущерба. На рис. 4 приведена диаграмма распределения аварий судов-газовозов по причинам и нанесенному ущербу. АС, характеризующиеся наибольшим размером ущерба за 1996–2016 гг., согласно данным [4–7], происходили по причинам навигационных ошибок, сложных метеоусловий, неисправностей грузовой системы.

Следует отдельно отметить, что современные суда-газовозы характеризуются исключительной сложностью технических средств, а также большими объемами перевозимых опасных грузов. Анализ аварийности мирового и отечественного флота показывает, что за последние 20 лет более 60 % аварийных случаев происходили вблизи берегов, в узких местах, в каналах, на акваториях портов. Из них в районах портов и рейдов – 30,6 %, в реках и каналах – 33,9 %, проливах и фарватерах – 18,3 %.

Из всех посадок на мель и касаний грунта судами 90 % случаев произошло по вине судоводительского состава, 62 % всех посадок – из-за неудовлетворительного контроля локации судна. Перечисленные факторы и обстоятельства навигационных аварий указывают на необходимость более глубокой предварительной проработки маршрута и маневрирования судна

в стесненных районах с целью обеспечения безопасности мореплавания.

На рис. 5 представлены сравнительные данные об авариях судов общего назначения и танкеров СПГ. Обращают на себя внимание два фактора: в отличие от судов общего назначения за всю историю межконтинентальных морских перевозок не было потеряно ни одного танкера СПГ, что связано в первую очередь с наличием двойного корпуса. На судах общего назначения, по мнению экспертов, прослеживается недостаточно высокое качество подготовки технического персонала: более 60 % аварий обусловлены человеческим фактором.

Как известно, согласно классификации Газового кода² танкеры СПГ относятся к классу II G. Защита груза (т.е. СПГ) от внешних динамических воздействий обеспечивается двойным корпусом танкера, т.е. наличием определенного расстояния между обшивкой судна и наружной стенкой резервуара с СПГ, а также специальных усиливающих боковых переборок (обязательны при температуре сжиженного газа ниже минус 55 °С), позволяющих частично или полностью гасить кинетическую энергию локального внешнего динамического воздействия. Согласно международным

² См. Code for the construction and equipment of ships carrying liquefied gases in bulk. – London: IMCO, 1976.

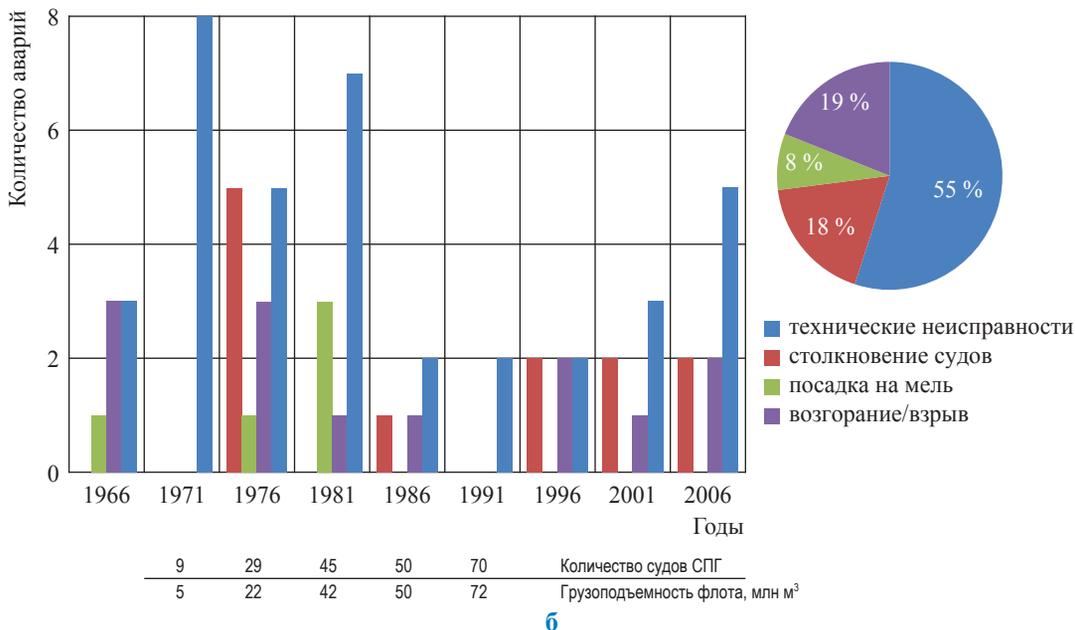
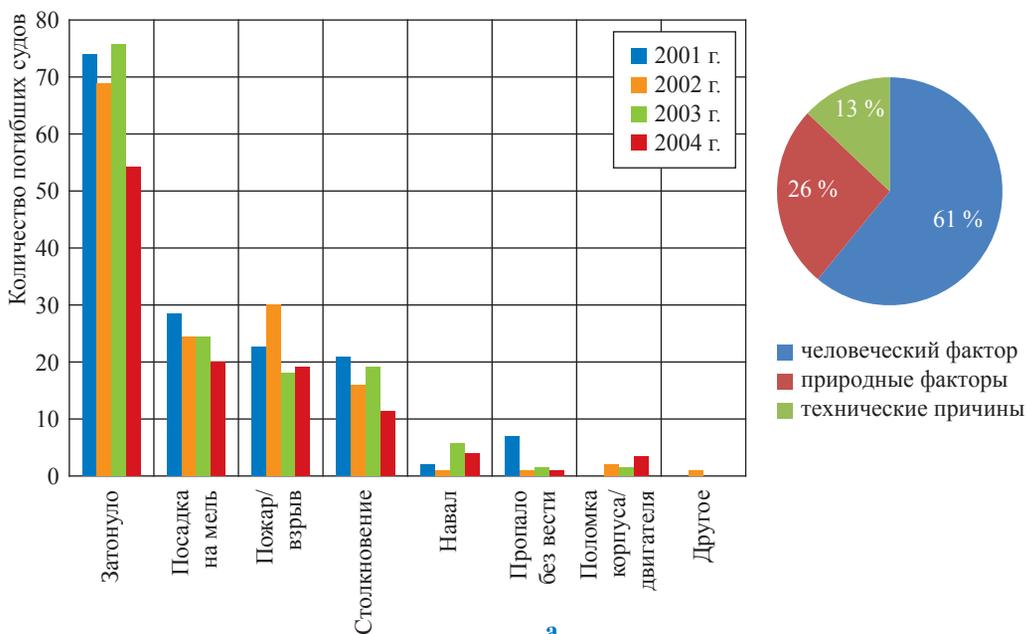


Рис. 5. Сравнение показателей аварийности танкеров СПГ и судов общего назначения (по данным ЗАО «Сервис ВМФ», Санкт-Петербург): а – все суда; б – танкеры СПГ

требованиям минимальное расстояние между стенками на танкерах для сжиженных газов составляет 0,76 м. Реально в силу конструктивных особенностей мембранных грузовых резервуаров, а также специального закрепления самонесущих призматических и сферических резервуаров на танкерах СПГ эти расстояния значительно больше (2,0...3,5 м и более, т.е. три-пять минимальных расстояний).

Основным критерием устойчивости («живучести») танкера СПГ при ударном воздействии (например, при столкновении судов) является глубина проникновения элементов

таранящего судна в межкорпусное пространство танкера без повреждения грузовой емкости с СПГ. Известны несколько подходов к решению этой задачи. Так, одна группа экспертов принимает, что глубина проникновения должна быть однозначно меньше минимального безопасного расстояния, другая – учитывает возможность определенной деформации грузовых танков СПГ без их разрушения (нарушения герметичности).

Современные методы математического моделирования процессов динамического взаимодействия судов различных типов

и конструкций при столкновениях, а также при посадках судов на мель или их ударах о препятствия (камни, дно, причалы) подразумевают использование классической теории упруго-пластических деформаций и расчеты методами конечных элементов с максимальным учетом конструктивных и ситуационных особенностей, а также применение различных приближенных (аналитических) методик, основанных на статистической информации о столкновениях. С методологической точки зрения способы расчетов объема повреждений при аварийных столкновениях можно условно классифицировать:

- как основанные на методе условного измерителя [8];
- базирующиеся на экспериментальных методах исследования [9, 10];
- использующие инженерные расчетные модели [11, 12];
- предполагающие численный расчет с применением современных конечно-элементных программных комплексов [13–15]³.

Среди инженерных методов особого внимания заслуживают работы, использующие модифицированный метод Минорски [8]. Метод учитывает возможность частичного (локального) разрыва внешнего корпуса танкера СПГ и (отчасти) конструктивные особенности межкорпусного пространства (наличие продольных переборок в конструкции с независимыми грузовыми танками) и обосновывает диапазон критических скоростей таранящих судов с различным водоизмещением и конструкцией носовой части. Конструкция носовой части является важным фактором в тех случаях, когда таранящее судно значительно меньше танкера СПГ по размерам и массе и имеет конструктивно более простой, а следовательно, и менее прочный корпус. Критические скорости воздействия определяются при этом для тех боковых частей внешнего корпуса танкера СПГ, где грузовые емкости максимально приближены к внешнему корпусу. Для мембранных резервуаров и самонесущих призматических резервуаров эти расстояния примерно одинаковы вдоль средней части длины танкера, для самонесущих сферических резервуаров это узкие локальные зоны. Очевидно, что не для таких

наиболее «уязвимых» зон, а для других частей корпуса критические скорости удара будут значительно больше.

В основу моделирования столкновений заложено несколько достаточно общих положений законов сохранения. При этом рассматриваются два характерных случая: танкер СПГ либо находится в «свободной» воде, либо пришвартован к причальной стенке с определенными демпферными характеристиками. Результаты расчетов критических скоростей удара таранящего судна в борт танкера СПГ грузоподъемностью 125 тыс. м³ по модифицированному методу Минорски представлены номограммами на рис. 6.

Для таранящих судов водоизмещением ниже примерно 3 тыс. т верхняя и нижняя граничные линии на рис. 6 нанесены пунктиром, поскольку за счет деформации носовой части таранящего судна (с бульбом) показанные критические скорости будут завышенными. Представленные данные свидетельствуют, что при различного рода маневровых операциях в портовых зонах с существующими ограничениями на скорости движения судов и при наличии необходимых навигационных систем столкновения буксиров и малых судов (водоизмещением ≈ 5 тыс. тн) с танкерами СПГ не приведут к нарушениям герметичности грузовых емкостей с СПГ.

Приведенные расчеты модифицированным методом Минорски являются однозначными консервативными, поскольку не учитывают (или учитывают в явно упрощенных вариантах) реальных конструктивных особенностей взаимодействующих судов, в том числе возможности определенной деформации (без нарушения герметичности) грузовых емкостей с СПГ. По данным различных источников, допустимая радиальная деформация алюминиевых сферических самонесущих емкостей может находиться в диапазоне 1,5...3,0 м и более. Для мембранных емкостей она может быть еще больше.

В качестве одной из возможных причин повреждений грузовых танков с СПГ зарубежными экспертами рассматривается удар танкера о причал в результате ошибок маневрирования или отказов двигательного-рулевого систем. Анализ этого вопроса проведен с использованием статистических данных по столкновениям судов [13, 14]. При этом рассматривались причал «бесконечной» жесткости

³ В данном случае набор библиографических ссылок не может считаться исчерпывающим обзором соответствующих источников информации. Они служат больше для примера.

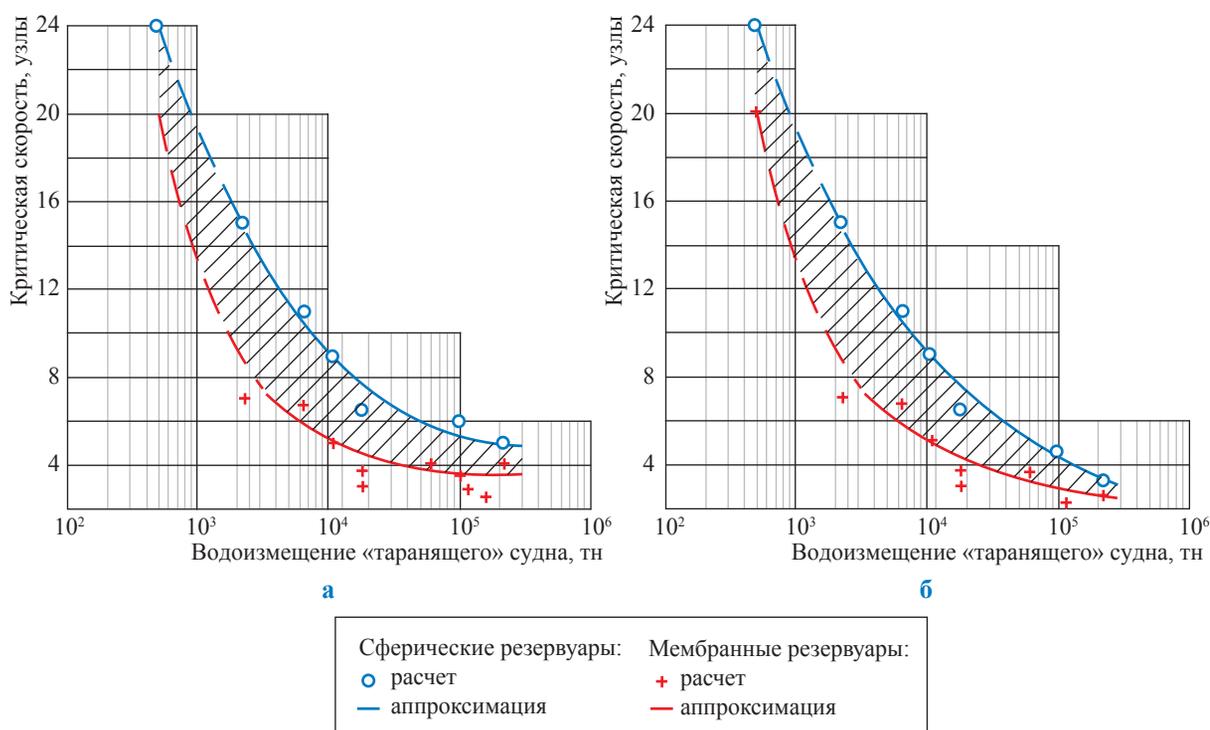


Рис. 6. Критические скорости удара таранящего судна:
а – ситуация «свободной» воды; б – ситуация у причальной стенки

и протяженности и удар под углом 90° при скорости судна 6 узлов с возможностью частичного повреждения его носовой части. Результаты числовых оценок даны в табл. 2.

Для танкера СПГ вместимостью до 125 тыс. м³ прямой интерполяцией можно получить значение $F = 80$ МН и $k = 0,16$ (при скорости удара $W = 6$ узлов). Поскольку F является линейной функцией кинетической энергии, то она должна быть пропорциональна величине $MW^2/2$. Для различных значений W получены следующие значения k : 4 узла – 0,07; 6 узлов – 0,16; 8 узлов – 0,28; 10 узлов – 0,44; 12 узлов – 0,64. Нормами ИМО предусматриваются для танкеров со сжиженными газами конструктивные требования к опорам (системам удержания) грузовых емкостей и различным усиливающим перегородкам, рассчитанные на перегрузки при столкновениях 0,5 g . Для танкера СПГ вместимостью 125 тыс. м³ это

соответствует скорости удара $W > 10$ узлов, которая является малореалистичной.

Представленный методический подход зарубежных компаний к расчету критических параметров столкновений судов косвенно учитывает возможное влияние «угла атаки» γ таранящего судна за счет введения поправочного коэффициента $1/\sin\gamma$ к расчетам удара под прямым углом к борту. По мнению экспертов [10–12], применительно к задачам аварийной остойчивости судов следует рассматривать сценарий аварийной ситуации, отличный от приведенного ранее, поскольку при столкновениях, как правило, не выдерживается условие перпендикулярности диаметральных плоскостей таранящего и таранимого судов, а также (что может быть более важным) условие перпендикулярности скорости относительного движения таранящего судна к диаметральной плоскости таранимого. Таранимое судно также имеет ход,

Таблица 2

Характеристики удара судна о причал

Тип судна	Водоизмещение M , тыс. т	Средняя сила удара F , МН	Относительная средняя перегрузка $k = F/M \cdot g$
Контейнеровоз	60	76	0,11
Нефтяной танкер	250	87	0,033

Примечание. g – ускорение свободного падения; максимальное значение k принимается равным 2.

при этом вектор скорости таранимого судна направлен противоположно проекции скорости таранящего судна на продольную ось таранимого, т.е. наличие хода у таранимого судна увеличивает скорость относительного движения судов (рис. 7). Согласно принятой терминологии, происходит «столкновение на встречных курсах».

Глубина «внедрения» таранящего носа судна 2 в борт таранимого судна 1 и длина внедрения по борту с учетом траверзного смещения будут меняться за период времени столкновения (взаимодействия судов). При этом определяющими параметрами процесса являются как массы судов (с учетом присоединения масс воды при движении лагом), так и углы: α , характеризующий отклонение угла между диаметрными плоскостями судов в момент столкновения от прямого, и β , учитывающий расположение центров масс судов. А.Б. Нестеровым предложена аналитическая модель расчета характеристик внедрения таранящих судов в борт таранимых, построенная с учетом имеющихся статистических данных и фундаментальной методической базы ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова [10–12, 15–19]. На рис. 8 представлены результаты расчетов длины пробоины l в зависимости от относительной скорости ($\bar{\vartheta}_{от}$) движения судов (при $|\bar{\vartheta}_1| = |\bar{\vartheta}_2| = \vartheta_0$; $\vartheta_{от} = \vartheta_0 \sqrt{2(1 + \sin \alpha)}$) и «угла

столкновения» ($\pi + \alpha$) для типовых конструктивных решений танкеров водоизмещением 50 тыс. т без учета вращательного движения судов. Установлено, что максимальная длина пробоины достигается при угле столкновения судов 45° .

В качестве характерной аварийной ситуации с танкерами СПГ рассматривается также их «посадка на мель» (рис. 9).

Первый сценарий для танкеров СПГ при их, как правило, лоцмановской проводке в портах крайне маловероятен. Для двух других в качестве основного показателя защищенности обычно принимается h^* , м (или Δ_{23} , м) – глубина внедрения камня (препятствия) в корпус, при котором повреждение приводит к разрушению грузовых емкостей. Величина h^* определяется, по существу, конструкцией корпуса судна и может быть достаточно достоверно рассчитана с использованием современных методов строительной механики корабля [17–20]. Для построения сопоставительного критерия защищенности судов при посадке на мель используется функция распределения высоты пробоины при посадках на мель $P(h^*)$, определяемая, например, по методикам А.Б. Нестерова [11, 12], где высота пробоины для случая удара о камень принята равной глубине внедрения. Тогда величина $0 < P(h^*) < 1$ станет вероятностью того, что в случае посадки на мель

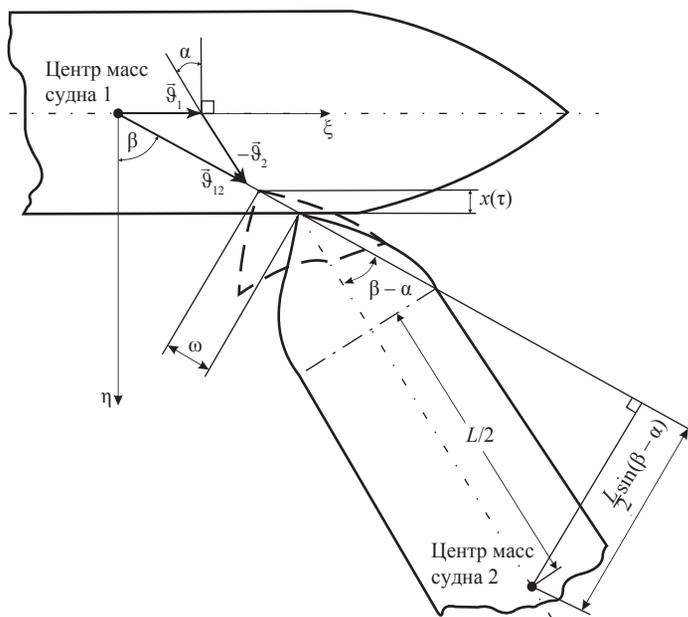


Рис. 7. К расчету столкновения судов на встречных курсах:

$\bar{\vartheta}_1, \bar{\vartheta}_2, \bar{\vartheta}_{12}$ – соответственно векторы скорости таранимого судна 1, таранящего судна 2, (равнодействующая); τ – время; пунктир – направление движения

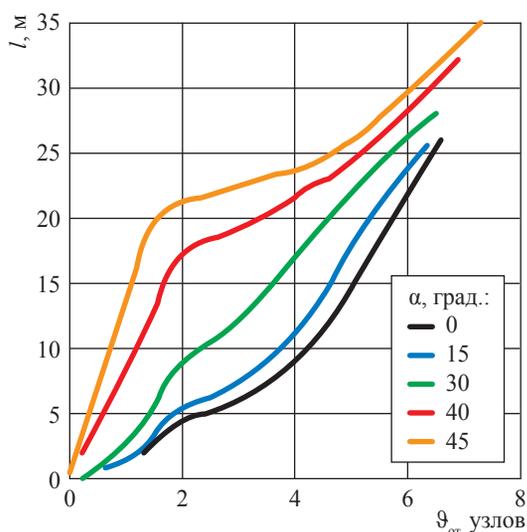


Рис. 8. Зависимость l от скоростей сталкивающихся судов при различных значениях угла столкновения

повреждение не будет иметь опасных последствий. Поскольку вероятность неповреждения физически не может превышать единицы, при построении критерия защищенности удобнее использовать функцию $[1 - P(h^*)]^{-1}$.

В общем случае разрушающая глубина внедрения камня h^* может быть определена как $h^* = h_1 + h_2 + h_3$, где h_1 – «высота» двойного дна корпуса; h_2 – отстояние грузовой емкости от внутреннего дна; h_3 – глубина внедрения подводного камня (в вертикальном направлении), вызывающего прогиб грузовой емкости до разрушения, т.е. потери герметичности (в данном случае $h_3 = h^*$). Если величины h_1 и h_2 определяются сравнительно просто, то для определения величины h_3 необходим специальный анализ, учитывающий особенности грузовых емкостей различных типов.

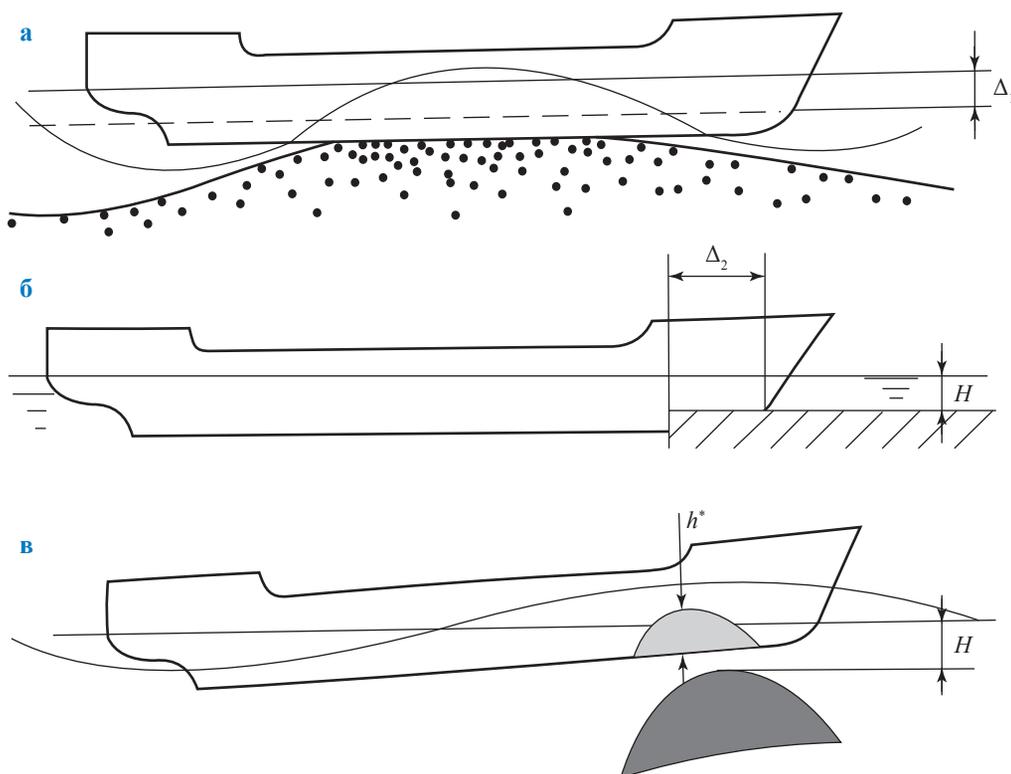


Рис. 9. Расчетные сценарии аварийной ситуации «посадка на мель»: а – «обсыхание» на мели (Δ_1 – падение уровня воды); б – столкновение с подводным препятствием (Δ_2 – глубина внедрения в горизонтальном направлении); в – контакт с подводным камнем на волнении (h^* – глубина внедрения камня в корпус, приводящее к разрушению грузовой емкости)

Грузовые емкости типа MOSS (см. рис. 3а). В целом грузовые емкости типа MOSS обладают достаточно высокой деформационной способностью. Однако в месте соединения сферической емкости с насосной башней дефор-

мационная способность ограничена, поэтому в первом приближении принимается, что в районе диаметральной плоскости (ДП) $h_3 \approx 0,5$ м.

При удалении от ДП значение h^* значительно возрастает в первую очередь за счет

конфигурации сферы, т.е. за счет $h_1 + h_2, h_3$ также возрастает со смещением относительно ДП. Предложена [13] следующая зависимость $h^*(y)$:

$$h^*(y) = R[0,63(2y/B)^2 + 0,25(2y/B) + 0,135],$$

где y – отстояние точки внедрения подводного камня от ДП судна; R – радиус грузовой емкости; B – ширина судна.

Грузовые емкости типа SPB (см. рис. 3в). Поскольку конструктивно емкость типа SPB выполнена подобно традиционным судокорпусным конструкциям, расчет ее энергоемкости также может быть проведен в соответствии с методикой ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова. Согласно этой методике, если считать основной объем повреждений локализованным в пределах одной рамной шпации размерами α_p , то для емкости типа SPB, изготовленной из алюминия, можно записать: $h_3 = 0,17\alpha_p \cdot \cos\gamma$, где γ – угол между плоскостью обшивки грузовой емкости типа SPB и горизонталью.

Грузовые емкости мембранного типа (см. рис. 3б). Практически доказано, что при посадках на мель или ударах о дно мембранные емкости могут выдерживать значительные деформации без нарушения герметичности. Рекомендовано принимать $h_3 = 1,1$ м [14].

Исходя из предположения равновероятного в общем случае положения подводного камня по ширине судна предложена [7] следующая формула для расчета сопоставительного критерия защищенности при посадке на мель:

$$K_3 = \frac{1}{\int_0^1 (1 - P[h^*(\bar{y})]) d\bar{y}},$$

где $\bar{y} = 2y/B$ – безразмерное отстояние точки внедрения подводного камня от ДП судна.

Сравнительный анализ защищенности проведен применительно к танкеру СПГ вместимостью 155 тыс. м³ с грузовыми емкостями

различных типов и расчетной плотностью СПГ 0,49 т/м³ [12]. Главные характеристики рассмотренных судов и результаты выполненных расчетов приведены на рис. 10 и в табл. 3. Видно (см. табл. 3 и рис. 10), что относительная защищенность газозовов с мембранными емкостями минимальна, защищенность газозовов с емкостями типа SPB лишь немного выше, а защищенность газозовов с емкостями типа MOSS вдвое выше, чем защищенность газозовов с мембранными емкостями. Физически это объясняется тем, что грузовые емкости типа MOSS приближаются к наружной обшивке лишь вблизи ДП, с удалением от ДП отстояние грузовой емкости от наружной обшивки существенно возрастает.

Для повышения живучести судов при ударных воздействиях используются различные системы противотаранной защиты [12]. В соответствии со сложившейся практикой эффективность противотаранной защиты судов оценивают по сценарию аварийной ситуации, когда в среднюю часть газозова СПГ (в районе центра масс) врезается судно обеспечения водоизмещением 15 тыс. т с прямым наклонным форштевнем, имеющим параметры: высоту борта $H_0 = 13,4$ м; осадку $h_0 = 7,6$ м; углы форштевня $\alpha_\phi = 22^\circ$ и $\alpha_{квл} = 30^\circ$ (рис. 11). Носовая часть таранящего судна считается недеформируемой. Как и ранее, рассматриваются три типа газозовов вместимостью 150...170 тыс. м³ с емкостями:

- мембранными;
- самоподдерживающимися призматическими (SPB);
- сферическими типа MOSS.

Емкости мембранного типа имеют малую собственную жесткость, поэтому энергозатратами на их разрушение обычно пренебрегают, а размеры пробоины определяют по внешнему борту. Призматические самоподдерживающиеся емкости SPB по конструктивному оформлению и характеру деформирования достаточно

Таблица 3

Характеристики танкеров СПГ вместимостью 155 тыс. м³ с разными грузовыми емкостями при сопоставлении аварийной устойчивости для сценария посадки на камень

Тип грузовой емкости	MOSS	SPB	Мембранная
Длина между перпендикулярами, м	269	276	273
Ширина, м	50	49,4	45
Осадка с грузом, м	11,8	11,5	11,5
Высота борта, м	28	27	26
K_3	21,62	12,89	10,8

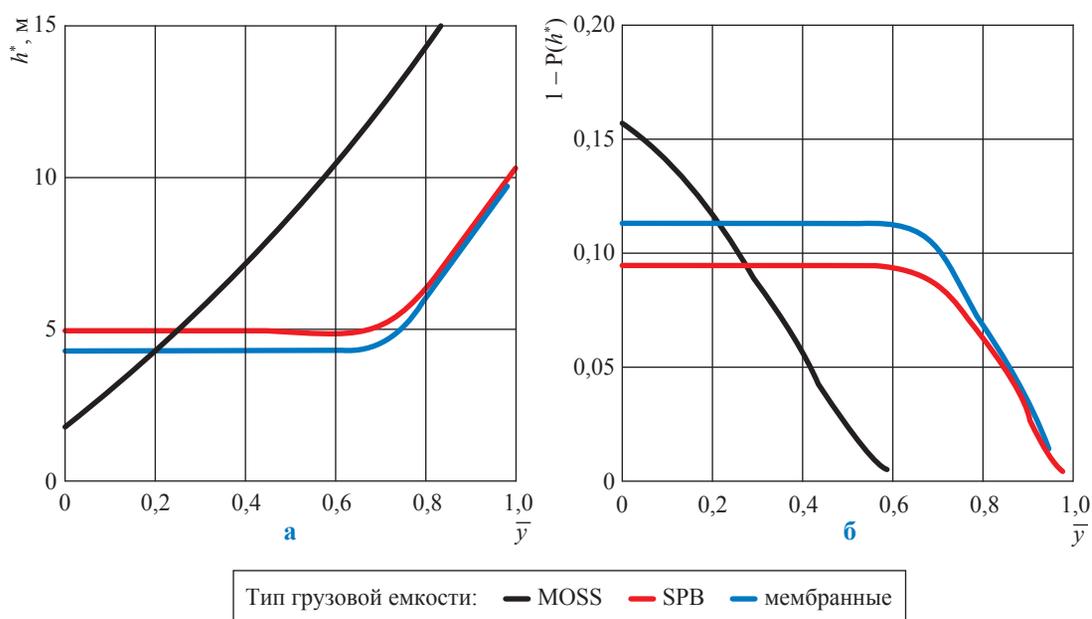


Рис. 10. Характеристики защищенности танкеров СПГ вместимостью 155 тыс. м³ для различных типов грузовых емкостей: а – глубина внедрения препятствия, при котором повреждение приводит к разрушению грузовых емкостей; б – вероятность неповреждения грузовой емкости

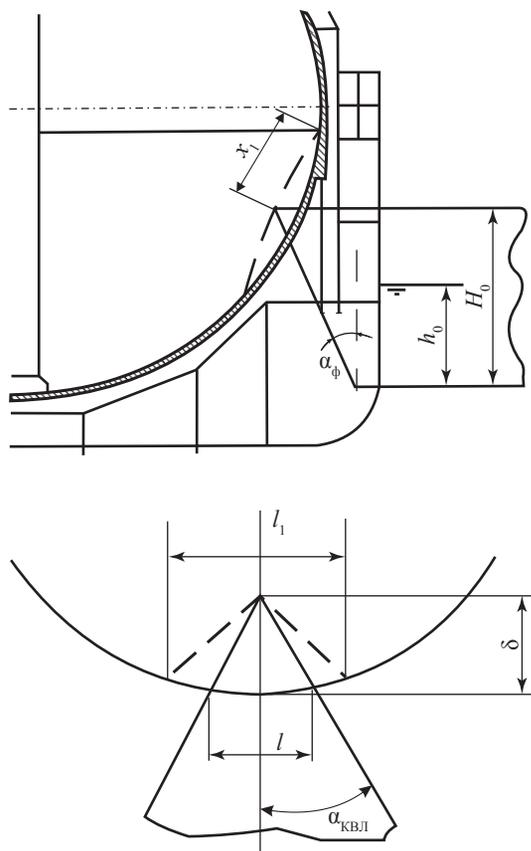


Рис. 11. Образование вмятины в сферической грузовой емкости

близки к традиционным судокорпусным конструкциям, поэтому для их расчета также можно использовать известные инженерные модели. Деформирование сферических емкостей типа MOSS не может быть описано с использованием известных методик, и для них разработана специальная расчетная модель [12, 15] (см. рис. 11).

При определении протяженности вмятины «шатровой» формы (т.е. треугольного сечения) в меридиональном направлении полагается, что ее верхний край доходит до экваториального пояса емкости, а середина находится в точке первого контакта с таранящим носом. Допущение о положении верхнего края вмятины базируется на конструктивных особенностях емкостей типа MOSS – экваториальный пояс имеет примерно втрое большую толщину и связан с цилиндрической опорой емкости, поэтому логично полагать его недеформируемым.

В общем случае принимается, что ширина вмятины l_1 больше ширины носа l ($l_1 = k_1 l$, $k_1 \geq 1$). На начальных стадиях деформирования уменьшение объема емкости происходит за счет сжатия паров СПГ, затем, после исчерпания этой возможности при $\delta = \delta_1$ (см. рис. 11), находящийся в танке жидкий груз активно сопротивляется уменьшению объема. Поэтому принимается, что на начальных стадиях

деформирования $k_1 \gg 1$. Затем, по мере исчерпания объема, занятого парами, $k_1 \rightarrow 1$; при $\delta \geq \delta_1$ можно полагать $k_1 = 1$. В модели принято аппроксимационная функция вида $k_1 = \delta_1/\delta$. Расчеты по разработанной модели в комплексе с расчетами для обычных судокорпусных конструкций показали, что энергоемкость разрыва сферической грузовой емкости типа MOSS вносит определяющий вклад в защищенность газоведа при столкновении. Это объясняется возможностью значительного «длительного» деформирования без разрыва сферической грузовой емкости (табл. 4).

В ряде случаев такой показатель, как $v_{кр.т}$ представляется недостаточно наглядным, тогда целесообразна оценка вероятности разрушения грузовой емкости газоведа при аварийном столкновении. В первом приближении полагают, что главными, определяющими последствия столкновения (с точки зрения разрушения грузовых емкостей) являются следующие факторы:

- общая вероятность столкновения судов [1, 6, 7];
- вероятность того, что удар не будет скользким, т.е. произойдет глубокое внедрение таранящего носа в конструкции двойного борта – этого можно ожидать при угле столкновения $> 45^\circ$, $p[(\pi + \alpha) > 45^\circ] \approx 0,5$;
- вероятность удара таранящего судна в район по длине корпуса, где грузовая емкость близка к борту, $p(x)$;
- вероятность того, что нормальная к борту таранящего судна составляющая скорости таранящего судна (v_\perp) превысит критическое значение $v_{кр.т}$ соответствующее разрушению

грузовой емкости, $p(v_\perp > v_{кр.т})$, которую можно определить [17] как

$$p(v^\perp > v_{кр.т}) = \exp \left[- \left(\frac{v_{кр.т}}{2,67} \right)^{1,33} \right].$$

Исходя из определяемых методом экспертной оценки с учетом особенностей конструкции газоведа вероятностей $p(x)$ получены значения вероятностей разрушения грузовых емкостей $p_{разр}$ как произведения независимых событий (табл. 5, [17]). Видно (см. табл. 5), что вероятность разрушения грузовых емкостей газоведа типа MOSS на три-четыре порядка ниже, чем для других типов газоведа.

Проведена также оценка вероятности ($p_{гипп}$) гипотетического сценария, при котором происходит внедрение носа таранящего судна до разрушения внутреннего борта на всю высоту таранящего носа, когда будут возникать пробоины в грузовых емкостях с эквивалентной площадью в несколько десятков квадратных метров (см. табл. 5) [17]. Расчет для случая большой пробоины не внес принципиальных изменений в выводы: наиболее защищенными являются газоведа с грузовыми емкостями типа MOSS, защищенность газоведа с мембранными емкостями минимальна, защищенность газоведа с емкостями типа SPB занимает промежуточное положение. Физически, как уже отмечалось, это объясняется тем, что грузовые емкости типа MOSS, во-первых, разрушаются с большим энергопоглощением, во-вторых, $p(x)$ для них заметно ниже.

На сегодняшний день в России уже начата реализация арктических СПГ-проектов на п-ове Ямал. В обозримой перспективе

Таблица 4

Расчетные оценки энергоемкости деформирования при столкновении

Тип таранящего судна	Энергоемкость, МДж			Критическая скорость удара, $v_{кр.т}$	
	корпуса судна	грузовой емкости	суммарная	м/с	узлы
Газовоз с мембранными емкостями	15,59	0	15,59	1,50	2,9
Газовоз с емкостями типа SPB	20,55	0,452	21,0	1,74	3,4
Газовоз с емкостями типа MOSS	36,82	355,6	392,4	7,50	14,6

Таблица 5

Вероятности разрушения грузовых емкостей СПГ различных типов

Тип емкости	$p(x)$	$v_{кр.т}$, узлы	$p(v_\perp > v_{кр.т})$	$P_{разр}$, (судно·год) ⁻¹	$P_{гипп}$, (судно·год) ⁻¹
Мембранная	0,80	2,9	0,328	$1,34 \cdot 10^{-4}$	$5,8 \cdot 10^{-5}$
SPB	0,75	3,4	0,252	$9,45 \cdot 10^{-5}$	$4,6 \cdot 10^{-6}$
MOSS	0,30	14,6	$6,92 \cdot 10^{-5}$	$1,73 \cdot 10^{-8}$	$1,0 \cdot 10^{-8}$

планируется также ряд проектов в регионах Баренцева и Карского морей в сложных природно-климатических условиях, включая наличие ледовой и айсберговой опасности, что предъявляет дополнительные требования к танкерам СПГ. В этой связи в ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова проведен цикл работ по изучению устойчивости танкеров СПГ в условиях ледовой и айсберговой опасности [21–26]. Наибольший практический интерес при этом представляет рассмотрение следующих аварийных сценариев: прямой удар судна на высокой скорости о лед большой толщины (консолидированный торос или смерзшийся наслоенный лед); отраженный удар о лед при движении в канале за ледоколом; столкновение с обломком айсберга. С использованием имеющейся методической базы ЦНИИ им акад. А.Н. Крылова проведено расчетное обоснование критических условий удара для танкеров СПГ ледового класса (от Arc 4 до Arc 7) для указанных сценариев и даны рекомендации по их избеганию. Особое внимание уделено анализу напряженно-деформированного состояния конструкции танкера при столкновении с обломками айсберга. В качестве примера для конструкции газовоза СПГ вместимостью 170 тыс. м³ с использованием программного комплекса ANSYS выполнен конечно-элементный анализ напряженно-деформированного состояния при столкновении с обломком айсберга на циркуляции. Обломок айсберга моделировался как свободно плавающая цилиндрическая масса льда высокой прочности радиусом 25 м и высотой 6 м. Радиус циркуляции определялся

как $R = (1,8 \dots 4,0)\bar{L}$, где \bar{L} – общая длина судна. Установлено, что под действием рассматриваемой нагрузки в стенках рамных шпангоутов и/или в местах пересечения рамных шпангоутов с фундаментной платформой возникнут трещины, переходящие на наружную обшивку.

Таким образом, при ударе на циркуляции бортом об обломок айсберга будет происходить разрушение наружного борта с частичным затоплением междубортного пространства. Такие аварийные повреждения требуют вывода судна из эксплуатации с последующим ремонтом, но не опасны с точки зрения повреждения грузовых емкостей и живучести судна в целом.

На основании изложенного можно сделать вывод о том, что современные танкеры СПГ по сравнению с нефтяными танкерами и судами общего назначения за счет конструктивных особенностей и уровня подготовки персонала обладают высокой устойчивостью к внешним динамическим воздействиям, что в основном определяет их безаварийную эксплуатацию уже в течение более 50 лет. В то же время очевидно, что специфика перевозимого груза и масштабы потенциальных последствий при аварийных разливах СПГ на воду требуют особого внимания со стороны эксплуатирующих организаций и органов надзора за безопасностью в промышленности, качественного и количественного анализа рисков и обоснования комплекса организационно-технических мероприятий, направленных на предотвращение аварий и минимизацию их последствий.

Список литературы

1. Епихин А.И. Основные причины аварийности танкеров-газовозов / А.И. Епихин // Вестник Астраханского государственного технического университета. – 2016. – № 4. – С. 7–12. – (Серия «Морская техника и технология»).
2. SIGTTO News. – Лондон: Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd (SIGTTO), 2013 [Электронный ресурс]. – № 29. – 12 с. – <http://www.sigtto.org/media/7196/sigtto-newsletter-29.pdf>
3. World LNG Report – 2015 edition. – Норвегия, Форнебу: International Gas Union (IGU), 2015 [Электронный ресурс]. – 98 с. – http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf
4. World LNG Report – 2014 edition. – Норвегия, Форнебу: International Gas Union (IGU), 2014. – 99 с. – <https://www.europeangashub.com/articles/world-lng-report-2014-edition>
5. Formal safety assessment. FSA – Liquefied natural gas (LNG) carriers details of the formal safety assessment / представ. на рассмотрение Данией. – Дания, Копенгаген: IMO Maritime Safety Committee, 2007. – MSC 83 INF. 3. – <http://docplayer.net/4729415-Imo-formal-safety-assessment-fsa-liquefied-natural-gas-lng-carriers-details-of-the-formal-safety-assessment-submitted-by-denmark.html>

6. Wang K.S. Loss prevention through risk assessment surveys of LNG carriers in operation, under construction, conversion and repair / K.S. Wang. – Япония; Токио: BMT Marine & Offshore Surveys Ltd., 2010. – <https://ru.scribd.com/document/55900923/Risk-Assessment-and-Loss-Prevention-of-LNG-Carriers-KS-Wang>
7. MAIB annual report 2014. – Великобритания, Саутгэмптон: Marine Accident Investigation Branch, 2016. – 97 с. – https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/448430/MAIB_AnnualReport2014.pdf
8. Minorsky V.U. An analysis of ship collision with reference to protection of nuclear power plant / V.U. Minorsky // Journ. of Ship Research. – 1959. – № 8. – С. 1–4.
9. Nagasawa H. Experimental study on the dynamic strength of collision barrier in nuclear ship / H. Nagasawa, K. Matsumoto, K. Arima et al. // J. Kansai Soc. Naval Architects Japan. – 1983. – № 189.
10. Гирин С.Н. Экспериментальное исследование работы бортовых конструкций судна при столкновении / С.Н. Гирин, Т.А. Кузнецова // Тез. докл. Научно-техн. конф. Памяти проф. П.Ф. Папковича. – СПб., 2005.
11. Нестеров А.Б. Исследование эффективности конструктивной бортовой защиты при аварийном столкновении судов / А.Б. Нестеров // Вопросы судостроения. Сер.: Проектирование судов. – Л.: ЦНИИ «Румб», 1984. – Вып. 40. – С. 46–52.
12. Нестеров А.Б. Совершенствование расчетной модели бортового перекрытия противотаранной защиты судна / А.Б. Нестеров // Труды ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова. – СПб., 2005. – Вып. 21 (305): Вопросы динамической прочности. Вибрации и безопасность эксплуатации корпусов судов. – С. 103–110.
13. Kulzep A. LS-DYNA Simulation des Verhaltens schaumgefillter Schiffsstrukturen im Crash-Fall / A. Kulzep // 17th CAD-FEM Users Meeting. – Sonthofen, 1999.
14. Kuroiwa N. Numerical simulation of actual collision & grounding accidents / N. Kuroiwa // Proc. Intern. Conf. on designs and methodologies for collision and grounding protection of ships. – San Francisco, 1996.
15. Апполонов Е.М. Сопоставительный анализ размеров повреждений при аварийном столкновении для судов различных архитектурно-конструктивных типов / Е.М. Апполонов, В.М. Шапошников, М.А. Кутейников и др. // Тез. докл. Научно-техн. конф. «Бубновские чтения». – СПб., 2004. – С. 33–35.
16. Нестеров А.Б. Инженерный метод оценки объема повреждений в случае аварийного столкновения судов на встречных курсах под острым углом / А.Б. Нестеров // Труды ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова. – СПб., 2006. – Вып. 28 (312): Вопросы прочности транспортных судов. – С. 87–98.
17. Appolonov Ye.M. Complex analysis of tanker anti-collision reinforcement advisability in terms of environmental safety and economic efficiency / Ye.M. Appolonov, A.A. Golovkin, M.A. Kuteynikov et al. // Труды ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова. – СПб., 2002. – Вып. 5: Strength and endurance of ship structures. – С. 5–12.
18. Лепп Ю.Ф. Оценка защищенности грузовых помещений от повреждений при столкновениях / Ю.Ф. Лепп // Судостроение. – 1980. – № 5. – С. 10–13.
19. Волков В.Н. Вероятностная оценка объема вылива груза при столкновениях и посадках на мель танкеров / В.Н. Волков, С.Ф. Глазов // Судостроение. – 1978. – № 4. – С. 11–15.
20. Короткин И.М. Аварии и катастрофы кораблей / И.М. Короткин. – Л.: Судостроение, 1977. – 296 с.
21. Апполонов Е.М. Обеспечение аварийной прочности крупнотоннажных арктических газозовов при нестандартных сценариях взаимодействия со льдом / Е.М. Апполонов, А.В. Дидковский, М.А. Кутейников и др. // Науч.-техн. сб. Российского морского регистра судоходства. – 2008. – Вып. 31. – С. 107–128.
22. Апполонов Е.М. Регламентация ледовых нагрузок на вертикальный борт при сжатии во льдах / Е.М. Апполонов, А.Б. Нестеров, О.Я. Тимофеев // Науч.-техн. сб. Российского морского регистра судоходства. – 2008. – Вып. 31. – С. 129–146.
23. Рывлин А.Я. Испытания судов во льдах / А.Я. Рывлин, Д.Е. Хейсин. – Л.: Судостроение, 1980.
24. Апполонов Е.М. Регламентация допускаемых условий ледового плавания арктических судов / Е.М. Апполонов, А.Б. Нестеров, И.В. Степанов и др. // Труды ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова. – 1996. – Вып. 3 (287). – С. 8–14.
25. Попов Ю.Н. Прочность судов, плавающих во льдах / Ю.Н. Попов, О.В. Фадеев, Д.Е. Хейсин и др. – Л.: Судостроение, 1967.
26. Нестеров А.Б. Регламентация аварийной прочности крупнотоннажных арктических газозовов / А.Б. Нестеров // Труды ЦНИИ им. акад. Крылова. – 2010. – Вып. 55 (339). – С. 5–19.

Modern approaches to substantiation of LNG tanker resistance (viability) to on-peak external dynamic impacts

V.S. Safonov

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

Abstract. The paper reviews contemporary domestic and foreign studies concerning the LNG tankers' resistance to peak external dynamic influences, such as a lateral ramming attack by prow of another vessel, grounding of a tanker, or hull (bottom) collision with a rigid obstacle (namely: anchor rock, moorage).

Statistical data on the accidents and emergencies at the LNG tankers are analyzed in comparison with the multiservice vessels. Few methods for modelling resistance of tankers with cargo reservoirs of different types (with membrane casing, self-carrying spherical and trapezoidal ones), including the possibility of reservoir straining without violation of its tightness). It is shown that the best viability characteristics (the least probability of accidental spill) have tankers with spherical reservoirs.

Keywords: emergency at LNG-tankers, simulation of tanker's resistance to applied shock, substantiation of critical shock loads, comparative viability analysis for membrane, prismatic and spherical cargo reservoirs.

References

1. YEPIKHIN, A.I. The main reasons for breakdowns of liquefied gas tankers [Osnovnyye prichiny avariynosti tankerov-gazovozov]. *Vestnik AGTU. Series: Morskaya tekhnika i tekhnologii* [Marine machinery and technologies]. 2016, no. 4, pp. 7–12. ISSN 2073-1574. (Russ.).
2. *SIGTTO News* [online]. London: Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd (SIGTTO), 2013, no. 29. Available from: <http://www.sigtto.org/media/7196/sigtto-newsletter-29.pdf>
3. *World LNG Report – 2015 edition* [online]. Norway, Fornebu: International Gas Union (IGU), 2015. Available from: http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf
4. *World LNG Report – 2014 edition* [online]. Norway, Fornebu: International Gas Union (IGU), 2014. Available from: <https://www.europeangashub.com/articles/world-lng-report-2014-edition>
5. *Formal safety assessment. FSA – Liquefied natural gas (LNG) carriers details of the formal safety assessment* [online]. Submitted by Denmark. Denmark, Copenhagen: IMO Maritime Safety Committee, 2007. MSC 83 INF. 3. Available from: <http://docplayer.net/4729415-Imo-formal-safety-assessment-fsa-liquefied-natural-gas-lng-carriers-details-of-the-formal-safety-assessment-submitted-by-denmark.html>
6. WANG, K.S. *Loss prevention through risk assessment surveys of LNG carriers in operation, under construction, conversion and repair* [online]. Japan, Tokio: BMT Marine & Offshore Surveys Ltd., 2010. Available from: <https://ru.scribd.com/document/55900923/Risk-Assessment-and-Loss-Prevention-of-LNG-Carriers-KS-Wang1>
7. *MAIB annual report 2014* [online]. UK, Southampton: Marine Accident Investigation Branch, 2016. Available from: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/448430/MAIB_AnnualReport2014.pdf
8. MINORSKY, V.U. An analysis of ship collision with reference to protection of nuclear power plant. *Journal of Ship Research*. 1959, no. 8, pp. 1–4. ISSN 0022-4502.
9. NAGASAWA, H., K. MATSUMOTO, K. ARIMA et al. Experimental study on the dynamic strength of collision barrier in nuclear ship. *J. Kansai Soc. Naval Architects Japan*. 1983, no. 189. ISSN 0389-9101.
10. GIRIN, S.N., T.A. KUZNETSOVA. Experimental study of vessel on-board structures operation on collision [Eksperimentalnoye issledovaniye raboty bortovykh konstruktivnykh sudna pri stolknoventii]. In: *Proc. of the Scientific-technical conf. in memory of P.F. Papkovich*. St.-Petersburg, 2005. (Russ.).
11. NESTEROV, A.B. Studying efficacy of on-board crash protection in case of hazardous collision of vessels [Issledovaniye effektivnosti konstruktivnoy bortovoy zashchity pri avariynom stolknoventii sudov]. *Voprosy sudostroyeniya. Series: Proyektirovaniye sudov*. Leningrad: TsNII “Rumb”, 1984, is. 40, pp. 46–52. (Russ.).
12. NESTEROV, A.B. Perfection of computational model for on-board ceiling of vessel anti-ram protection [Sovershenstvovaniye raschetnoy modeli bortovogo perekrytiya protivotarannoy zashchity sudna]. *Trudy of TsNII im. akad. A.N. Krylova*. St.-Petersburg, 2005, no. 21 (305): Issues of dynamic strength. Vibrations and safety of vessel body operation [Voprosy dinamicheskoy prochnosti. Vibratsii i bezopasnost ekspluatatsii korpusov sudov], pp. 103–110. ISSN 0869-8422. (Russ.).
13. KULZEP, A. LS-DYNA Simulation des Verhaltens schaumgefillter Schiffsstrukturen im Crash-Fall. In: *Proc. of 17th CAD-FEM Users Meeting*. Sonthofen, 1999.
14. KUROIWA, N. Numerical simulation of actual collision & grounding accidents / N. Kuroiwa // *Proc. Intern. Conf. on designs and methodologies for collision and grounding protection of ships*. San Francisco, 1996.

15. APPOLONOV, E.M., V.M. SHAPOSHNIKOV, M.A. KUTEYNIKOV et al. Comparative analysis of collision-caused damage dimensions for vessels of different architectural and structural types [Sopostavitelnyy analiz razmerov povrezhdeniy pri avariynom stolknovenii dlya sudov razlichnykh arkhitekturni-konstruktivnykh tipov]. In: Proc. of the Scientific-technical conf. "Bubnovskiy readings". St.-Petersburg, 2004, pp. 33–35. (Russ.).
16. NESTEROV, A.B. Engineering method for assessing volume of damages in case of accidental sharp-angle collision of vessels holding opposite courses [Inzhenernyy metod otsenki obyema povrezhdeniy v sluchye avariynogo stolknoveniya sudov na vstrechnykh kursakh pod ostrym uglom]. *Trudy of TsNII im. akad. A.N. Krylova*. St.-Petersburg, 2006, no. 28(312): Issues of transport vessel strength [Voprosy prochnosti transportnykh sudov], pp. 87–98. ISSN 0869-8422. (Russ.).
17. APPOLONOV, Ye.M., A.A. GOLOVKIN, M.A. KUTEYNIKOV et al. Complex analysis of tanker anti-collision reinforcement advisability in terms of environmental safety and economic efficiency. *Trudy of TsNII im. akad. A.N. Krylova*. St.-Petersburg, 2002, no. 5.: Strength and endurance of ship structures, pp. 5–12. ISSN 0869-8422. (Russ.).
18. LEPP, Yu.F. Estimation of cargo holds immunity to damages caused by collisions [Otsenka zashchishchennosti gruzovykh pomeshcheniy ot povrezhdeniy pri stolknoveniyakh]. *Sudostroyeniye*. 1980, no. 5, pp. 10–13. ISSN 0039-4580. (Russ.).
19. VOLKOV, V.N., S.F. GLAZOV. Probabilistic assessment of cargo outflow volume at collisions and groundings of tankers [Veroyatnostnaya otsenka obyema vyлива gruzа pri stolknoveniyakh i posdках na mel tankerov]. *Sudostroyeniye*. 1978, no. 4, pp. 11–15. ISSN 0039-4580. (Russ.).
20. KOROTKIN, I.M. *Accidents and disasters of vessels* [Avarii i katastrofy korablye]. Leningrad: Sudostroyeniye, 1977. (Russ.).
21. APPOLONOV, Ye.M., A.V. DIDKOVSKIY, M.A. KUTEYNIKOV et al. Providing emergency resistance of large-capacity arctic gas-carriers at non-standard scenarios of interaction with ice [Obespecheniye avariynoy prochnosti krupnotonnazhnykh arkticheskikh gazovozov pri nestandartnykh stsenariyakh vzaimodeystviya so ldom]. *Collected papers of the Russian Maritime Register of Shipping*. 2008, is. 31, pp. 107–128. ISSN 2223-7097. (Russ.).
22. APPOLONOV, Ye.M., A.B. NESTEROV, O.Ya. TIMOFEYEV. Regulation of ice loads to a vertical boardside at compression in ices [Reglamentatsiya ledovykh nagruzok na vertikalnyy bort pri szhatii vo ldakh]. *Collected papers of the Russian Maritime Register of Shipping*. 2008, is. 31, pp. 129–146. ISSN 2223-7097. (Russ.).
23. RYVLIN, A.Ya., D.Ye. KHEYSIN. *Vessel testing in ices* [Ispytaniya sudov vo ldakh]. Leningrad: Sudostroyeniye, 1980. (Russ.).
24. APPOLONOV, Ye.M., A.B. NESTEROV, I.V. STEPANOV et al. Regulation of assumed conditions for ice navigation of arctic vessels [Reglamentatsiya dopuskayemykh usloviy ledovogo plavaniya arkticheskikh sudov]. *Trudy of TsNII im. akad. A.N. Krylova*. 1996, no. 3(287), pp. 8–14. ISSN 0869-8422. (Russ.).
25. POPOV, Yu.N., O.V. FADEYEV, D.Ye. KHEYSIN et al. *Strength of ice-sailing vessels* [Prochnost sudov, plavayushchikh vo ldakh]. Leningrad: Sudostroyeniye, 1967. (Russ.).
26. NESTEROV, A.B. Regulation of emergency resistance of large-capacity arctic gas-carriers [Reglamentatsiya avariynoy prochnosti krupnotonnazhnykh arkticheskikh gazovozov]. *Trudy of TsNII im. akad. A.N. Krylova*. 2010, is. 55(339), pp. 5–19. ISSN 0869-8422. (Russ.).

УДК 614.8:629.543

Обоснование возможных сценариев и оценка последствий утечек сжиженного природного газа при аварийных нарушениях герметичности грузовых емкостей танкеров

Д.В. Люгай¹, В.С. Сафонов^{1*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

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

Ключевые слова: аварии на танкерах СПГ, истечение СПГ в окружающую среду, испарение СПГ в толще воды, криогенное воздействие СПГ на корабельные конструкции.

Тезисы. Рассматриваются специфика и динамика аварийного истечения сжиженного природного газа (СПГ) из грузовых емкостей танкера при различных вариантах одновременного образования пробоин во внешнем корпусе и в грузовой емкости, а именно: на уровне ватерлинии, над водой (для сферических резервуаров) и под водой. Проанализированы тепломассообменные процессы при попадании СПГ и воды в межкорпусное пространство. Показана опасность охрупчивания корабельной стали при криогенном воздействии СПГ на конструктивные элементы и обшивку корпуса. Установлено, что при истечении СПГ в толщу воды будут происходить активный распад струи и испарение капель, а на поверхности воды будет наблюдаться только бурлящее газожидкостное пятно. Аналогично при истечении СПГ над водой будет происходить частичный распад струи на отдельные фрагменты (капли) с последующим вторжением струи в толщу воды и дальнейшим испарением. При повреждениях на уровне ватерлинии будут иметь место протяженное растекание слоя СПГ на поверхности воды и формирование источника генерации паров переменной мощности с опасностью воспламенения смеси паров СПГ с воздухом уже в момент тарана танкера другим судном и с последующим растеканием горящего слоя СПГ.

В общем случае необходимо рассматривать три возможных варианта истечения сжиженного природного газа (СПГ) в зависимости от сценариев столкновений танкеров СПГ различных типов и грузоподъемности с другими судами или какими-либо препятствиями при одновременном образовании пробоин как во внешнем корпусе танкера, так и в одной или нескольких грузовых емкостях:

- А – истечение на уровне поверхности воды (ватерлинии);
- Б – истечение из-под воды (ниже ватерлинии);
- В – истечение над водой.

Сценарий А. Повреждение двойного корпуса и истечение СПГ на уровне воды

Большинство зарубежных специалистов в процессе анализа риска исходят из того, что истечение СПГ из пробоин (как из эквивалентных круглых отверстий), расположенных примерно на уровне поверхности воды, происходит в свободное пространство (т.е. не учитываются взаимное частичное разрушение и проникновение друг в друга конструкций судов при столкновении) и в однофазном (условно переохлажденном) состоянии. Интенсивность истечения СПГ рассчитывается при этом по уравнению Бернулли с учетом возможного противодавления среды и предусмотренного проектом регулирования давления в паровом пространстве грузовой емкости над переменным уровнем жидкости [1].

В качестве примера далее рассматривается типовой танкер СПГ длиной 270 м с пятью грузовыми емкостями мембранного типа объемом по 35 тыс. м³. Принимается, что выше уровня воды объем СПГ при полной загрузке составляет 25 тыс. м³, что соответствует примерно 17-метровому слою СПГ над водой. Основные размеры проекции единичной грузовой емкости показаны на рис. 1.

Предполагается, что размеры пробоины во внешнем корпусе заведомо больше, чем во внутреннем. Поэтому межстенное пространство быстро заполняется водой,

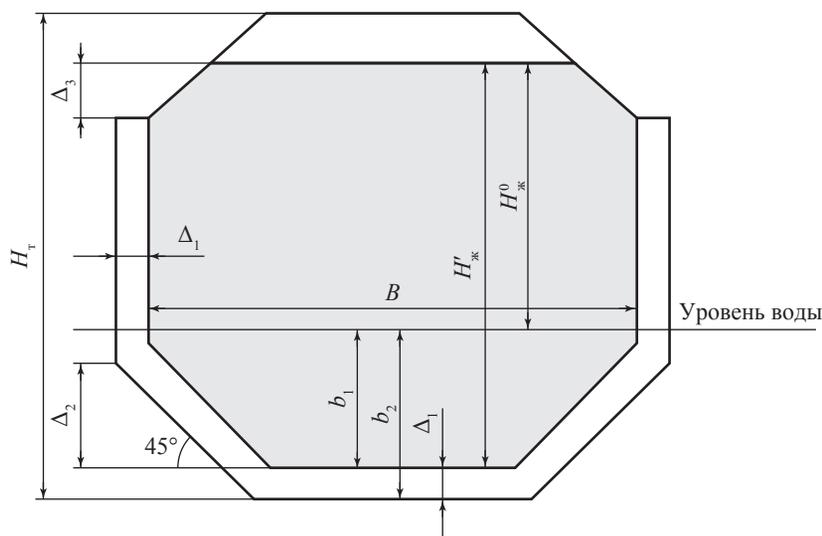


Рис. 1. Геометрические характеристики, м, грузовой емкости мембранного типа объемом 35 тыс. м³ и длиной 50 м: максимальная ширина $B = 30$; расстояние в свету между внешним корпусом и внутренней емкостью $\Delta_1 = 2,2$; максимальная высота заполнения жидкости $H'_ж = 25,084$ (начальная высота столба жидкости над уровнем воды $H''_ж = 17,05$); $\Delta_2 = 6,6$; $\Delta_3 = 3,34$; $H_T = 30,58$; $b_2 = 10,32$; $b_1 = 8,12$; $\Delta_3 = 3,34$

так что попадание СПГ в это пространство ограничено (минимально), и он в основном выливается на воду (условно горизонтально, т.е. без смещения). В табл. 1 представлены расчетные характеристики опорожнения указанной грузовой емкости (см. рис. 1) при различных вариантах повреждений на уровне ватерлинии [1].

На рис. 2 показана динамика истечения СПГ из сферической и призматической емкостей одинакового объема. Для сферического резервуара выброс начинается при более высоком уровне жидкости и характерен более короткий период опорожнения. Для мембранных емкостей интенсивность и скорость истечения

уменьшаются практически линейно по мере изменения уровня жидкости. Отклонения начинаются ближе к моменту снижения уровня жидкости до верхней точки пробоины.

Сценарий Б. Повреждение двойного корпуса и истечение СПГ выше уровня воды

Как и для сценария А, начальный уровень СПГ над поверхностью воды принят равным 17,0 м. Эквивалентный диаметр пробоины наружного корпуса принимается для примера равным 2,0 м, а внутреннего – 0,1 м (условно пробоина – следствие удара «острого носа» крупного судна). Результаты расчетов истечения СПГ показаны в табл. 2.

Таблица 1

Характеристики аварийного опорожнения грузовой емкости СПГ при повреждениях на уровне ватерлинии*

Эквивалентный диаметр пробоины, м	Интенсивность истечения**, кг/с	Скорость истечения, м/с	Время опорожнения, мин
0,1	41,2 / 24,5	17,6	7340
0,5	1020 / 600	17,5	330
1,0	4060 / 2250	17,3	88
3,0	35430 / 12790	16,8	14,3
5,0	95210 / 27850	16,3	6,6

* Для щелевых разрывов с загнутыми внутрь краями коэффициент расхода варьируется в пределах 0,61...0,63 (принято 0,61).

** Слева от косой черты – начальные значения (в том числе для скорости истечения), справа – средние значения за период опорожнения.

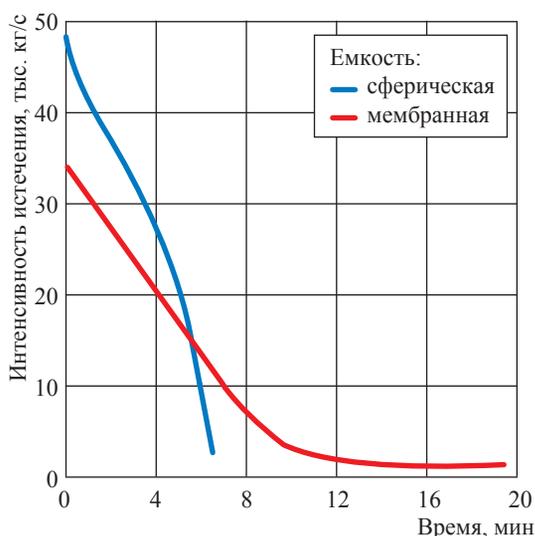


Рис. 2. Динамика истечения СПГ из пробойны диаметром 3,0 м на уровне ватерлинии из сферической и мембранной емкостей объемом 35 тыс. м³

Сценарий В. Повреждение двойного корпуса и истечение СПГ ниже уровня воды

Пробойна ниже ватерлинии может возникнуть при посадке на мель или при боковом ударе крупного судна, имеющего выступающую под водой носовую часть («бульбу»). Здесь возможны два основных варианта:

1) **при внешнем динамическом воздействии повреждается только наружный корпус.** В этом случае поток воды будет поступать в межкорпусное пространство, сжимая имеющийся там воздух. Равновесное гидростатическое давление сжатого воздуха и воды будет зависеть от расположения пробойны относительно уровня воды. Заполнение межкорпусного пространства будет протекать условно в два этапа. Сначала при быстром поступлении воды произойдет сжатие заполняющего

это пространство воздуха до промежуточного гидростатического равновесия. Далее часть воздуха станет постепенно выходить в атмосферу с соответствующим заполнением этого пространства водой до перекрытия самой пробойны и установления нового равновесия давлений. Подобный сценарий приводит к частичному подтоплению межкорпусного пространства, однако прямой угрозы «живучести» танкера не представляет;

2) **при внешнем динамическом воздействии повреждаются и внешний корпус, и грузовая емкость с СПГ.** Можно показать, что для типовых конструкций крупных танкеров СПГ при подводных пробойнах на отметке Δz от поверхности воды напор СПГ (с учетом давления насыщенных паров $P_{ж}^s$) будет исходно превышать напор воды, т.е. $P_{ж}^s + g\rho_{ж}(H_{ж}^0 + \Delta z) > g\rho_{в}\Delta z$, где g – ускорение свободного падения; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости (т.е. СПГ); $\rho_{в}$ – плотность воды. А это означает, что в межкорпусное пространство, где имеется только воздух при атмосферном давлении, будут первоначально поступать и СПГ, и вода. За счет последующего интенсивного испарения СПГ при смешении с водой давление в межкорпусном пространстве будет возрастать, препятствуя движению потоков.

Начальные значения потоков воды и СПГ в зависимости от размеров эквивалентного диаметра пробойны и ее местоположения ниже уровня воды Δz показаны на рис. 3.

Как и следовало ожидать, наблюдается слабая зависимость потока СПГ от глубины расположения пробойны и выраженная зависимость от этого фактора для потока воды. Если принимать условно идеальное перемешивание воды и СПГ, то этот процесс будет сопровождаться охлаждением и частичным замерзанием воды, переохлаждением льда и испарением СПГ.

Таблица 2

Характеристики истечения СПГ при повреждениях мембранной грузовой емкости выше уровня воды

Высота расположения пробойны над водой, м	Массовый расход СПГ*, кг/с	Скорость истечения из пробойны*, м/с	Вертикальная скорость потока (капель) на уровне воды*, м/с	Средний диаметр капель, мкм	Время опорожнения до края пробойны, ч
11,05	24,4 / 12,5	10,4 / 5,2	5,0 / 4,6	10000	67,8
8,05	29,9 / 16,9	12,8 / 7,0	4,8 / 4,4	6440	87,6
5,05	34,5 / 20,0	14,7 / 8,4	5,0 / 4,6	4530	104,0
2,05	38,6 / 22,6	16,5 / 9,3	7,0 / 6,4	3640	120

* Аналогично табл. 1 слева от косой черты – начальные значения, справа – средние.

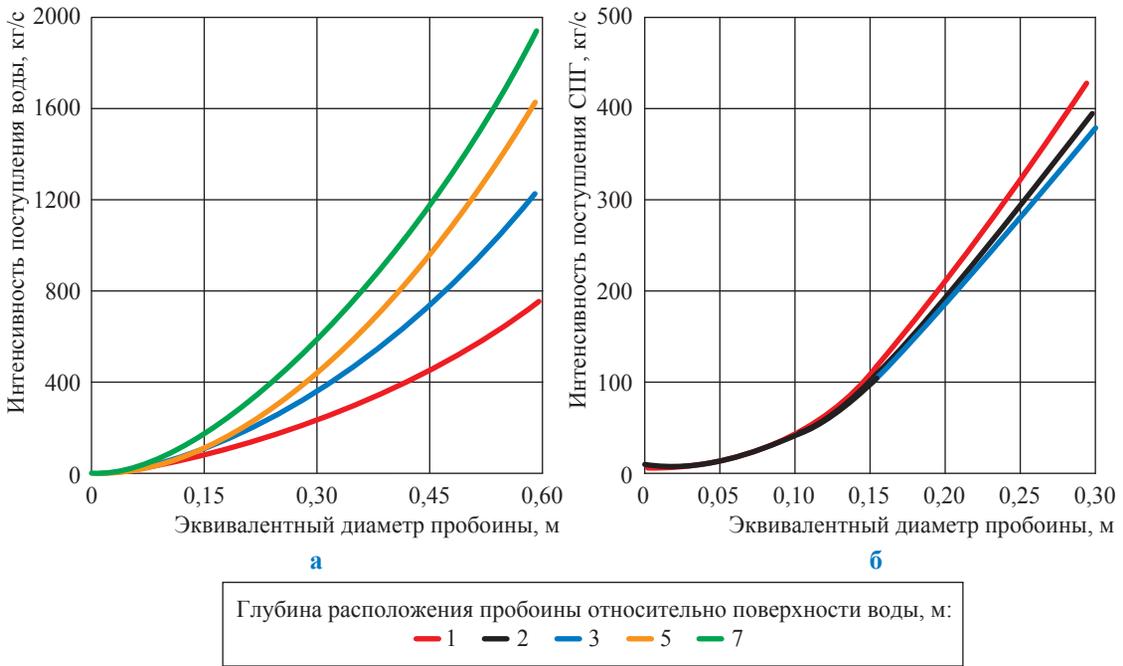


Рис. 3. Начальные расходы воды и СПГ при истечении в межкорпусное пространство танкера

Баланс энтальпий процесса смешения единицы массы воды (m_b) и единицы массы СПГ ($m_{ж}$) может быть записан в виде:

$$m_b[\Delta i_b + k(\chi_b + \Delta i_l)] = m_{ж}[\sigma_{ж}(T_{ж}^s) + \Delta i''],$$

где $\Delta i_b = i_b(T_{b_0}) - i_b(\tilde{T}) = c_b(T_{b_0} - \tilde{T})$ – изменение энтальпии воды (за счет ее охлаждения от исходной температуры, например $T_{b_0} = 283,15$ К, до некоторой равновесной, например $\tilde{T} = 273,15$ К; c_b – теплоемкость воды); k – доля замерзшей воды от общей массы m_b ; χ_b – теплота замерзания воды (333,7 кДж/кг); $\Delta i_l = c_l(\tilde{T} - T_{ж}^s)$ – изменение энтальпии льда при его переохлаждении (в пределе до нормальной температуры кипения СПГ $T_{ж}^s$), c_l – теплоемкость льда; $\sigma_{ж}(T_{ж}^s) = 516,2$ кДж/кг – теплота испарения СПГ при $T_{ж}^s$; $\Delta i'' = c_p(\tilde{T} - T_{ж}^s)$ – изменение энтальпии паров СПГ при их нагревании от температуры насыщения $T_{ж}^s$ до принятой равновесной \tilde{T} , c_p – теплоемкость паров СПГ.

На рис. 4 представлены результаты расчетов испарения СПГ и образования льда при идеальном смешении потоков.

Из этих данных следует, что при охлаждении 1 кг воды, например, от +10 до 0 °С, испаряется 0,045 кг СПГ; при переохлаждении льда от 0 °С до температуры кипения СПГ образуется 1,085 кг паров СПГ.

С учетом полученных результатов в табл. 3 приведены характеристики образования льда при смешении СПГ и воды для различных соотношении диаметров пробоин в наружном корпусе D_n и внутренней емкости D_b . При отношении размеров пробоин $D_n:D_b = 3:1$ можно

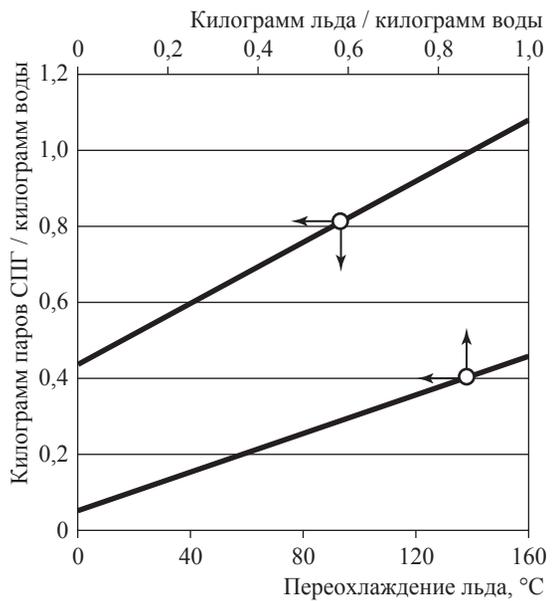


Рис. 4. Соотношение между относительной массой испаренного в воде СПГ и относительной массой и уровнем переохлаждения льда

Таблица 3

Характеристики образования льда при смешении СПГ с водой

$D_{н^*} / D_{в^*}$ м		Глубина расположения пробоин от поверхности воды, м				
		1	3	5	7	
3:1 =	0,15 / 0,05	$m_{ж}/m_{в}$	0,222	0,135	0,110	0,097
	0,30 / 0,10	$m_{л}/m_{в}$	0,460	0,240	0,175	0,142
	0,45 / 0,15					
2:1 = 0,60/0,30		$m_{ж}/m_{в}$	0,495	0,312	0,250	0,218
		$m_{л}/m_{в}$	1,000	0,695	0,536	0,450

ожидать образования «шуги» (или низкого отношения содержания льда к воде). При отношении $D_{н^*}:D_{в^*} = 2:1$ отношение массовых потоков СПГ к воде ($m_{ж}/m_{в}$) выше и отношение масс льда и воды ($m_{л}/m_{в}$) достигает 100 %, т.е. при некоторых условиях вся вода может заморозиться (здесь не учитываются солёность воды или подвод тепла через корпус). Очевидно, что за счет интенсивного испарения СПГ давление в межкорпусном пространстве будет расти значительно быстрее, чем в случае поступления только воды, т.е. когда происходит только поршневое вытеснение воздуха.

На рис. 5 представлен пример расчета динамики поступления СПГ и воды в межкорпусное пространство танкера СПГ. Видно, что после интенсивного снижения в начале процесса поток воды стабилизируется на ~5 кг/с, так как начинается период равнообъемного замещения водой выходящей газовой фазы. Поток СПГ снижается почти до нуля через ~12 мин,

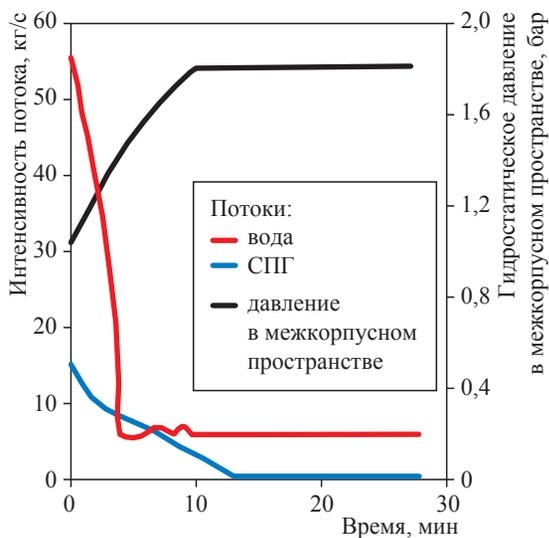


Рис. 5. Характеристики поступления воды и СПГ в межкорпусное пространство: $\Delta z = 1,0$ м; $D_{н^*}$ м / $D_{в^*}$ м = 0,15 / 0,05

так как начинается аналогичный процесс замещения. Гидростатическое давление при этом уже стабилизировалось. Установлено, что к моменту прекращения поступления СПГ в межкорпусное пространство (~12 мин) концентрация паров метана в смеси с воздухом достигает 50 %, что заведомо выше верхнего концентрационного предела воспламенения, т.е. смесь не является взрывопожароопасной.

Что касается опасности попадания воды в грузовую емкость с СПГ, то необходимо учитывать наличие в емкости СПГ типового предохранительного клапана давления диаметром 0,33 м. При физически возможных для рассматриваемого примера объемах поступления воды и пропускной способности клапана избыточное давление в емкости, согласно оценкам, не превышает 0,35 бар. Тогда как давление поступления воды в емкость ~ 0,015 бар. Иначе говоря, повышенное испарение СПГ, вызванное попаданием воды в емкость с СПГ, быстро приведет к перекрытию потока воды.

В рамках оценки последствий аварий на танкерах СПГ с точки зрения сохранения их устойчивости (плавучести) наибольший интерес представляет вопрос криогенного воздействия СПГ на внутренние конструктивные элементы межкорпусного пространства. Ввиду особой важности и резонансности проблемы «живучести» танкеров СПГ при внешних динамических воздействиях, в том числе в результате терактов, для ее решения в США разработана целевая программа, в качестве головного исполнителя которой привлечена Национальная лаборатория «Сандиа»¹ (англ. Sandia National Laboratories). В рамках указанной программы

¹ Sandia National Laboratories первоначально создавалась для проведения работ по обеспечению надежности неядерных систем ядерного оружия. В настоящее время является одним из крупнейших научно-исследовательских центров США и занимается широким кругом вопросов, в том числе проблемами безопасности СПГ.

выполнен большой объем экспериментальных (в том числе крупномасштабных) исследований, компьютерного моделирования, инженерного анализа [2–6]. В частности, проведены экспериментальные исследования по охрупчиванию и растрескиванию пластин и сборок из корабельных сталей при различных темпах охлаждения до криогенных температур. Трещины возникали в результате роста термических напряжений и снижения прочности материала при охлаждении. В качестве криогенной жидкости использовался жидкий азот. Эксперименты проводились со стальными сборками различной сложности (от составных пластин до сложных конструкций) и размеров (от 120×120 до 90×360 см), имитирующими элементы корпуса судна.

Для случая полной загрузки грузовых танков проводилось трехмерное математическое моделирование истечения СПГ из грузового танка с частичным попаданием в межкорпусное пространство и с вытеканием в море через брешь во внешнем корпусе. Геометрия всех препятствий (переборок, танков и др.) была в высокой степени приближена к геометрии реальных танкеров. Рассматривались брешки пяти размеров, m^2 : 0,005; 0,5; 3; 5; 15. Предполагалось, что брешь во внешнем

корпусе находится сразу над ватерлинией судна. С учетом испарения СПГ моделировались динамика заполнения объемов в межкорпусном пространстве и динамика растекания СПГ по поверхности моря. Иллюстрация результатов по затеканию СПГ в межкорпусное пространство на некоторый момент времени представлена на рис. 6.

По итогам исследований Sandia установлено, что уже через 10...12 мин в результате охрупчивания и растрескивания элементов корпуса и обшивки танкера с учетом действия морских волнений прочность конструкции будет снижена на 40...45 % и произойдет частичное подтопление судна.

Как отмечено ранее, и в случае истечения СПГ в атмосферу, т.е. при пробое выше уровня воды, и в случае истечения его в воду при повреждениях корпуса ниже ватерлинии произойдет смешение СПГ с водой в различных формах, что напрямую повлияет на интенсивность парообразования СПГ. При этом необходимо иметь в виду, что в первом случае струя жидкости не сохраняет своей сплошности, а под действием сдвиговых напряжений и поверхностного натяжения распадается на совокупность отдельных капель разного диаметра. Для случая дробления струи СПГ характерным

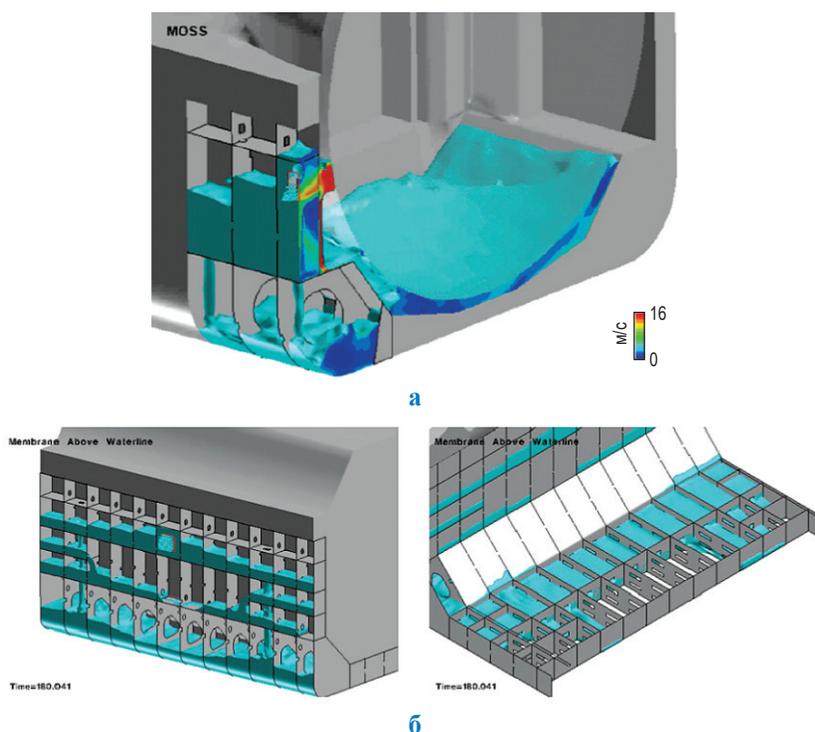


Рис. 6. Вытекание (фрагмент) СПГ в межкорпусное пространство из грузового танка: а – сферического; б – мембранного

является средний диаметр, определенный по Саутеру (по существу, означает деление общего объема капель на общую площадь их поверхности). Механический распад сплошной струи обычно возникает при достаточно высокой относительной скорости жидкости в потоке воздуха, что характеризуется некоторыми критическими значениями чисел Вебера $We = (\rho_{вз} u^2 d_k) / \Phi_{ж}$, где $\rho_{вз}$ – плотность воздуха; u – разница скоростей между потоками жидкости и воздуха; d_k – характерный размер образующихся капель; $\Phi_{ж}$ – поверхностное натяжение жидкости. Критические значения чисел Вебера находятся для рассматриваемого случая в диапазоне 12...22. Тогда характерный средний диаметр капель в неподвижной атмосфере оценивается как $d_{к,ср} = (12...32) \Phi_{ж} / (\rho_{вз} u^2)$. Считается, что струя СПГ, истекающая в воздух со скоростью ~15 м/с, проникнет в воду на 10...12 м.

Во втором случае, т.е. при истечении СПГ в воду, также происходит активный распад струи. Так, в ходе двух испытаний, описанных в докладе, опубликованном Департаментом внутренних дел США в 1972 г. [7], СПГ был быстро выпущен на глубинах 3...4,5 м ниже поверхности воды. При этом СПГ полностью испарился, прежде чем достиг дневной поверхности, и на поверхности воды жидкой фазы СПГ не наблюдалось. В одном из испытаний по разливам СПГ на Маплин Сэндс (англ. Maplin Sands) СПГ был выпущен ниже поверхности воды. Компания Shell сообщила, что при проведении данного испытания СПГ получил такое большое количества тепла, что облако быстро стало плавучим и поднялось с поверхности.

Особый интерес в этой связи представляют результаты экспериментальных исследований подводного выпуска СПГ [8] на специально созданном испытательном стенде, обеспечивающем истечение СПГ с расходом до 0,9 л/с под воду на глубине 0,7 м в центральной части бассейна габаритными размерами 6,4×10 м и глубиной 1,1 м через теплоизолированную трубу диаметром 2,5 см. При этом в толще и над поверхностью воды установили большое количество датчиков температуры, а на различных высотах в подветренной зоне от места выпуска СПГ в окрестности бассейна – датчики концентрации газа.

В результате исследований установлено:

- подводная струя СПГ очень быстро распадается с образованием пара;
- при подводном выпуске на поверхность воды выходит только газ, разлива кипящего СПГ на поверхности воды не возникает;
- формирование всплывающего над водой облака газа зависит от температуры воды и глубины выпуска: чем глубже производится выпуск, тем выше температура выходящего на поверхность газа, а соответственно, тем быстрее облако всплывает (рис. 7).

Решению вопросов гидродинамического и теплового взаимодействия струи СПГ с массивом воды посвящено весьма ограниченное число работ. Представляется, что с практической стороны среди них наиболее интересны работы П. Раджа, Л. Боудуина, М. Маннана [8, 9]. Считается, что при «вторжении» в воду струя СПГ быстро распадется за счет механического воздействия и поверхностного натяжения на отдельные фрагменты (капли разного



Рис. 7. Вид облака паров СПГ над поверхностью воды при истечении СПГ в толщу воды:
а – на большой глубине (теплое газо-воздушное облако быстро всплывает);
б – на малой глубине (холодное газо-воздушное облако стелется по земле)

размера). Вертикальная проекция точки на траектории движения струи (отсчет от места истечения), где произойдет ее полный распад, соответствует $\Delta z_1 \approx 10d_c$, где d_c – диаметр струи на выходе из пробойны (принимается обычно равным диаметру пробойны – d_0) при истечении с объемным расходом $0,785d_c^2 U_c$, где U_c – скорость струи, м/с.

Согласно Е.М. Дрейку с соавторами [10], относительное расстояние проникновения в воде струи разнородной жидкости плотностью ρ_c и начальной скоростью U_0 при ее вертикальной ориентации для случая, когда силы инерции и плавучести направлены противоположно, задается эмпирической формулой

$$\frac{\Delta z_1}{d_0} = 1,4 Fr, \quad \text{где } Fr = U_0^2 g d_0 \frac{\rho_b - \rho_c}{\rho_b}. \quad (1)$$

Максимальный диаметр образующихся при распаде струи капель СПГ (d_k^*) будет определяться при этом соотношением

$$\frac{d_k^*}{d_c^*} = \begin{cases} b_1 \left(\frac{b_2}{\sqrt{We}} + \frac{b_3}{We \sqrt{L_p}} \right)^{b_4} & \text{при } Bo \leq \pi^2; \\ b_1 \left(\frac{b_2}{\sqrt{WeBo}} + \frac{b_3}{We \sqrt{L_p}} \right)^{b_4} & \text{при } Bo > \pi^2, \end{cases} \quad (2)$$

$$\text{где } We = \frac{\rho_c U_c^2 d_c^*}{\Phi_c}; \quad Bo = \frac{g(\rho_b - \rho_c)(d_c^*)^2}{\Phi_c} -$$

$$\text{число Бонда; } L_p = \frac{Re_c^2}{We}; \quad Re_c = \frac{U_c d_c^*}{\nu_c} - \text{чис-$$

$$\text{ло Рейнольдса; } b_1 = \sqrt[3]{3} \left(\frac{\rho_c}{\rho_b} \right)^{2/9}; \quad b_2 = \frac{1}{\beta \sqrt{2\pi}};$$

$$b_3 = \frac{2^{7/2} 2\pi^{3/2}}{\beta}; \quad b_4 = 2/9; \quad \nu_c - \text{и кинематическая}$$

вязкость струи, м²/с; $\Phi_c = \Phi_{ж}$ – поверхностное натяжение, Н/м, струи; d_c^* – эффективный диаметр струи; константа Охотского $\beta \cong 0,3$;

$$d_c^* = d_c, \quad \text{если } d_c \leq \frac{\pi \Phi_c}{g(\rho_b - \rho_c)}; \quad d_c^* > \frac{\pi \Phi_c}{g(\rho_b - \rho_c)},$$

$$\text{если } d_c = \frac{\pi \Phi_c}{g(\rho_b - \rho_c)}.$$

Нагрев и испарение капель СПГ рассматривается в консервативном приближении по каплям максимального размера. Равновесная

(установившаяся) скорость подъема капель (\mathfrak{G}_k , м/с) жидкости определяется как

$$\mathfrak{G}_k = \begin{cases} \frac{d_k^* N}{18 \nu_b} - \text{ламинарный режим;} \\ \left(\frac{4N}{3C_k} \right)^{1/2} - \text{турбулентный режим,} \end{cases} \quad (3)$$

$$\text{где } N = d_k^* g \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_b} \right); \quad \rho_{ж} \approx \rho_c \quad (\text{в первом прибли-}$$

жении); ν_b – кинематическая вязкость воды; C_k – коэффициент аэродинамического сопротивления капли (для сферы 0,44).

По мере подъема вверх капля испаряется, уменьшая свой размер от максимального (d_k^*) до нуля. Процесс описывается уравнением

$$\frac{d}{d\tau} (d_k) = - \frac{2\alpha_{пл} (T_b - T_{ж})}{\sigma_{ж} \rho_{ж}}, \quad (4)$$

где $\alpha_{пл}$ – коэффициент теплопередачи от воды к капле СПГ (при пленочном режиме кипения); $T_{ж}$ – температура кипения СПГ при давлении столба воды на соответствующей глубине; T_b – температура воды; τ – время.

Поскольку диаметр капли линейно уменьшается со временем, время полного испарения капли максимального размера (τ_k^*) и максимальное вертикальное расстояние (Δz_2) на котором произойдет полное фазовое превращение (испарение) капли СПГ определяется как

$$\tau_k^* = \frac{\sigma_{ж} \rho_{ж} d_k^*}{2\alpha_{пл} (T_b - T_{ж})};$$

$$\Delta z_2 = \frac{1}{3} \mathfrak{G}_k \tau_k^*. \quad (5)$$

По мере фазового перехода поток капель СПГ превращается в многократно возрастающий по объему поток пузырьков пара, исходные размеры которых определяются гидростатическим давлением столба жидкости в месте образования. С использованием балансных уравнений изменения по глубине давления в пузырьке пара, энтальпии идеального газа, а также ско-

$$\text{рости всплытия пузырька в виде } U_n = \frac{4}{3} N_n C_k^{-1},$$

где $N_n = g d_n (1 - \rho_{ж}/\rho_b)$; d_n – диаметр образовавшегося пузырька пара, может быть получено соответствующее дифференциальное уравнение, определяющее изменение температуры

пара в пузырьке по мере его всплытия – $T_n(z)$, решение которого имеет вид

$$\frac{\sqrt{\Theta_b} - \sqrt{\Theta_n}}{\sqrt{\Theta_b} + \sqrt{\Theta_n}} = \left(\frac{\sqrt{\Theta_b} - 1}{\sqrt{\Theta_b} + 1} \right) \times \exp \Omega [\sqrt{1 + \eta \Pi} - \sqrt{1 + \Pi}], \quad (6)$$

где $\Theta_n = \frac{T_n(z)}{T_n(z_0)}$ – безразмерная (максимальная)

температура пара; $\Theta_b = \frac{T_b}{T_n(z_0)}$ – безразмерная

температура воды; $\eta = \frac{z}{z_0}$ – безразмерная глупина достижения Θ_n ; $\Pi = \frac{\rho_b g z_0}{P_a}$ – безразмерное

(максимальное) гидростатическое давление; P_a – атмосферное давление; $\Omega = \frac{2\bar{K}}{\Pi} \sqrt{(1 + \Pi)\Theta_b}$;

$\bar{K} = \frac{\tau_z}{\tau_\alpha}$; $\tau_z = \frac{z_0}{U_0} = \frac{z_0}{1,74\sqrt{g d_n(z_0)}}$ – характеристическое время подъема; $\bar{g} = g \left(1 - \frac{\rho_n}{\rho_b} \right)$;

$d_n(z_0)$ – диаметр пузырька пара на расстоянии z_0 от начала отсчета (начало подъема пузырька); $\tau_\alpha = \frac{M_n C_p T_n(z_0)}{\alpha_b \pi d_n^2(z_0) T_n(z_0)}$ – характеристическое

время теплообмена, определяемое отношением изменения энтальпии пара $M_n = \frac{\pi d_n^3(z_0)}{6} \rho_n$

к конвективному теплопритоку от воды к пузырьку пара с интенсивностью α_b .

Выполнены расчеты [8, 9] характерных параметров распада струи СПГ при истечении из отверстия 0,15 м с начальной скоростью 39,6 м/с (избыточное давление 150 psig) на глубине 12,0 м от поверхности воды, результаты которых частично приведены ниже. Вертикальное расстояние распада сплошной струи на капли $\Delta z_1 = 10d_c = 10d_0 = 1,5$ м; число Рейнольдса для сплошной струи $Re_c = 2,43 \cdot 10^8$; эффективный диаметр струи (при расчете максимального размера капель) $d_c^* = 4,8 \cdot 10^{-3}$ м; $Bo = 9,87$; $We = 2,65 \cdot 10^5$; $L_p = 9,16 \cdot 10^2$; константа Охотского $\beta = 0,3$; отношение диаметра капли к характерному (эффективному) диаметру струи $d_k^*/d_c^* = 0,322$; максимальный размер сформировавшейся капли $d_k^* = 1,56 \cdot 10^{-3}$ м; масса наиболее крупной капли $m_k = 9,07 \cdot 10^{-7}$ кг; диаметр пузырька пара, образовавшегося из указанной капли, $d_n = 9,838 \cdot 10^{-3}$ м;

количество тепла, необходимое для испарения капли массой m_k , $\Delta e = 0,463$ Дж; интенсивность подвода тепла от воды к капле диаметром d_k^* составляет $7,05 \cdot 10^{-2}$ Вт (учитывая, что коэффициент теплоотдачи в режиме пленочного кипения между водой и каплей СПГ равен 200 Вт/(м²·К)); для капли диаметром d_k^* время испарения $\tau_k^* = 5$ с; вертикальное расстояние, которое пройдет капля до полного ее испарения, $\Delta z_2 = 1,2$ м; скорость всплытия капли СПГ диаметром d_k^* (в ламинарном режиме) $\vartheta_k = 0,7$ м/с (число Рейнольдса для капли $Re_k = 1165$).

Аналогичные расчеты проведены для сопряженного режима нагрева всплывающих пузырьков пара диаметром $d_n = 9,83 \cdot 10^{-3}$ м (см. выше) при $g = 9,782$ м/с², $C_k = 0,44$. Скорость всплытия $U_n = 0,54$ м/с (число Рейнольдса для пузырька пара $Re_n = 5,31 \cdot 10^3$); число Пекле ($Pe = Re/Pr$) для пузырька пара $Pe_n = 3,707 \cdot 10^4$; число Нуссельта для пузырька пара $Nu_n = \frac{\alpha d}{\lambda} = 0,4$; коэффициент теплоотда-

чи от воды к пузырьку пара $\alpha = 21$ Вт/(м²·К); характеристическое время подъема $\tau_z = 17,19$ с; характеристическое время теплообмена $\tau_\alpha = 0,86$ с; $\bar{K} = \tau_z/\tau_\alpha = 20,0$; $\Theta_b = 2,43$; $\Pi = 0,82$; $\Omega = 102,15$; $\Theta_n = 2,412$; $\eta = 0,838$; путь, пройденный пузырьком пара до достижения этой температуры Θ_n , $\Delta z_2 = 1,51$ м.

Таким образом, общая высота подъема струи (до полного распада на капли, испарения капель и нагревания пара) $z = 4,22$ м.

На рис. 8 схематично показаны этапы распада и испарения струи СПГ и результаты расчета интегральных расстояний, на которых наиболее крупные пузырьки пара достигнут температуры (99,5 %) воды при выбросах из отверстий диаметром от 2,5 до 15,0 см на глубинах 6,0; 9,0 и 12,0 м.

Математическая модель [9] в основном была подтверждена экспериментами и позволяет предположить, что при образовании пробойны ниже ватерлинии основной объем СПГ будет испаряться под водой с образованием на поверхности бурлящего газожидкостного пятна относительно небольшого диаметра (телесный угол раскрытия газожидкостного конуса при всплытии пузырьков под действием силы Архимеда составит не более 20°). Температура паров СПГ будет зависеть при этом от масштаба выброса СПГ и глубины пробойны.

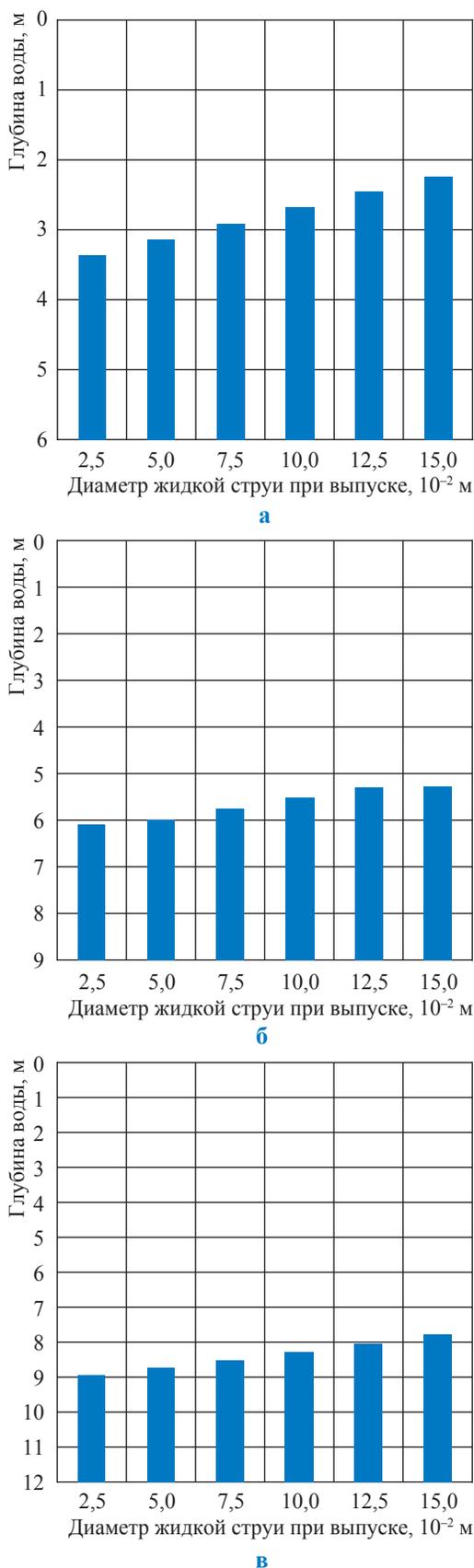


Рис. 8. Результаты расчетов интегральных расстояний для испарения СПГ и нагрева его паров до температуры воды при глубинах выпуска 6 (а), 9 (б) и 12 (в) метров

При обосновании параметров «функции источника» (в данном случае можно принимать точечный источник на поверхности воды) для последующего расчета дисперсии в атмосфере парового облака целесообразно, видимо, рассматривать два варианта исходной температуры паров СПГ – равную температуре насыщения при атмосферном давлении и равную температуре морской воды – с весовыми коэффициентами вариантов 0,3 и 0,6. С определенным приближением можно принять также аналогичный сценарий и для случая образования пробоины в грузовой емкости выше уровня воды.

При этом необходимо учитывать, что для рассмотренных сценариев аварийного истечения СПГ под и над водой, т.е. при полном испарении СПГ, потенциальное воспламенение паров может произойти только после их смешения с воздухом до определенных концентраций и только от внешнего источника зажигания. В отличие от перечисленных, сценарий истечения СПГ на уровне ватерлинии и последующего масштабного растекания по поверхности воды характеризуется возможностью загорания (паров) СПГ за счет кинетической энергии внешнего удара с последующим тепловым воздействием расширяющегося пожара-разлития на элементы конструкций судов и окружающую среду. Подробно этот сценарий аварии будет рассмотрен в следующих выпусках сборника.

Список литературы

1. Woodward J.L. LNG risk based safety: modeling and consequence analysis / John L. Woodward, Robin V. Pitblado; AIChE. – Нью-Джерси, Канада: Wiley, 2010. – 374 с.
2. LNG Safety Research: Report to Congress / U.S. Department of Energy. – Washington, May, 2012.
3. Kalan R.J. LNG cascading damage study. Vol. I: Fracture testing report / R.J. Kalan, J.P. Petti. – Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2010. – SAND2011-3342.
4. Pitblado R.M. Consequences of LNG marine incidents / R.M. Pitblado, J. Baik, G.J. Hughes // CCPS Conference, Orlando, June 29 – July 1 2004. – С. 1–20.
5. Hightower M. Guidance on risk analysis and safety implication of a large liquefied natural gas (LNG) spill over water: Sandia report / Mike Hightower, Louis Gritzko, Anay Luketa-Hanlin et al. – Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2004. – SAND2004-6258.

6. Luketa A. Breach and safety analysis of spills over water from large liquefied natural gas carriers: Sandia report / Anay Luketa, M. Michael Hightower, Steve Attaway. – Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2008. – SAND2008-3153.
7. Burgess D. Hazards of spillage of LNG into water: PMSCR Report / D. Burgess, J. Biordi, J. Murphy. – Питтсбург, Пенсильвания: US Dept. of Interior, 1972. – Report № 4177.
8. Raj P. Underwater LNG release test findings: Experimental data and model results / R.Qi.P. Raj, M. Mannan // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. – 2011. – № 24. – С. 440–448.
9. Raj P. Underwater LNG release: Does a pool form on water surface? What are the characteristics of the vapor released? / P. Raj, L. Bowdoin // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. – 2010. – № 23. – С. 753–761.
10. Drake E.M. Prevent LNG «rollover» / E.M. Drake, J.M. Geist, K.A. Smith // Hydrocarbon Processing. – 1973. – № 52. – С. 87–90.

Substantiation of possible scenarios and assessment of liquefied natural gas spillage aftereffects at accidental tightness violation of tanker cargo reservoirs

D.V. Lyugay¹, V.S. Safonov^{1*}

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

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

Abstract. Paper reveals specifics and dynamics of accidental liquefied natural gas (LNG) discharge from cargo reservoirs of a tanker at various scenarios of simultaneous formation of gaps in an external body of a vessel and in a cargo reservoir, namely: at a waterline level, over the water (for spherical reservoirs), and under the water. The heat-mass-exchange processes in case of water penetration into the case-to-case space of the vessel are analyzed. The danger of ship-steel embrittlement due to cryogenic exposure of LNG onto the construction elements and body skin of the vessel is shown. It is ascertained that during LNG discharging into a water column active disintegration of a stream and evaporation of drops will occur, on water surface only a bobbling gas-fluid spot will be observed. Similarly in case of LNG discharge over the water it will completely evaporate, and further the stream will enter the water column. When damages are located at the waterline level, the extended spillage of LNG layer over the water surface will occur together with origination of a variable-yield vapor generator. They will constitute hazards of LNG vapors and air mix firing just in a moment of a ram attack by another ship, which will be followed by spillage of burning LNG.

Keywords: accidents at LNG tankers, LNG discharge into environment, evaporation of LNG within a water column, cryogenic exposure of LNG onto vessel constructions.

References

1. WOODWARD, J.L., R.V. PITBLADO. AICHe. *LNG risk based safety: modeling and consequence analysis*. New Jersey, Canada: Wiley, 2010.
2. U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. *LNG Safety Research: report to Congress*. Washington, May, 2012.
3. KALAN, R.J., J.P. PETTI. *LNG cascading damage study. Vol. I: Fracture testing report*. Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2010. SAND2011-3342.
4. PITBLADO, R.M., J. BAIK, G.J. HUGHES. Consequences of LNG marine incidents. In: *CCPS Conference, Orlando, June 29 – July 1, 2004*, pp. 1–20.
5. HIGHTOWER, M., L. GRITZO, A. LUKETA-HANLIN et al. *Guidance on risk analysis and safety implication of a large liquefied natural gas (LNG) spill over water: Sandia report*. Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2004. SAND2004-6258.
6. LUKETA, A., M.M. HIGHTOWER, S. ATTAWAY. *Breach and safety analysis of spills over water from large liquefied natural gas carriers*: Sandia report. Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2008. SAND2008-3153.
7. BURGESS, D., J. BIORDI, J. MURPHY. *Hazards of spillage of LNG into water: PMSCR Report*. Pittsburgh, PA: US Dept. of Interior, Bureau of Mines, 1972. Report no. 4177.
8. RAJ, Qi. P. R., M. MANNAN. Underwater LNG release test findings: Experimental data and model results. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. 2011, no. 24, pp. C. 440–448. ISSN 0950-4230.
9. RAJ, Qi. P. R., L. BOWDOIN. Underwater LNG release: Does a pool form on water surface? What are the characteristics of the vapor released? *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. 2010, no. 23, pp. 753–761. ISSN 0950-4230.
10. DRAKE, E.M., J.M. GEIST, K.A. SMITH. Prevent LNG «rollover». *Hydrocarbon Processing*. 1973, no. 52, pp. 87–90. ISSN 0018-8190.

УДК 614.8:629.543

Анализ особенностей растекания и испарения СПГ на водной поверхности при аварийных нарушениях герметичности грузовых емкостей танкеров

В.С. Сафонов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Рассмотрены особенности растекания сжиженного природного газа (СПГ) по поверхности воды при аварийном образовании пробоины в корпусе танкера и грузовой емкости на уровне ватерлинии. Проанализированы современные подходы к моделированию растекания СПГ как кипящей жидкости в сравнении с движением пленки нефти. Обращено внимание на то, что в реальных процессах за счет «механического вторжения» СПГ в слой воды и повышенной турбулентности на границе раздела сред теплоприток к СПГ от воды может существенно превышать конвективно-кондуктивный теплоприток при организованном в большинстве экспериментов «идеальном» растекании СПГ по поверхности воды без перемешивания. Рассмотрены условия образования на поверхности воды льда и его влияние на теплообменные процессы. Предложена инженерная методика расчета характеристик процесса льдообразования.

Ключевые слова: аварии на танкерах, растекание сжиженного природного газа по водной акватории, моделирование гидродинамических и теплообменных процессов, образование льда на воде.

В связи с возрастанием угрозы различного рода противоправных воздействий на объекты энергетической инфраструктуры, в том числе танкеры для перевозки сжиженного природного газа (СПГ), в США и ряде стран ЕС активно изучаются возможные сценарии развития подобных инцидентов с целью их недопущения и минимизации последствий. Ввиду актуальности проблемы и для отечественной практики далее проанализированы и обобщены современные представления об особенностях растекания и испарения СПГ на неограниченной водной поверхности, в том числе в условиях одновременного горения СПГ, при нарушениях герметичности грузовых емкостей танкера. По мнению экспертов, наибольший интерес представляет сценарий аварии с танкером СПГ с образованием пробоины на уровне ватерлинии. (Варианты истечения СПГ из пробоин над и под водой рассмотрены ранее [1].) Сценарий нарушения герметичности грузовых емкостей СПГ на уровне ватерлинии предполагает отсутствие или минимальное смешение СПГ с водой и его растекание по поверхности воды с формированием «функции источника» паров СПГ переменной мощности.

В общем случае при растекании жидкости на гладкой поверхности (без учета волнений поверхности) выделяют три режима [2]:

- *гравитационно-инерционный*, когда выполняется примерное равенство сил тяжести (потенциальная энергия) и сил инерции (кинетическая энергия);
- *гравитационный*, когда силы гравитационного расширения примерно равны силам вязкостного сопротивления;
- *поверхностного натяжения*, когда для тонких пленок доминирующими становятся силы вязкостного сопротивления и поверхностного натяжения.

В большинстве опубликованных в технической литературе моделей растекания СПГ по водной поверхности принимается, что процесс будет протекать в гравитационно-инерционном режиме. В этом случае из общих соображений для скорости растекания на неограниченной поверхности можно записать:

$$\frac{dR}{d\tau} = k_s \sqrt{\frac{\bar{g} V_R}{\pi R^2}} = k_s \sqrt{\frac{M_R \bar{g}}{\pi \rho}} \frac{1}{R}, \quad (1)$$

где M_R , V_R – соответственно масса и объем СПГ в «луже»; R – текущий радиус «лужи»;

$\bar{g} = g \left(1 - \frac{\rho}{\rho_b} \right)$ – приведенное ускорение, учи-

тывающее частичное погружение СПГ плотностью ρ в воду плотностью ρ_b (g – ускорение свободного падения); k_s – коэффициент сопротивления; Δ – толщина слоя СПГ; τ – время.

Существует определенное теоретическое обоснование значения $k_s = 1,16$. Однако на практике используется числовое значение $k_s = 1,41$, скорректированное с учетом имеющихся экспериментальных данных [3].

Интегрирование уравнения (1) при постоянных значениях объема (массы), что строго справедливо только для «мгновенного» выброса, дает простую функцию вида $R = A\sqrt{\tau}$. Подобного рода выражения справедливы до некоторых минимальных (стабильных) значений толщин слоя СПГ Δ_{\min} . В различных печатных источниках приводятся неодинаковые значения Δ_{\min} . Так, рядом экспертов принимается в расчетах $\Delta_{\min} = 0,01$ м, в экспериментах компании Esso [4–6] зафиксированы значения 0,0044 и 0,0067 м. Компанией «Газ де Франс» (*фр.* Gaz de France) по результатам промышленных экспериментов рекомендовано принимать среднюю толщину слоя СПГ, м, при разливах: на воде – 0,003; на бетонной поверхности – 0,01; на «среднем грунте» – 0,03; на гравии – 0,05.

Эксперименты по разливам СПГ на неограниченную поверхность [7, 8] свидетельствуют о том, что на определенных этапах процесса испарения сплошной слой СПГ «распадается» на отдельные участки. Этот распад начинается в центре «лужи», где толщина пленки СПГ минимальна (строго, речь может идти о «мгновенных» разливах), и заканчивается испарением некоторой «кольцевой площади» на периферии. По данным П.К. Раджа [8], распад сплошности начинается при соотношении массы на единицу поверхности 0,16 фунт/фут², что соответствует толщине пленки 0,006 фута (0,0018 м). У. Мей [6], обобщив данные Хоулта и Раджа [7–9], предложил следующее выражение для расчета предельного радиуса растекания ($R_{\text{пр}}$, фут), после которого начинается распад сплошности в функции начального объема разлива (V_0 , фут³) – $R_{\text{пр}} = 3,56V_0^{0,35}$.

Изменение текущего объема СПГ в «луже» за счет теплопритока и испарения:

$$\frac{dV_R}{d\tau} = \frac{m_R \pi R^2}{\rho}, \quad (2)$$

где m_R – массовая интенсивность испарения с единицы поверхности, кг/(м²·с).

Совместное решение дифференциальных уравнений для скоростей растекания ($dR/d\tau$) и изменения при испарении объема «лужи» ($dV_R/d\tau$) при определенных дополнительных упрощениях позволяет получить необходимые аналитические выражения. Так, для «мгновенного» разлива СПГ исходного объема V_0 , фут куб., максимальное значение радиуса $R_{\text{макс}}$, фут, и соответствующее время τ , мин, определяются выражениями:

$$R_{\text{макс}} = \frac{7,4V_0^{3/8}}{9_*^{3/8}}; \quad (3)$$

$$\tau = \frac{8,8V_0^{1/4}}{9_*^{1/2}},$$

где линейная скорость испарения СПГ (9_*) измеряется в дюймах в минуту.

В работе Ф. Доджа [2] представлены модели растекания СПГ для варианта постоянной (или осредненной за интервал времени) интенсивности истечения:

- для гравитационно-инерционного режима ($0 \leq \tau \leq \tau_1$):

$$R(\tau) = 1,24 [\bar{g}G(\Delta\tau)]^{1/4} \tau^{3/4}$$

при $\tau \leq \tau_1 = \left(\frac{1,09}{1,24} \right)^6 \sqrt{\frac{G(\Delta\tau)}{\mu_b \rho \bar{g}}}; \quad (4)$

- для гравитационно-вязкостного режима ($\tau > \tau_1$):

$$R(\tau) = 1,09 \left[\frac{\bar{g} \mu_b}{\rho \rho_b} \right]^{1/6} \sqrt[3]{G(\tau)\tau^{12}}, \quad (5)$$

где G – интенсивность истечения СПГ, кг/с; ρ – плотность СПГ, кг/м³; μ_b – динамическая вязкость воды, Па·с, τ измеряется в секундах. Обозначение $G(\Delta\tau)$ показывает, что выражения (4), (5) можно использовать и для переменного во времени расхода при его аппроксимации ступенчатой функцией. При этом получаем соответствующие приращения $\Delta R = R_{j+1} - R_j$.

В работах Д. Фей [10, 11] обращается внимание на следующее важное отличие моделей растекания СПГ от «стандартных» моделей растекания нефти. В общем случае при толщине Δ пленки жидкости часть ее слоя (Δ_b) будет погружена ниже уровня воды, а часть ($\Delta_{\text{возд}}$) – выступать над водой ($\Delta = \Delta_{\text{возд}} + \Delta_b$). Погруженная в воду часть слоя жидкости по мере движения будет вытеснять воду, что создает сопротивление и замедляет движение пленки. Отношение

толщин выступающей и погруженной в воду частей пленки служит мерой сопротивления и выражается через параметр $n = \bar{\rho}/(1 - \bar{\rho})$, где $\bar{\rho} = 1 - \rho/\rho_v$. По данным Хоулта [7, 9], для нефти $\bar{\rho} = 0,1$ и $n = 0,11$; для СПГ $\bar{\rho} = 0,58$ и $n = 1,38$, что указывает на значительно большее влияние эффекта торможения передней кромки «лужи» для нефти по сравнению с СПГ.

Необходимо также учитывать то обстоятельство, что происходящее на поверхности воды кипение СПГ будет насыщать слой жидкости пузырьками пара, тем самым снижая фактическую плотность СПГ до величины $\rho_* = \rho(1 - \chi)$, где χ – объемное паросодержание. В рамках рассмотрения этой задачи в работе Д. Фея (2007 г.) [11] силы плавучести (скорость движения W_n пузырька пара диаметром d_n) приравниваются к его аэродинамическому сопротивлению, т.е. $\rho W_n^2 d_n^2 \sim \rho_* g d_n^3$; $W_n^2 = g d_n (1 - \chi) \sim \sqrt{g d_n}$. Диаметр d_n определяется из равновесия между силами поверхностного натяжения (ϕ) и силами плавучести,

$$\text{т.е. } W_n \sim \sqrt{\frac{\phi}{g\rho}}; \quad d_n \sim \left(\frac{\phi g}{\rho}\right). \quad \text{Тогда } \chi = \frac{m_R \rho^{1/4}}{\rho_n (\phi g)^{1/4}},$$

где ρ_n – плотность насыщенных паров. Как показали расчеты, для характерных условий разлива СПГ на воду максимальное значение χ может составлять 0,5 (что близко к содержанию максимально упакованных сферических пузырьков в единице объема жидкой фазы). Тогда получим $\bar{\rho} = 0,8$ и $n = 4,0$ (т.е. около 80 % объема «лужи» СПГ будет находиться выше поверхности воды), что уже принципиально отличает разлив СПГ от разлива нефти с точки зрения влияния сил сопротивления на динамику растекания.

Как показано Д. Фейем, с достаточной для инженерных целей точностью можно принимать, что в процессе растекания СПГ средняя величина потенциальной энергии остается равной средней величине кинетической энергии. Тогда, если скорость растекания слоя СПГ $W = R/\tau$, средняя толщина слоя $\Delta = V_R/\pi R^2$ (где V_R – тонущий объем жидкости), а интенсивность выливания СПГ из пробоины $w = \sqrt{2gH}$ (где H – гидростатический напор столба жидкости), можно записать:

$$\frac{dV_R}{dt} = -\frac{m_R \pi R^2}{\rho} = -\frac{m_R}{\rho} \pi W^2 \tau, \quad (6)$$

откуда при условии $\Delta \rightarrow 0$ при $R \rightarrow R_{\text{макс}}$ можно получить выражение для расчета предельного

радиуса растекания СПГ $R_{\text{макс}}$ и соответствующее ему время $\tau_{\text{макс}}$.

Сопоставление выражений (3), (4), (6) с данными экспериментов по разливу СПГ на воде (Китайское озеро) показало удовлетворительное согласование для постоянного расхода СПГ и определенные расхождения по времени достижения $R_{\text{макс}}$ для «мгновенно» выброса.

Приведенные выше выражения (3)–(6) основаны на простейших балансовых уравнениях и в силу этого применимы для ограниченного числа сценариев аварийного разлива. Поэтому для рассматриваемых в данной работе целей непосредственный практический интерес представляют результаты тех исследований, где из баланса гравитационно-инерционных сил и сил трения получено дифференциальное уравнение относительно радиуса растекания жидкости [12, 13]:

$$\frac{d^2 R}{d\tau^2} = \Phi_s 4 \bar{g} \frac{\Delta}{R} - C_c, \quad (7)$$

где C_c – параметр сопротивления, м/с^2 ; «коэффициент формы» Φ_s зависит от параметра $s = \frac{\Delta_R}{\Delta}$, в котором Δ_R – толщина слоя СПГ

по передней кромке, $\tilde{\Delta}$ – средняя толщина по всей поверхности разлива:

$$\Phi_s = \begin{cases} 1 - s, & s < 2; \\ -\frac{s^2}{4}, & s > 2. \end{cases}$$

Толщина пленки жидкости в общем случае меняется от центра «лужи» к фронту движения. Если $s < 1$, то поперечное сечение «лужи» имеет форму условно выпуклой линзы, если $s > 1$ – вогнутой линзы. Средняя толщина пленки $\tilde{\Delta} = V_R/F$ является несколько неопределенной величиной, поскольку зависит от изменяющихся во времени объема разлива V_R и площади поверхности контакта с водой F .

По данным ван ден Боша и Ветерингса [12], для большинства практически важных сценариев $s > 1$ и может быть рассчитана как $s = \frac{W^2}{\bar{g} \Delta \text{Fr}^2}$, где Fr – число Фруда; по дан-

ном автора [13], при растекании СПГ на воде $\text{Fr} = 1,079$. В данном случае по смыслу величина Fr^2 представляет собой лобовое сопротивление

растеканию. Условие $s > 2$ означает, что «лука» теряет сплошность и распадается на отдельные части. Поскольку при $s \sim 2$ растекающаяся жидкость имеет переходную форму, для удобства вводятся дополнительные параметры $j = 1$ при $s > 2$ и $j = 2/s$ при $s < 2$.

Коэффициент Φ_s зависит от ряда факторов, в том числе от поверхностного натяжения СПГ (ϕ , Н/м). При этом толщина пленки на фронте растекания ($\Delta_R^{(\phi)}$, м) может быть определена как $\Delta_R^{(\phi)} = \left(\frac{\phi}{g\rho}\right)^{\frac{1}{2}}$. Аналогичным сдерживающим фактором является кинематическая вяз-

кость СПГ (ν , м²/с). Тогда $\Delta_R^{(\nu)} = \left(\frac{6\nu Q}{\pi g}\right)^{\frac{1}{4}}$, где

Q – объемный расход СПГ из пробоины, м³/с. В расчетах рекомендуется принимать максимальное из полученных по этим формулам значение толщины пленки СПГ ($\Delta_{\text{макс}}$).

С учетом отмеченных положений для расчета параметра s рекомендовано выражение

$$s = N + \sqrt{N^2 + \left(\frac{\Delta_{\text{макс}}}{\tilde{\Delta}}\right)^2};$$

$$N = \frac{w^2}{2Fr^2 \tilde{g} \Delta}.$$

Входящий в исходное дифференциальное уравнение (7) параметр сопротивления C_c зависит от режима течения СПГ на водной поверхности.

Для ламинарного режима $C_c^{(\nu)} = \beta(s) n \nu w^2 (1-f) / \tilde{\Delta}^2$, где $n \cong 0,66$ – безразмерный параметр [14], определяющий вертикальный профиль скорости в пленке; аналогично горизонтальный профиль определяет параметр $\beta(s) = 2,53j^2$; f – параметр, определяющий «наведенное» движение воды под пленкой, находится в неявном виде из уравнения

$$f^{1,5} \frac{\mu}{\mu_b} \sqrt{\frac{W \tilde{\Delta}^2}{v_b R}} \frac{1}{j} = 1 - f,$$

в котором μ – динамическая вязкость СПГ, Па·с.

Для турбулентного режима $C_c^{(T)} = \alpha(s) C_f w^2 / \tilde{\Delta}$, где $\alpha(s) = 4,49j$; $C_f \sim 0,0015$.

Численное интегрирование исходного дифференциального уравнения (7) с учетом приведенных соотношений для определения Φ_s и C_c показало, что скорость расширения «луки» близка при этом к расчетной, полученной с использованием формул (3), (4) [13]. В качестве иллюстрации на рис. 1, 2 представлены результаты расчетов компании DNV, проведенных по модели гравитационно-инерционного растекания при площади пробоины в грузовой емкости на уровне ватерлинии 2 м².

Выше отмечено, что точность моделей растекания «луки» СПГ, а следовательно, и достоверность формирования краевых условий для последующего расчета дисперсии паров СПГ в атмосфере напрямую зависят от точности определения теплопритока от подстилающей водной поверхности. По этому вопросу среди специалистов сегодня нет единого мнения.

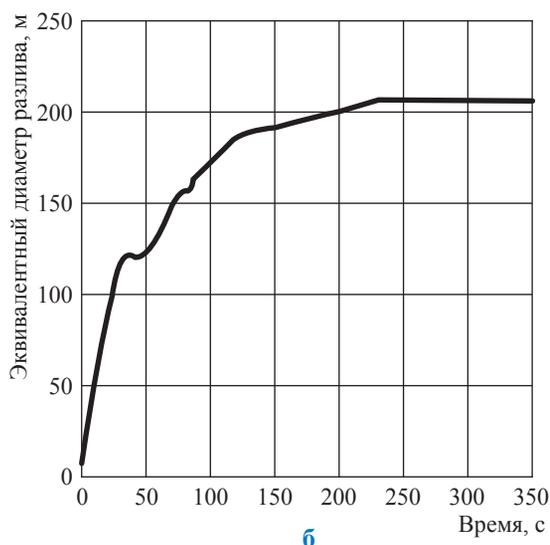
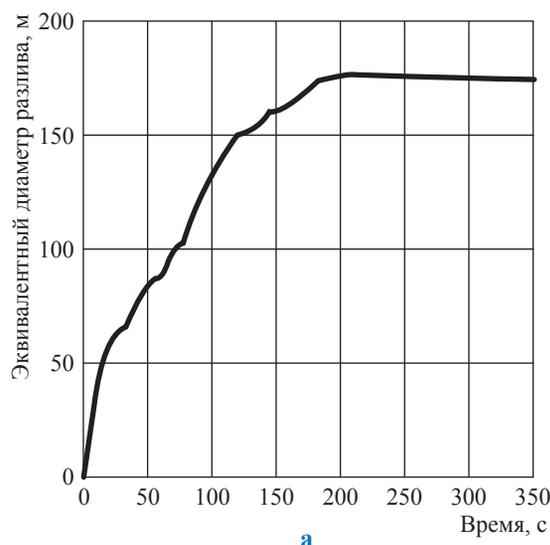


Рис. 1. Динамика растекания СПГ на поверхности моря при образовании пробоины площадью 2 м² в грузовой танке: а – сферическом; б – мембранным

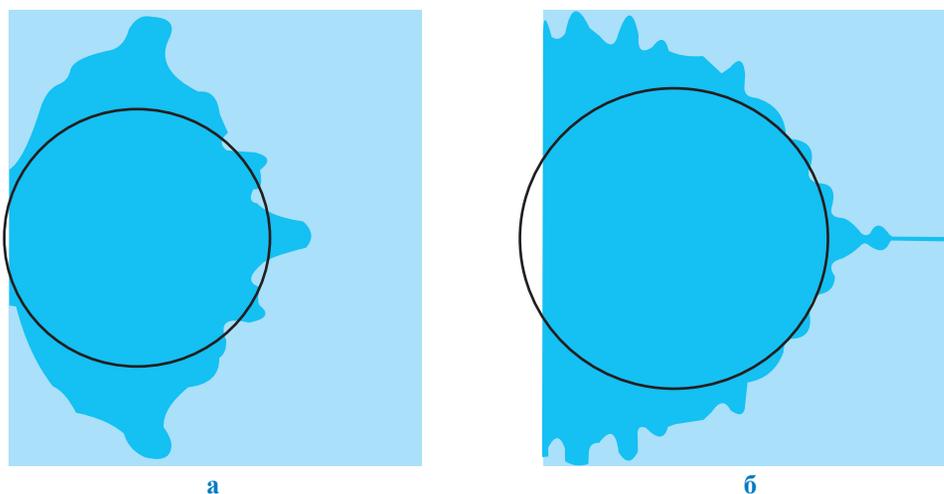


Рис. 2. Предельный размер разлива СПГ на поверхности моря из пробойны площадью 2 м^2 на момент времени 300 с: а – из сферического танка (диаметр окружности – 180 м); б – из мембранного танка (диаметр окружности – 210 м)

На рис. 3 для справки приведены сводные экспериментальные данные по разливам сжиженных газов и криогенных жидкостей на воде [15], полученные в период до 1983 г. (т.е. без учета серии экспериментов Phoenix в 2009–2010 гг.).

Как показано автором ранее [13] (рис. 4), при аварийных разливах СПГ на грунтах и различных строительных покрытиях в рамках классических механизмов кондуктивной теплопередачи, включая задачи фазового перехода типа задачи Стефана, теплоприток от подстилающей поверхности к СПГ убывает пропорционально $\tau^{-1/2}$ и для характерных теплофизических характеристик грунтов

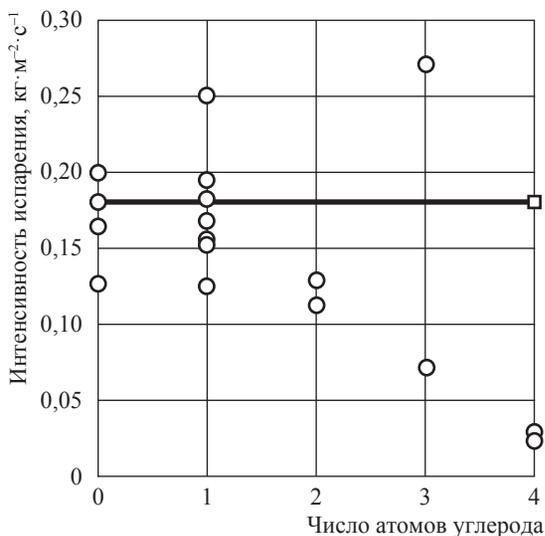


Рис. 3. Обобщение экспериментальных данных по интенсивности испарения сжиженных газов на воде

и строительных покрытий уже через 2...3 мин составляет $0,04 \dots 0,07 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{с}^{-1}$, а для теплоизолирующих покрытий – меньше чем $0,005 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{с}^{-1}$ (изломы кривых на рис. 4 связаны с переходом от пленочного к пузырьковому режиму кипения), в то время как теплоприток от воды (за счет возникающего циркуляционного массопереноса в верхнем слое воды) сохраняет практически постоянное значение ($\sim 0,18 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{с}^{-1}$).

В зарубежной литературе в большинстве источников, например см. [14, 17, 18], принимают интенсивность испарения СПГ на воде в 2,5 раза больше, чем на суше. В то же время, по мнению Дж.Л. Вудварда и Р.В. Питблэдо [15], для больших разливов за счет неизбежного частичного смешения СПГ с водой и активной турбулизации по границе раздела интенсивность теплопритока от воды может быть значительно выше, чем в опытах с «искусственно обеспеченным» растеканием по гладкой поверхности воды (т.е. без смещения и при кипении СПГ в пленочном режиме). Определенным подтверждением этого явления можно считать экспериментально установленную корреляцию (Китайское озеро) скорости испарения СПГ от интенсивности разлива (рис. 5), величину которого можно, видимо, связывать с масштабом турбулентных процессов по границе раздела.

Следует отметить, что влияние турбулентности на теплообменные процессы установлено еще в 1970-х гг. в ходе экспериментов Горного бюро США (англ. US Bureau of Mines).

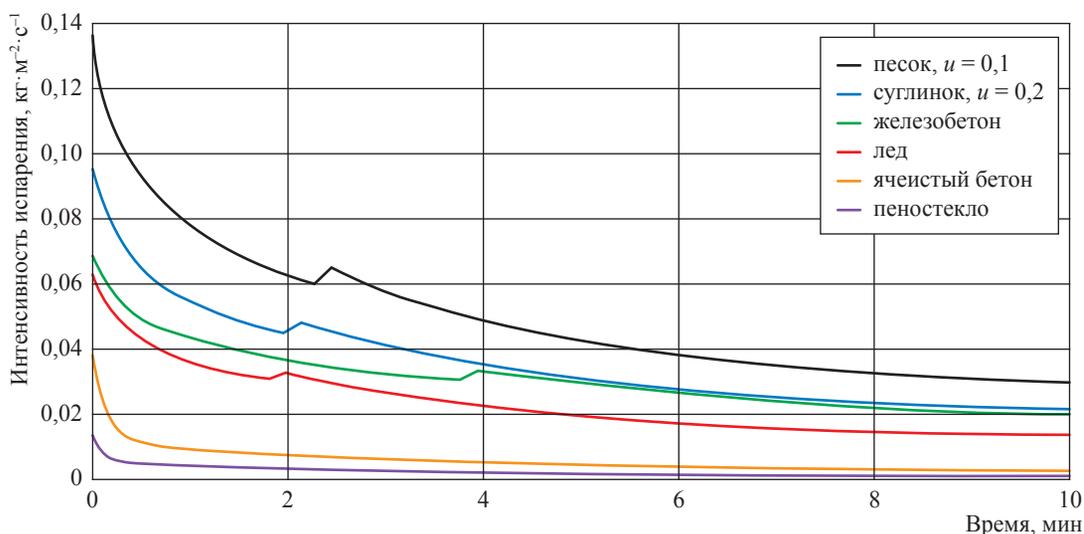


Рис. 4. Зависимость интенсивности испарения СПГ на различных непроницаемых покрытиях от времени

При одинаковых условиях были проведены два опыта: когда СПГ выливался либо непосредственно на поверхность воды, либо на расположенную практически на поверхности воды тонкую алюминиевую пластину. Во втором случае теплоприток к СПГ (интенсивность испарения СПГ) составляли лишь половину теплопритока в случае прямого разлива на воду [17, 18].

С учетом отмеченных положений предложено учитывать интенсификацию теплопередачи к СПГ с помощью коэффициента турбулентности $F_T = \frac{\alpha_*}{\alpha_{пл}} > 1$, где α_* – фактический коэффициент теплопередачи; $\alpha_{пл}$ –

коэффициент теплопередачи при «спокойном» кипении, т.е. при пленочном режиме. Для определения F_T были использованы результаты испытаний компании Esso по разливам СПГ на воду в Мексиканском заливе [4, 6]. Коэффициент F_T находился обратным пересчетом с использованием экспериментальных данных при скорости разлива СПГ 14,6 м/с (рис. 6). В испытании № 11 (Esso-11) СПГ выливался с расходом 0,292 м³/с в течение 35 с, и F_T снизился с 11 примерно до 4 в течение 25 с. В испытании № 12 (Esso-12) СПГ был разлит с расходом 0,15 м³/с в течение 6,2 с, и F_T снизился примерно с 12 до 4 в течение 10 с.

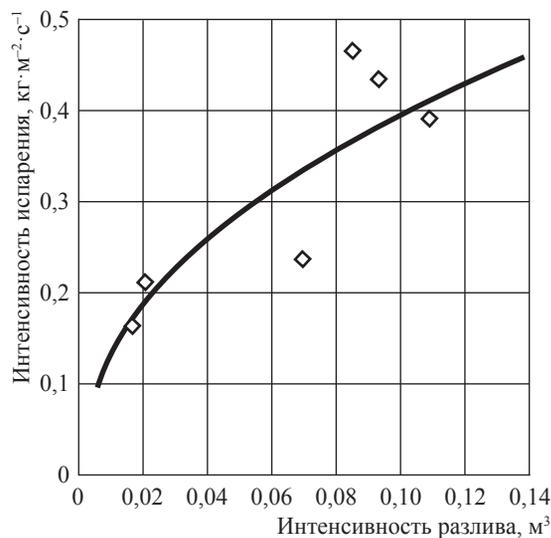


Рис. 5. Влияние интенсивности разлива на скорость испарения СПГ на воде

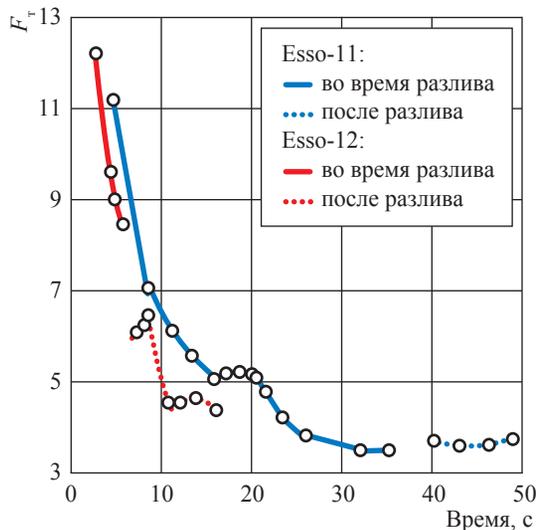


Рис. 6. Расчетные значения коэффициента турбулентности в передаче тепла к СПГ от воды при разливе со скоростью 14,6 м/с

Важным результатом этих исследований считается наблюдаемое установившееся значение F_T между 3 и 4, что не учитывалось в испытаниях для преднамеренно «мягких» условий разлива. Из общих соображений предполагается, что коэффициент F_T пропорционален скорости движения СПГ в момент контакта с поверхностью воды и, видимо, будет зависеть от общей массы разлива СПГ.

Если рассматривать истечение СПГ на высоте H над поверхностью воды под углом Θ к горизонту, то при начальной скорости истечения U в первом приближении скорость на поверхности контакта с водой

$$U_s = \sqrt{(U \sin \Theta)^2 + 2gH}.$$

В испытании Esso-11 было принято значение $U_s = 14,6$ м/с (рис. 7). Предполагается, что:

$$F_T = F_{T_0}^* \left(\frac{U_s}{U_0} \right)^n,$$

где U_0 – нормированная скорость (принято

$$U_0 \approx U_s); F_T^* = 10(10Fo)^{-0,207}, Fo = \frac{a_{ж} \tau}{\Delta^2} - \text{число}$$

Фурье; $a_{ж} = \frac{\lambda}{c\rho}$ – коэффициент температуропроводности СПГ (c – удельная массовая теплоемкость СПГ; λ – коэффициент теплопроводности СПГ).

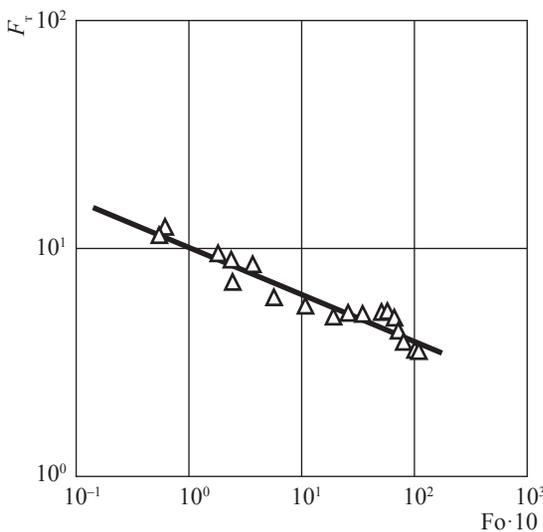


Рис. 7. Зависимость коэффициента турбулентности от времени разлива (для $U_s = 14,6$ м/с)

На основании того, что эффект «вторжения» СПГ в воду с точки зрения интенсификации парообразования в максимальной степени проявит себя на стадии растекания СПГ по поверхности и формирования предельных размеров «лужи» (условное равенство масс СПГ, поступающего из пробойны, и СПГ, испаряющегося за счет теплопритока от воды и атмосферы), проведено сравнение [15] расчетных и экспериментально наблюдаемых в опытах Esso-11, -12 предельных размеров «луж», которое показало, по-видимому, неоднозначность результатов.

В рамках обоснования влияния турбулентных процессов на границе раздела «СПГ – вода» считается возможным использовать для расчета теплоотдачи аналогию с обтеканием цилиндра потоком жидкости [19]. При этом имеется в виду модель гравитационно-инерционного растекания цилиндрического объема СПГ, когда часть слоя СПГ погружена в воду:

$$\alpha = \alpha_0 \left(\frac{w}{w_0} \right)^n;$$

$$n = 5,12 \cdot 10^{-2} D + 0,8723,$$

где α, α_0 – коэффициенты теплопередачи в различные моменты времени между водой и СПГ, движущимся соответственно со скоростями w и w_0 по фронту; D – диаметр цилиндрического слоя, м. Из этой формулы следует, что уже при $D \rightarrow 10, n \rightarrow 1$ и коэффициент α пропорционален скорости движения.

Разделяя в целом выводы Вудварда и Питблэда [15] о выраженном влиянии турбулентных процессов (возмущений) на теплопередачу от воды к СПГ (с учетом в том числе исследований П. Раджа [8]), автор считает необходимым более четко сформулировать и дать ответ на следующие вопросы:

- при каких условиях «вторжения» СПГ в воду будет происходить деформация и/или распад по крайней мере части сплошного массива СПГ на отдельные фрагменты вплоть до дробления СПГ на капли характерных размеров?
- как будет происходить теплообмен фрагментов (капель) СПГ с массивом воды, включая влияние кинетических эффектов и состава СПГ на возможность возникновения «парового взрыва» (эффекта RPT)?
- на какие части общей (предельной) поверхности разлива и общего времени испарения

(горения) «лужи» будут распространяться исходные турбулентные возмущения?

Ответы на эти вопросы требуют, по мнению автора, дополнительных теоретических и экспериментальных исследований.

В ходе экспериментальных исследований процессов аварийного разлива СПГ на водных акваториях в ряде случаев зафиксировано образование льда или шугообразной массы (гидратов) на поверхности воды [7, 9, 10]. Однако, поскольку это явление не носило систематического характера и, видимо, зависело от условий разлива СПГ на воду в конкретных экспериментах, а также в силу того, что каких-либо специальных измерений фазового перехода на границе раздела «СПГ – вода» не приводилось, на сегодня среди экспертов не существует единого мнения о механизмах образования льда и влиянии льдообразования воды на интенсивность испарения СПГ и динамику растекания «лужи». Кроме того, если охлаждение и замерзание воды в отдельных работах и учитываются, то это делается в явно упрощенной форме. Ряд исследователей считает, что для крупных разливов СПГ вследствие высокой турбулентности на границе раздела фаз устойчивый слой льда образоваться не может. Кроме того, есть мнение, что при охлаждении массива воды в нем должны формироваться активные циркуляционные процессы, которые будут отводить тепло от поверхности воды, сохраняя примерно постоянные температурный градиент и коэффициент теплоотдачи.

Представляется, что категоричные суждения в этом вопросе не имеют под собой должного научного обоснования. Известно, что в массиве воды на морских акваториях происходят сопряженные достаточно сложные многомерные гидродинамические и тепломассообменные процессы, включающие в том числе возникновение разнонаправленных течений, стратификацию и локализованные циркуляционные процессы. Известно также, что классические нестационарные процессы теплопроводности далеко не в полной мере характеризуют сложный тепломассоперенос в неоднородных средах. Однако даже при указанных ограничениях наглядные аналитические решения определенного набора задач теплопроводности, включая задачи фазового перехода типа задач Стефана – Неймана, позволяют получить важную информацию по ряду аспектов этой проблемы.

В этой связи далее рассматриваются варианты приближенного решения одномерных задач охлаждения и замерзания массива воды при пленочном кипении СПГ на поверхности. При этом задача разбивается на ряд последовательных стадий.

А. Стадия охлаждения «полубесконечного» массива (воды). Для постоянных теплофизических характеристик задача сводится к решению одномерного дифференциального уравнения теплопроводности с граничными условиями:

$$\begin{aligned} -\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)_0 &= \alpha [T_{\text{ж}}^s - T(0, \tau)]; \\ \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)_{x \rightarrow \infty} &\rightarrow 0; \\ T(x, \tau) &\rightarrow T_0, \end{aligned}$$

где T_0 – температура воды в ненарушенности теплового состояния; $\alpha[\Delta T(\tau)] \equiv \alpha_{\text{пл}}$ – в общем случае переменный во времени коэффициент теплоотдачи от воды к СПГ при пленочном режиме кипения; $T_{\text{ж}}$ – температура СПГ.

Установлено [13], что при пленочном режиме кипения жидкого метана можно принять $\alpha_{\text{пл}} = n_1 + \frac{n_2}{\Delta T(\tau)}$. Показано, что для мак-

симальной температуры воды $T_0 = +25$ °С и $T_{\text{ж}} = -165$ °С к моменту льдообразования $T(0, \tau_*) = 0$ °С коэффициент теплоотдачи α изменится не более чем на 5,5 %, что позволяет провести его осреднение. В такой постановке задача имеет точное аналитическое решение, однако оно громоздко и малоприспособно для практического анализа.

На рис. 8 представлены расчеты понижения температуры поверхности воды в режиме пленочного кипения СПГ. Как видно, в силу высокого исходного градиента температуры интенсивность охлаждения воды очень высокая, что в целом подтверждается имеющимися экспериментами.

В силу громоздкости точного аналитического решения для получения инженерных оценок целесообразно использовать упрощенные методы, например метод интегрального теплового баланса [13], для чего необходимо аппроксимировать температурную функцию в массиве воды полиномом вида:

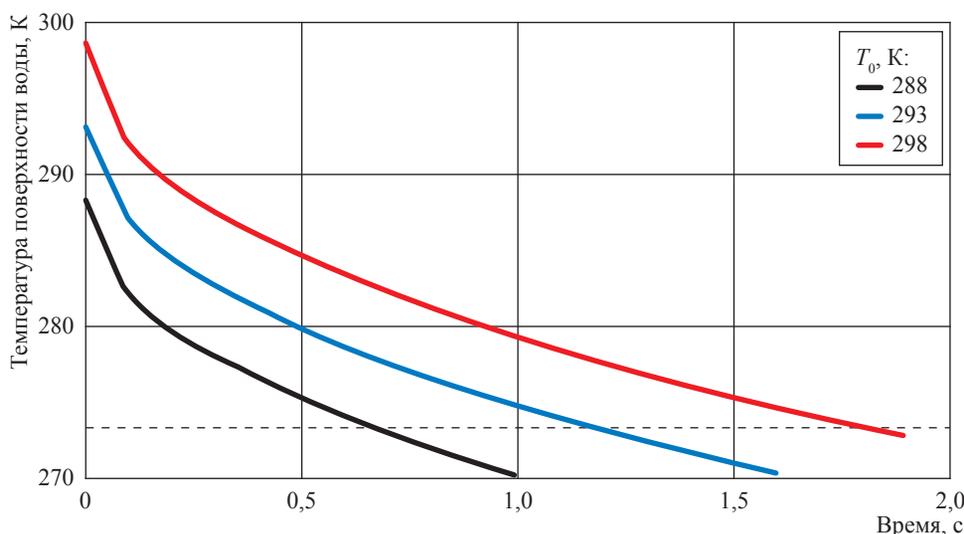


Рис. 8. Изменение температуры поверхности воды при разливе СПГ

$$\Theta = 1 - \frac{(y-x)^n}{y^{n-1} \left(y + \frac{\lambda_b n}{\alpha} \right)^n}. \quad (8)$$

где λ_b – коэффициент теплопроводности воды.

Тогда для расчета искомых величин можно получить следующие выражения:

- текущее положение «фронта охлаждения» $y(\tau)$ массива воды (из решения трансцендентного уравнения)

$$\tau = \frac{c\rho}{\lambda n(n+1)} \left[\frac{y^2(\tau)}{2} + \frac{\lambda n}{\alpha} y(\tau) \right] - \frac{\lambda c\rho}{\alpha^2} \frac{n}{n+1} \ln \left[\frac{\alpha}{\lambda n} y(\tau) + 1 \right]; \quad (9)$$

- время начала образования слоя льда (понижения температуры воды от исходной T_0 до температуры замерзания T_v)

$$\tau_* = \frac{\lambda c\rho}{\alpha^2} \frac{n}{n+1} \left[\frac{K_i^2}{2} - K_i - \ln(K_i + 1) \right],$$

где $K_i = \frac{T_0 - T_v}{T_v - T_{ж}}$; (10)

- глубину охлаждения слоя воды к моменту τ_* :

$$y(\tau_*) = \frac{\lambda}{\alpha} n K_i; \quad \alpha \equiv \tilde{\alpha}_{пл}; \quad (11)$$

- теплоприток от воды к кипящей жидкости в интервале времени $\tau \leq \tau_*$:

$$\frac{q(\tau)}{\alpha(T_0 - T_{ж})} = 1 - F(\tau);$$

$$F(\tau) = \left(1 + \frac{\lambda n}{\alpha y} \right)^{-1} n^{-1}. \quad (12)$$

Как показано автором ранее [13], при значении $n = 2$ обеспечивается высокая сходимость приближенного решения задачи с точным (методом конечных разностей).

Б. Стадия нарастания слоя льда. Задача формулируется как решение системы из двух дифференциальных уравнений теплопроводности (где индексы 1 и 2 соответственно маркируют обозначения величин для слоя льда и массива воды) с условием

Стефана – Неймана на границе раздела фаз и граничным условием III рода на границе «кипящий сжиженный газ – слой льда». При использовании метода интегрального теплового баланса задача расчета динамики фронта промерзания $\xi(\tau)$ сводится к решению обыкновенного нелинейного дифференциального уравнения первого порядка [13], которое может быть проведено стандартными методами, например методом Рунге – Кутты:

$$\frac{1}{a_1} \frac{d\xi}{d\tau} = \frac{\frac{\bar{\lambda} m K_t}{\Omega(\tau)} - \left(\frac{\lambda_1}{\alpha} + \xi\right)^{-1}}{\frac{1}{2} \left(\frac{\lambda_1}{\alpha}\right)^2 \left(\frac{\lambda_1}{\alpha} + \xi\right)^{-2} - \left(\frac{1}{2} + K_t + f\right)}, \quad (13)$$

где $\Omega = y(\tau) - \xi(\tau) = \sqrt{\left(\frac{\lambda_2}{\alpha} m K_t\right)^2 + 2m(m+1)a_2(\tau - \tau_*)}$; m – степень полинома функции

$$T_2(x, \tau); a = \frac{\lambda_j}{c_j \rho_j}; \bar{\lambda} = \frac{\lambda_2}{\lambda_1}; f = \frac{\bar{\alpha}}{c_1 \rho_1 (T_v - T_{ж})}; \bar{\alpha} - \text{теплота фазового перехода (замерза-$$

ния) единицы объема воды.

После нахождения функции $\xi(\tau)$ может быть рассчитана интенсивность испарения СПГ с единицы поверхности:

$$G(\tau) = \frac{\lambda_1}{\sigma} \frac{T_v - T_{ж}}{\frac{\lambda_1}{\alpha} + \xi(\tau)}, \quad (14)$$

где σ – теплота испарения единицы массы сжиженного газа.

Показано [13], что наилучшее согласование приближенного решения с точным (метод конечных разностей) обеспечивается при линейной аппроксимации температурного профиля в слое льда и при степени полинома температурной функции $T_2(x, \tau)$ $m = 4$.

Для обоснования возможности дополнительных упрощений исходной задачи запишем ее интегральный аналог в виде:

$$\frac{\partial}{\partial \tau} \left\{ \int_0^{\xi} [c_1 \rho_1 [T_0 - T_1(x, \tau)] + \bar{\alpha} dx + c_2 \rho_2 \int_{\xi(\tau)}^{y(\tau)} [T_0 - T_2(x, \tau)] dx \right\} = \alpha [T_1(0, \tau) - T_{ж}^s]. \quad (15)$$

Очевидно, что теплоприток к фронту фазового перехода $\xi(\tau)$ за счет дальнейшего охлаждения слоя воды от T_0 до T_v «тормозит» движение фронта замерзания воды. Исходя из этого положения примем дальнейшие упрощения задачи.

Б.1. Пусть $q_2(\tau) = \lambda_2 \left(\frac{\partial T_2}{\partial x} \right)_{\xi} = 0$, а на границе контакта сжиженного газа со льдом

имеется постоянное термическое сопротивление (паровая пленка) $\Delta_i \equiv \frac{\lambda_1}{\alpha}$. Тогда решение (15) имеет вид:

$$\begin{aligned} \xi &= \sqrt{\Delta_i^2 + 2\gamma\tau - \Delta_i}; \\ \gamma &= \frac{\lambda_1 (T_v - T_{ж}^s)}{\bar{\alpha}_*}; \\ \bar{\alpha}_* &= \bar{\alpha} + \frac{c_1 \rho_1 (T_v - T_{ж}^s)}{2}. \end{aligned} \quad (16)$$

Из этого решения следует, что общее время образования слоя льда глубиной ξ является суммой двух величин: $\tau = \tau_0 + \tau_r$, где τ_0 – время образования слоя льда без учета термического сопротивления на границе с кипящим сжиженным газом; τ_r – дополнительный интервал времени, необходимый для образования слоя льда при учете

термического сопротивления Δ_t . Полученное решение является верхней (завышенной) границей фронта фазового перехода на постоянную величину вне зависимости от глубины слоя замерзания воды.

Б.2. Пусть $q_2(\tau) \approx q_2(\tau)_* = \text{const}$; $\alpha = \tilde{\alpha}$; $T(0, t) > T_*$, т.е. принимаем, что теплоприток от слоя «талой» воды сохраняет при $\tau > \tau_*$ (на период замерзания слоя воды) свое максимально возможное значение (см. выше) $q_2(\tau_*) \equiv q_*$.

$$\frac{\partial}{\partial \tau} \int_0^{\xi} (c_1 \rho_1 [T_0 - T_1(x, \tau)] + \bar{\alpha}) dx + q_* = \alpha [T_1(0, \tau) - T_{ж}], \quad (17)$$

где $\frac{q_*}{\alpha(T_o - T_{ж})} = \frac{\vartheta_2 K_t + 1}{2\vartheta_2 K_t + 1}$; $\vartheta_2 = \frac{2\lambda_2}{\alpha}$.

Аналогично будет формулироваться задача и в предположении, что на границе «лед – массив воды» возникают циркуляционные процессы и теплоприток определяется функцией вида:

$$q_* \equiv q_v = \alpha_v (Ra)(T_o - T_v) = \text{const},$$

где коэффициент теплоотдачи определяется с использованием известных корреляций по тепломассопереносу между «горячей» (нижней) и «холодной» (верхней) пластинами; Ra – число Релея.

Решение (17) дает нижнюю оценку скорости нарастания слоя льда и может быть записано в виде:

$$\begin{cases} \bar{\xi} + \ln(1 - \bar{\xi}) + \Pi_0 = 0; \Delta_t = 0 \\ \bar{\xi} + \Pi_1 \ln\left(\frac{\Pi_1 - 1 - \bar{\xi}}{\Pi_1 - 1}\right) + \Pi_2 = 0; \Delta_t \neq 0, \end{cases} \quad (18)$$

где $\Pi_0 = \frac{q_*^2 \tau}{\lambda_1 \bar{\alpha}_{ж} (T - T_{ж})}$; $\bar{\xi} = \frac{\xi q_*}{\lambda_1 (T - T_{ж})} = \frac{\xi}{\xi_{\text{макс}}}$; $\Pi_1 = \frac{\lambda_1 (T_v - T_{ж}^s)}{q_* \Delta_t}$; $\Pi_2 = \frac{q_* \tau}{\bar{\alpha}_s \Delta_t}$;

$\xi_{\text{макс}} = \Delta_t (\Pi_1 - 1)$ – предельное значение фронта промерзания.

Для расчета $\bar{\xi}$ может быть использовано графическое решение задачи (рис. 9).

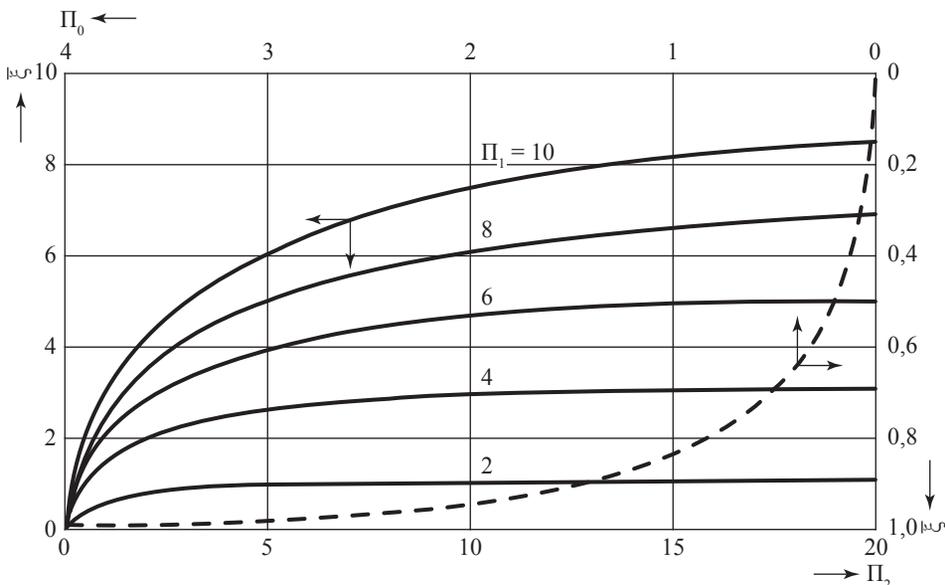


Рис. 9. К расчету фронта замерзания воды при разливе СПГ

$$\text{Б.3. } \lambda_2 \left(\frac{\partial T_2}{\partial x} \right)_{\xi} = \frac{q_0}{\sqrt{\tau}}; \quad q_0 = (T_0 - T_v) \sqrt{\frac{\lambda_2 c_2 \rho_2}{\pi}},$$

т.е. теплоприток от воды за счет ее дальнейшего охлаждения при $\tau > \tau_*$ определяется без учета движения фронта промерзания $\xi(\tau)$. Решение при $\Delta_i = 0$ получается в явном виде:

$$\beta = \sqrt{\Pi_3 + 1} - 1;$$

$$\beta = \frac{\bar{\alpha}_* \xi}{q_0 \sqrt{\tau}}; \quad \Pi_3 = \frac{2 \bar{\alpha}_* \lambda_1 (T_v - T_{ж}^s)}{q_0^2}. \quad (19)$$

Для этого случая фронт замерзания предела не имеет.

Это решение можно распространить и на случай $\Delta_i \neq 0$, имея в виду, что наличие температурного сопротивления $\Delta_i = \lambda_1/\alpha$ увеличивает время образования слоя льда на величину

$$\tau_* = \frac{\Delta_i \bar{\alpha}_* \xi}{\lambda_1 (T_v - T_{ж}^s)}.$$

Дж.Л. Вудвардом и др. [15] рассматриваемая задача решена численно в предположении, что под слоем льда в воде возникают активные циркуляционные процессы и постоянный градиент температур, т.е. теплоприток от массива воды постоянный. На рис. 10 показана динамика температуры на границе раздела фаз по мере нарастания слоя льда. Как показали расчеты, с момента льдообразования сначала за несколько секунд температура на поверхности льда резко падает до ~ 240 К (за это время образуется слой льда $\sim 0,5$ мм), и далее поверхность льда переходит в достаточно монотонный режим охлаждения.

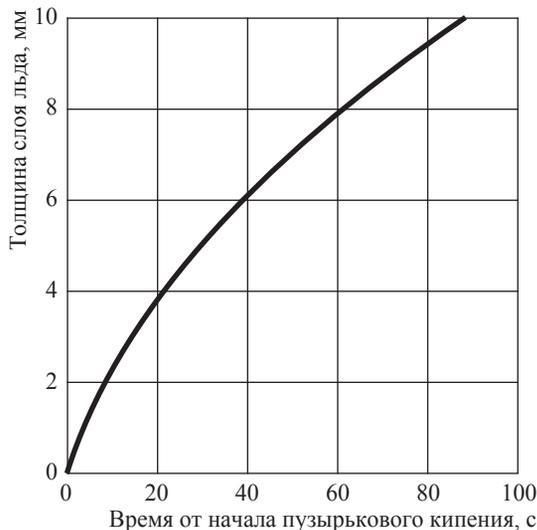


Рис. 11. Динамика нарастания слоя льда при пузырьковом режиме кипения СПГ на поверхности воды

По мере снижения градиента температур между насыщенной жидкостью и поверхностью произойдут сначала локальное, а потом общее нарушение сплошности паровой пленки и переход (через кризис кипения) к пузырьковому режиму с резкой интенсификацией теплообмена. По данным Вудварда и др. [15], этот процесс по времени составит от 10...15 с до нескольких десятков секунд. Динамика льдообразования воды при теплообмене с СПГ в режиме пузырькового кипения показана на рис. 11.

В качестве дополнительной иллюстрации на рис. 12 показано проведенное DNV

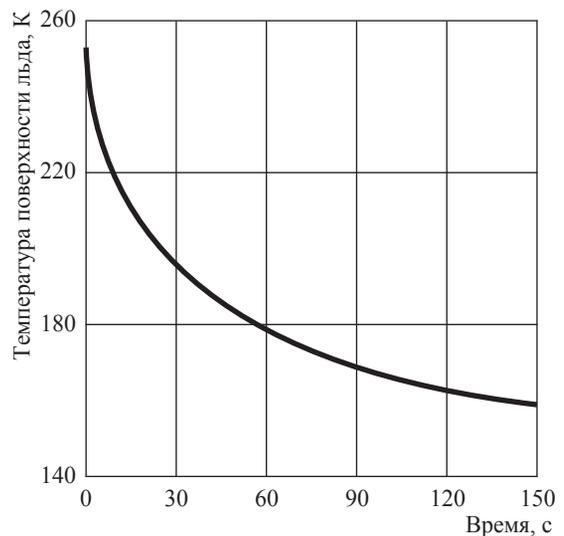


Рис. 10. Изменение температуры поверхности льда при разливе СПГ на воду

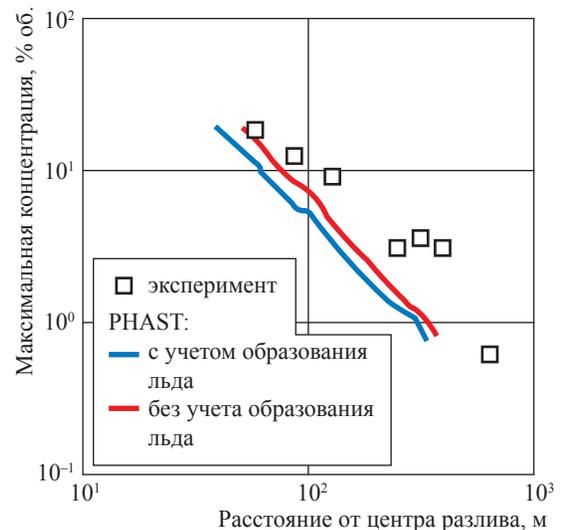


Рис. 12. Влияние льдообразования на распределение концентраций газа в облаке

сравнение расчетов концентраций метана, рассчитанных по программному комплексу PHAST, с одним из экспериментов по разливу СПГ на воде (Maplin № 27) [15]. Согласно расчетам образование льда снижает интенсивность парообразования и дальность распространения облака до нижнего концентрационного предела воспламенения.

Таким образом, моделирование разлива СПГ на поверхности даже без учета эффектов «вторжения» связано с анализом сопряженных процессов теплопереноса на границе раздела сред «вода – слой кипящей жидкости». При этом использование для расчетов динамики растекания и испарения СПГ «простых» балансовых уравнений может приводить к существенным искажениям физической сущности процесса.

Список литературы

1. Сафонов В.С. Обоснование возможных сценариев и оценка последствий утечки СПГ при аварийных нарушениях герметичности грузовых емкостей танкеров / В.С. Сафонов // Вести газовой науки: Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 2 (34). – С. 166–176.
2. Dodge K.T. Revision and experimental verification of the hazard assessment computer system models for spreading, movement, dissolution and dissipation of soluble chemicals spilled onto water: report / K.T. Dodge, J.I. Park, J.C. Buckingham et al. – Springfield, VA: U.S. Coast Guard, 1983. – CG-D-35-83.
3. Conrado C. The influence of chemical composition on vaporization of LNG and LPG on unconfined water surfaces / C. Conrado, V. Vesovic // Chem. Eng. Sci. – 2000. – № 55. – С. 4549-4562.
4. May M.G., McQueen W., Whipp R.H. // American Gas Association (AGA) Operating Section Proceedings. – 1973. – Paper 73-D-9. – С. D-143.
5. May M.G. Dispersion of LNG spills / M.G. May, W. McQueen, R.H. Whipp // Hydrocarbon Processing. – 1973. – № 52 (5). – С. 105–109.
6. May M.G. Radiation from large liquefied natural gas fires / M.G. May, W. McQueen // Combustion Sci. Technol. – 1973. – № 7. – С. 51–56.
7. Hoult D. The fire hazard of LNG spilled on water / D. Hoult // Proc. of the Conference on LNG Importation and Terminal Safety, 1972, June 13–14. – Бостон: National Academy of Sciences, 1972. – С. 87.
8. Raj P.K. Assessment models in support of the hazard assessment handbook: technical report / P.K. Raj, A.S. Kalenkar. – Springfield, VA: U.S. Coast Guard, 1974. – CG-D-65-74.
9. Hoult D. Oil spreading on the sea / D. Hoult // Annual Review of fluid mechanics. – Palo Alto, CA, 1972. – № 4. – С. 341–368.
10. Fay J.A. Model of spills and fires from LNG and oil tankers / J.A. Fay // J. Hazard. Mater. – 2003. – В 96. – С. 171–183.
11. Fay J.A. Spread of large LNG pools on the sea / J.A. Fay // J. Hazard. Mater. – 2007. – № 140. – С. 541–551.
12. Bosch, C.J.H., van den. Methods for the calculation of physical effects due to releases of hazardous materials (liquids and gases) / под ред. C.J.H. van den Bosch, R.A.P.M. Weterings; The Netherlands Organization of Applied Scientific Research. – Нидерланды: Publicatierreeks Gevaarlijke Stoffen, 2005. – CPR 14E. – 870 с. – <http://content.publicatierreeksgevaarlijkestoffen.nl/documents/PGS2/PGS2-1997-v0.1-physical-effects.pdf>
13. Сафонов В.С. Разработка научно-методических основ и практический анализ риска эксплуатации объектов газовой промышленности: дис. ... д.т.н. / В.С. Сафонов. – М.: ВНИИГАЗ, 1997. – 798 с.
14. Boyle G.J. Laboratory investigations into the characteristics of LNG spills on water / G.J. Boyle, A. Kneebone // API Project on LNG spills on Water. – Washington, DC, 1973. – Ref 6Z32.
15. Woodward J.L. LNG risk based safety: modeling and consequence analysis / John L. Woodward, Robin V. Pitblado; AIChE. – Нью-Джерси, Канада: Wiley, 2010. – 374 с.
16. Пехович А.И. Расчеты теплового режима твердых тел / А.И. Пехович, В.М. Жидких. – Л.: Энергия, 1976. – 352 с.
17. Burgess D. Hazards of spillage of LNG into water: PMSCR Report / D. Burgess, J. Biordi, J. Murphy. – Питтсбург, Пенсильвания: US Dept. of Interior, 1972. – Report № 4177.
18. Burgess D.S. Hazards associated with the spillage of liquefied natural gas on water / D.S. Burgess, J.N. Murphy, M.J. Zabetakis. – Питтсбург: United States Bureau of Mines, 1970. – Report of Investigation № 7448.
19. Valencia-Chavez Y.A. The effect of composition on the boiling rates of liquefied natural gas for confined spills on water / Y.A. Valencia-Chavez, R.C. Reid // Int. J. Heat Mass Transfer. – 1979. – № 22. – С. 831–838.

Analyzing peculiarities of liquefied natural gas spill and evaporation over the water surface during the accidental seal failures of tanker cargo reservoirs

V.S. Safonov

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

Abstract. Peculiar features of the liquefied natural gas (LNG) spreading over the water surface during an accidental origination of a gap in the body of a tanker and in a cargo reservoir at the waterline level are revealed. Few modern approaches to modelling of LNG spill like a boiling liquid in comparison with movement of an oil film are analyzed. It is stressed that in real processes due to “mechanical intrusion” of the LNG into a water layer and higher turbulence in the interface region the heat infiltration from the LNG to the water could considerably exceed a convective-conductive heat infiltration in case of the “ideal” LNG spill over the water surface without mixing (artificial situation organized in most of experiments). Conditions of ice generation upon the water surface together with ice impact to the heat exchange are studied. An engineering procedure for calculating characteristics of ice generation is suggested.

Keywords: accidents at tankers, spreading of liquefied natural gas over waters, simulation of hydrodynamic and heat-exchange processes, ice generation on the water.

References

1. SAFONOV, V.S. Substantiation of possible scenarios and assessment of liquefied natural gas spillage aftereffects at accidental tightness violation of tanker cargo reservoirs [Obosnovaniye vozmozhnykh stseneriyev i otsenka posledstviy utechki szhizhennogo prirodnoy gaza pri avariynykh narusheniyakh gernetichnosti gruzovykh emkostey tankerov]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 2(34): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. DODGE, K.T., J.I. PARK, J.C. BUKINGHAM et al. *Revision and experimental verification of the hazard assessment computer system models for spreading, movement, dissolution and dissipation of soluble chemicals spilled onto water: report*. Springfield, VA: U.S. Coast Guard, 1983, CG-D-35-83.
3. CONRADO, C., V. VESOVIC. The influence of chemical composition on vaporization of LNG and LPG on unconfined water surfaces. *Chem. Eng. Sci.* 2000, no. 55, pp. 4549-4562. ISSN 0009-2509.
4. MAY, M.G., W. MCQUEEN, R.H. WHIPP // *American Gas Association (AGA) Operating Section Proceedings*. 1973, paper 73-D-9, C. D-143.
5. MAY, M.G., W. MCQUEEN, R.H. WHIPP. Dispersion of LNG spills. *Hydrocarbon Processing*. 1973, no. 52 (5), pp. 105–109. ISSN 0887-0284.
6. MAY, M.G., W. MCQUEEN. Radiation from large liquefied natural gas fires. *Combustion Sci. Technol.* 1973, no. 7, pp. 51–56. ISSN 0010-2202.
7. HOULT, D. The fire hazard of LNG spilled on water. In: *Proc. of the Conference on LNG Importation and Terminal Safety, 1972, June 13–14*. Boston: National Academy of Sciences, 1972, p. 87.
8. RAJ, P.K., A.S. KALENKAR. *Assessment models in support of the hazard assessment handbook: technical report*. Springfield, VA: U.S. Coast Guard, 1974, CG-D-65-74.
9. HOULT, D. Oil spreading on the sea. *Annual Review of fluid mechanics*. Palo Alto, CA, 1972, no. 4, pp. 341–368. ISSN 0066-4189.
10. FAY, J.A. Model of spills and fires from LNG and oil tankers. *J. Hazard. Materials*. 2003, B 96, pp. 171–183. ISSN 0304-3894.
11. FAY, J.A. Spread of large LNG pools on the sea. *J. Hazard. Mater.* 2007, no. 140, pp. 541–551. ISSN 0304-3894.
12. BOSCH, C.J.H., van den, R.A.P.M. WETERINGS (eds). THE NETHERLANDS ORGANIZATION OF APPLIED SCIENTIFIC RESEARCH. Methods for the calculation of physical effects due to releases of hazardous materials (liquids and gases) [online]. The Netherlands: Publicatiereeks Gevaarlijke Stoffen, 2005, CPR 14E. Available from: <http://content.publicatiereeksgevaarlijkestoffen.nl/documents/PGS2/PGS2-1997-v0.1-physical-effects.pdf>
13. SAFONOV, V.S. *Development of scientific and methodical principles and practical risk analysis for operation of gas industrial facilities* [Razrabotka nauchno-metodicheskikh osnov i prakticheskiy analiz riska ekspluatatsii obyektov gazovoy promyshlennosti]. Dr. Thesis (engineering). Moscow: VNIIGAZ, 1997. (Russ.).
14. BOYLE, G.J., A. KNEEBONE. Laboratory investigations into the characteristics of LNG spills on water. In: *API Project on LNG spills on Water*. Washington, DC, 1973, ref 6Z32.
15. WOODWARD, J.L., R.V. PITBLADO. *AICHe. LNG risk based safety: modeling and consequence analysis*. New Jersey, Canada: Wiley, 2010.
16. PEKHOVICH, A.I., V.M. ZHIDKIKH. *Calculating heating rate of solid bodies* [Raschety teplovogo rezhima tverdykh tel]. Leningrad: Energiya, 1976. (Russ.).
17. BURGESS, D., J. BIORDI, J. MURPHY. *Hazards of spillage of LNG into water: PMSCR Report*. Pittsburgh, PA: US Dept. of Interior, US Bureau of Mines, 1972, report no. 4177.
18. BURGESS, D.S., J.N. MURPHY, M.J. ZABETAKIS. *Hazards associated with the spillage of liquefied natural gas on water*. Pittsburgh, PA: US Bureau of Mines, 1970, report of investigation no. 7448.
19. VALENCIA-CHAVEZ, Y.A., R.C. REID. The effect of composition on the boiling rates of liquefied natural gas for confined spills on water. *Int. J. Heat Mass Transfer*. 1979, no. 22, pp. 831–838. ISSN 0017-9310.

УДК 621.644. 07:004.652

Информационно-аналитическое обеспечение оценки природных и природно-техногенных рисков на этапе предынвестиционных исследований проектов ПАО «Газпром»

Л.В. Власова

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: L_Vlasova@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Выход газовой отрасли в регионы нового хозяйственного освоения, находящиеся в условиях влияния широкого спектра факторов риска, актуализирует требование высокого качества предынвестиционной проработки проектов, связанных с добычей, переработкой и транспортировкой углеводородов. При значительных объемах проектирования актуальными являются ускорение процесса сбора и анализа многоаспектной исходной информации, сокращение трудовых, материальных затрат и сроков выполнения предынвестиционных исследований при повышении качества обоснований для принятия решений о разработке проектной документации.

В статье представлены результаты анализа природных и природно-техногенных факторов риска, оказывающих существенное влияние на функционирование объектов газовой отрасли или увеличивающих затраты при строительстве. Обоснованы концептуальные положения по организации информационной среды в формате геоинформационной аналитической модели для обеспечения оценки рисков на этапе предынвестиционных исследований; представлена структура тематических слоев базы данных с учетом возможности их использования не только для риск-анализа, но и для широкого спектра других задач предынвестиционных исследований.

Возможности обширного использования информационно-аналитических ресурсов картографической модели на этапе предынвестиционных исследований обуславливают актуальность разработки нормативно-методической базы для решения следующих прикладных задач: разработка типовых реестров рисков для проектов; проектирование тематических моделей для создания синтетических и аналитических карт оценки факторов удорожания строительства, сложности условий производства работ; автоматизация выбора оптимальной трассы газопровода на основе комплексного анализа пространственных данных.

Учитывая выраженный научно-аналитический характер работ по созданию картографической модели, требования регулярной актуализации баз пространственных данных по единым методическим принципам, необходимость нормативно-методического обеспечения решения задач проектного анализа на базе геоинформационных ресурсов модели, работы в данном направлении целесообразно сосредоточить в едином центре ответственности, который располагает необходимым набором компетенций.

Актуальность работ

Характерной особенностью современных проектов является комплексное обоснование инвестиционных решений – от освоения месторождений и транспортировки сырья до создания мощностей по переработке или сжижению с обоснованием логистических схем поставки готовой продукции конечному потребителю и синергетических эффектов для объектов ПАО «Газпром» и экономики регионов. Выход газовой отрасли в регионы Восточной Сибири, Дальнего Востока, на п-ов Ямал и континентальный шельф с более сложными природными условиями по сравнению с традиционными районами хозяйственного освоения актуализирует требование высокого качества предынвестиционной проработки проектов, связанных с добычей, переработкой и транспортировкой углеводородов.

Недооценка рисков на ранних стадиях разработки проекта окажет негативное влияние на проектные цели на различных этапах жизненного цикла и приведет к увеличению стоимости и сроков строительства проекта, росту капитальных и эксплуатационных затрат, снижению экономической эффективности проекта. Поэтому

Ключевые слова:

инвестиционный проект, предынвестиционные исследования, проектный анализ, анализ рисков, природный риск, техногенный риск, геоинформационная система, картографическая модель.

информационно-аналитическое обеспечение оценки рисков уже на предынвестиционной стадии проекта должно позволять выявить широкий спектр неопределенностей и факторов рисков, обусловленных природно-климатическими, геологическими, инженерно-геологическими и инфраструктурными условиями не только на уровне района осваиваемых месторождений, но и крупных территориально-производственных комплексов.

Природные и природно-техногенные риски для объектов

Значительный вклад в сложность реализации проектов вносят природные и природно-техногенные (обусловленные влиянием на техносферу природных факторов) риски. Климатические, геологические, инженерно-геологические факторы природного риска в значительной мере определяют сложность строительства объектов. Для магистрального трубопровода данное обстоятельство связано с тем, что на разных участках трассы требуется применение различных конструктивных решений, обеспечивающих соответствующие прочностные характеристики. Поэтому увеличение затрат при строительстве на участках с развитием опасных и неблагоприятных природных процессов связано:

- с необходимостью реализации проектных схем, обеспечивающих надежность трубопровода (в том числе мероприятий по обеспечению дополнительного запаса прочности, проектного положения, защиты от коррозии);
- проведением мероприятий по защите объектов от опасных процессов (специальные инженерные решения по предотвращению развития криогенных процессов; противооползневые, противоселевые, противозрозийные мероприятия; подготовка трассы (полок) в районах с пересеченным рельефом; устройство берегоукрепительных, водоотводящих сооружений, подпорных стен и пр.);
- установкой систем мониторинга технического состояния объекта и участка развития опасного природного процесса.

Природно-техногенные риски оказывают существенное влияние на функционирование объектов, поскольку в природно-техногенных системах отмечается активизация ряда опасных природных процессов, которые в ненарушенных природных условиях (на стадии проектирования) не фиксировались или

не представляли опасности. Анализ опыта эксплуатации объектов газотранспортной системы в условиях воздействия опасных природных процессов показывает, что существуют как объективные (активизация процессов после строительства, расчет нагрузок и воздействий по ограниченным данным наблюдений в малоосвоенных регионах), так и субъективные (ошибки проектирования, недостатки строительства) причины возникновения аварийных ситуаций, инициированных природными факторами. Статистический анализ причин и факторов аварийности на объектах ПАО «Газпром», проведенный по данным актов расследования причин аварий за период с 1990 по 2015 г., показал, что природные факторы (опасные природные процессы) являются непосредственной причиной аварий для линейной части газопроводов приблизительно в 7 % случаев¹. Однако, являясь источниками многолетних воздействий, локальные природные факторы стимулируют проявление скрытых дефектов трубопроводов более 30 % аварий. Наиболее часто на фоне неблагоприятного влияния природных факторов происходят аварии по причинам коррозионного растрескивания под напряжением – КРН (52 %), наружной коррозии (45 %), строительных дефектов (41 %)².

Анализ опыта эксплуатации объектов ПАО «Газпром» в условиях воздействия опасных природных процессов выявляет природно-техногенные риски, связанные с косвенным влиянием природных воздействий на энергетические системы, функционирующие в едином производственном комплексе. Так, влиянию опасных метеорологических явлений газотранспортная система подвержена опосредованно – через нарушение энергоснабжения ее объектов. Значительная часть компрессорных станций (КС) ориентирована на внешнее энергоснабжение (через Единую национальную электрическую сеть), и в ряде газотранспортных дочерних обществ ПАО «Газпром» составляет 70...100 %. При этом энергоснабжение многих КС осуществляется по воздушным

¹ См. рис. 1: Власова Л.В. Оценка влияния природных воздействий в задачах обеспечения надежной и безопасной эксплуатации газотранспортной системы ПАО «Газпром» // Вести газовой науки: Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 1 (29). – С. 49–56.

² См. рис. 2 там же.

линиям электропередач (ЛЭП) (учитывая как основные, так и резервные вводы).

Производственный цикл транспортировки электроэнергии наиболее подвержен воздействию природных факторов. Для воздушных ЛЭП угрозу представляют различные виды атмосферных нагрузок и воздействий (ветровые и температурные воздействия, гололедно-изморозевые отложения, грозы и др.), ряд опасных геологических (землетрясения, оползни) и гидрологических (сели, дождевые паводки, половодье) процессов.

Опасные метеорологические процессы являются основными причинами аварийных отключений ЛЭП в 30 % случаев, что превышает вклад других факторов аварийности. Анализ причин нарушения энергоснабжения КС (рисунок) показал, что опасные метеорологические процессы и явления становятся непосредственными причинами нарушений энергоснабжения КС в 20 % случаев, кроме того, следует отметить значительный вклад «природной» составляющей в нарушение внешнего (от поставщиков электроэнергии) энергоснабжения.

Анализ последствий крупных землетрясений указывает на высокую уязвимость объектов энергосистемы. Так, при 8- и 9-балльных землетрясениях соответственно расчетный объем разрушений:

- электрических подстанций составляет 86 и 100 %;
- высоковольтных воздушных ЛЭП – 32 и 45 %;
- подземного кабеля – 10 и 15 %.

В условиях тесной взаимосвязи и взаимозависимости газотранспортной и электроэнергетической систем крупномасштабные нарушения в работе одной из них могут

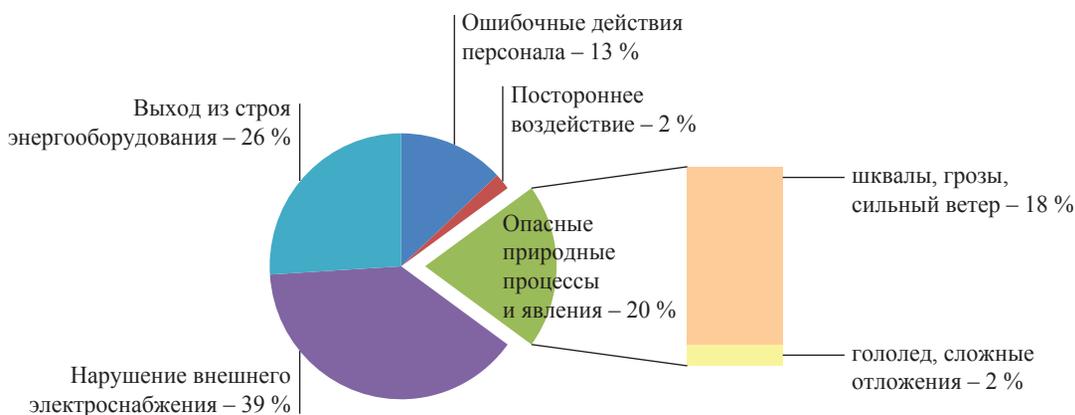
спровоцировать новый, более значительный виток отказов и нарушений в работе обеих систем. Данные факторы природно-техногенного риска будут наиболее существенными в районах перспективного освоения Восточной Сибири и Дальнего Востока и должны учитываться уже на стадии прединвестиционных исследований при проведении технического анализа, в том числе для установки требований к резервным схемам электроснабжения объектов.

Анализ фактического материала о максимально широком спектре природных и природно-техногенных факторов рисков в отношении объектов газовой отрасли позволяет определить основные тематические блоки для создания информационно-аналитического обеспечения оценки рисков на этапе прединвестиционных исследований проектов ПАО «Газпром».

Исходные данные

Прединвестиционная стадия проекта предусматривает комплексное решение технологических, конструкторских, экономических задач с учетом различных факторов риска для обоснования вариантов прохождения трасс трубопроводов, размещения производств по переработке сырья, организации маршрутов транспортировки сырья и готовой продукции, оценки изменения социально-экономической и экологической ситуации и синергетических эффектов. Поэтому уже на ранних этапах проектирования следует иметь как можно больше исходных данных (справочных, картографических) для получения лучших проектных решений.

В качестве источников исходной информации используются фондовые материалы и научные публикации о природно-климатических,



Природные факторы в структуре причин нарушения энергоснабжения КС

инженерно-геологических условиях и инфраструктуре региона, результаты исследований о функционировании объектов Единой системы газоснабжения, корпоративные и государственные статистические данные. Подобная информация обширна, сосредоточена в разных местах и изданиях, представлена в разнородных форматах, что ведет к существенным затратам времени на ее получение, обработку, актуализацию, требует привлечения большого количества узких специалистов-аналитиков, снижает оперативность и качество обоснований для принятия управленческих решений, ведет к дублированию имеющихся в разных филиалах данных, затрудняет обновление данных.

При значительных объемах проектирования необходимо незамедлительно ускорить процессы сбора и анализа многоаспектной исходной информации, сократить трудовые, материальные затраты и сроки выполнения предынвестиционных исследований при повышении качества обоснований для принятия решений о разработке проектной документации.

Организация данных

Значительная часть информации, используемой для идентификации и оценки рисков, обладает пространственно-временными свойствами, поэтому целесообразно применять инструментарий геоинформационных технологий. Опыт ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в использовании ГИС³-технологий для решения задач безопасной эксплуатации газотранспортной системы [1, 2] показывает, что оптимальной средой для интеграции в единое информационное пространство обширных массивов пространственных данных для проектного анализа рисков будет геоинформационная аналитическая модель (цифровая картографическая модель). Физически база картографической модели включает следующие данные: классы точечных, линейных, полигональных пространственных объектов, растровых данных и таблиц. Географические данные имеют пространственное (на карте) и атрибутивное (табличное) представление. Для решения различных задач таблицы данных могут связываться; особенно следует отметить, что в ГИС можно связывать пространственным соединением таблицы, не имеющие общих атрибутивных полей. Логически классы пространственных объектов

базы данных организованы в тематические группы слоев.

Универсальным форматом картографической модели, обеспечивающим информационно-справочные функции и оперативный выбор пространственной информации для последующего анализа, является ГИС-атлас как совокупность цифровых карт и баз данных, сформированных на единой картографической и методологической основе, охватывающая территорию функционирования газотранспортной системы и районы перспективного освоения газовых ресурсов [3]. Цифровые карты, входящие в базовую модель ГИС-атласа, согласованы, что обеспечивается:

- составлением карт на единой картографической основе;
- сопоставимостью классификаций и шкал;
- согласованностью легенд (построение легенды по единому принципу);
- общим подходом к оформлению.

Преимущество формы интеграции пространственных данных в базовой картографической модели ГИС-атласа состоит в возможности многократного применения наборов данных для решения прикладных задач проектного анализа на предынвестиционной стадии путем формирования тематических моделей из общего набора цифровых слоев, получения синтезированной информации, формирования презентационных материалов.

Формат данных

Наиболее ценным компонентом ГИС являются пространственные данные, поэтому основные ресурсы должны быть направлены на разработку тематических наборов данных, доработку с учетом специфики отрасли приобретенных специализированных данных, их интеграцию в картографическую модель, нормативно-методическое обеспечение решения прикладных задач на базе модели.

Формат данных должен обеспечить возможность использования наиболее перспективных ГИС-платформ, в том числе реализуемых на базе свободно распространяемого программного обеспечения. При выборе формата целесообразно ориентироваться на объектную модель и модель данных, реализованную для федеральных геопорталов, например геопорталов «Инфраструктура пространственных данных РФ» и «Публичная кадастровая карта».

³ ГИС – геоинформационная система.

В рамках данного типа объектной модели и подхода к хранению и отображению данных (когда в одном векторном слое, не смешиваясь, хранятся данные только одного типа – линия, полигон, точка или др.) выбор конкретных программных пакетов, в том числе свободно распространяемого программного обеспечения, предоставляется пользователям. В этом случае пользователь с минимальными затратами времени сможет интегрировать пространственные данные картографической модели в собственные информационные системы, обеспечивая коммуникацию с открытыми интернет-сервисами, предоставляемыми Росреестром, Yandex, Google, OpenStreetMap и др. Таким образом исключаются временные и материальные затраты на гармонизацию программных пакетов ГИС-платформ пользователей (проектных организаций), разработку технологических механизмов доступа и защиты данных.

ГИС-атлас целесообразно представить не только в цифровом, но и в бумажном варианте, поскольку это дает возможность разместить аналитические материалы о факторах риска. Печатная версия ГИС-атласа должна содержать пояснительные записки к картам, раскрывающие: принципы классификации

и отражения на картах объектов и процессов; характеристики техногенных объектов и их комплексов; распространение опасных природных процессов; влияние описываемых природных процессов на фактическую аварийность производственных объектов и механизмы их поражающего действия; размещение объектов газоснабжения в зонах опасности. Пояснительные записки следует иллюстрировать таблицами, диаграммами, картами-врезками, полученными при анализе корпоративной статистики.

Структура базы данных

База данных картографической модели ГИС-атласа должна быть предметно ориентирована на решение задач предынвестиционных исследований. Поэтому, несмотря на то что информационное наполнение картографической модели ГИС-атласа разрабатывается исходя из целевой задачи обеспечения процессов идентификации и оценки рисков от внешних природных и техногенных факторов, пространственные данные модели могут быть использованы в других процессах проектного анализа (табл. 1), определенных методическими рекомендациями по выполнению предынвестиционных исследований

Таблица 1

Разделы и карты ГИС-атласа-справочника «Комплексная оценка природных и техногенных опасностей и рисков на этапе проведения предынвестиционных исследований проектов ПАО «Газпром»»

Разделы и карты ГИС-атласа-справочника (наборы пространственных данных)	Процессы проектного анализа на предынвестиционной стадии, использующие пространственные данные
<p>Картографическая основа (топографические карты, цифровые модели рельефа, административное деление, границы населенных пунктов)</p> <p>Объекты ПАО «Газпром»:</p> <ul style="list-style-type: none"> • основные технические характеристики; • данные по аварийности 	<p>Виды анализа:</p> <ul style="list-style-type: none"> • технический (местоположение объектов, оптимизация трасс); • экологический; • организационный (системы эксплуатации и обслуживания); • рисков (внешние факторы техногенного риска)
<p>Техногенные объекты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • энергетика (подстанции напряжением 220 кВ и выше, ЛЭП, атомные, гидро-, теплоэлектростанции – схема размещения с учетом вводов на период до 2022 г. Региональная структура перспективных балансов электрической энергии с учетом вводов на период до 2022 г.); • газоперерабатывающие предприятия; • нефтеперерабатывающие предприятия; • заводы по сжижению газа и терминалы по приему сжиженного природного газа (в том числе в зарубежных странах); • транспорт (трубопроводы, железные дороги, автомобильные дороги, порты, пути судоходства); • радиационно-опасные объекты, районы радиоактивного загрязнения; • гидротехнические сооружения на крупных водохранилищах (крупные) 	<p>Виды анализа:</p> <ul style="list-style-type: none"> • маркетинговый (выявление потребителей продукции, конкурентов, анализ сбыта); • технический (см. ранее); • экологический; • организационный (см. ранее); • рисков (внешние факторы техногенного риска)

Разделы и карты ГИС-атласа-справочника (наборы пространственных данных)	Процессы проектного анализа на предынвестиционной стадии, использующие пространственные данные
<p>Природно-климатические условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> • основные осредненные и экстремальные характеристики: <ul style="list-style-type: none"> – температуры воздуха, почвы, снежного покрова, осадков, ветра, метеорологических явлений по пунктам метеорологических наблюдений; – гидрологического режима поверхностных вод суши по гидрологическим постам. Периоды навигации; • почвы, грунты; • ландшафтное районирование; • охраняемые природные территории 	<p>Виды анализа:</p> <ul style="list-style-type: none"> • технический (см. ранее); • экологический; • организационный (см. ранее); • рисков (внешние факторы природного риска)
<p>Опасные природные процессы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • сейсмические (карты А, В, С общего сейсмического районирования – см. ОСР-97); • разломная тектоника; • оползни; • линейная (овражная) эрозия; • геокриологические процессы; • карст; • просадочные явления; • русловые и береговые процессы рек, морей, водохранилищ; • сели; • затопления в результате наводнений; • увлажненность территории; • преобладающий состав и минерализация подземных безнапорных вод; • среднегодовая повторяемость чрезвычайных ситуаций на объектах экономики, связанных с нарушением электроснабжения по природным факторам, на территории субъектов Федерации; • сильные ветра; • интенсивные осадки; • ливни; • грозы; • град; • сильные гололедно-изморозевые отложения; • сильные снегопады; • сильные метели; • опасность снегоотложений; • распределение объемов снеготранспорта за зиму; • распределение твердых осадков; • пыльные бури 	<p>Виды анализа:</p> <ul style="list-style-type: none"> • технический (см. ранее); • экологический; • организационный (см. ранее); • рисков (внешние факторы природного риска)
<p>Социально-экономические условия регионов:</p> <ul style="list-style-type: none"> • население (численность, структура занятости, заболеваемость); • структура производства и потребления; • валовый региональный продукт; • основные фонды (отраслевая структура, степень износа по отраслям экономики); • инвестиции; • промышленность (отраслевая структура, объемы промышленной продукции и пр.) 	<p>Социальный анализ (взаимодействие с элементами социальной среды)</p>

Комплексные и синтетические карты оценки риска для объектов ПАО «Газпром»

в ПАО «Газпром»⁴: техническом, экологическом, организационном, маркетинговом, социальном анализе.

Источники данных. Актуализация

Информационная база картографической модели формируется из современных, точных и достоверных источников, максимально

полно характеризующих потенциально опасные природные и техногенные воздействия на объекты ПАО «Газпром». Для разработки пространственной и семантической информации картографической модели и пояснительных записок к картам ГИС-атласа используются опубликованные картографические, статистические (Росстат) и описательные информационные источники, а также результаты проведенных ранее научно-исследовательских работ (НИР). Например, для раздела «Опасные природные процессы» базовыми могут быть карты, разработанные

⁴ См. Р Газпром 164-2017. Рекомендации по выполнению предынвестиционных исследований для инвестиционных проектов, осуществляемых в форме капитального строительства для нужд ПАО «Газпром».

в рамках НИР по заказу ПАО «Газпром» и прошедшие апробацию [3].

Технология ведения базы данных предусматривает возможность регулярного пополнения и обновления данных с различной периодичностью и по единым методическим принципам с учетом специфики возникающих задач проектного анализа. Поэтому функции создания базы данных и ее актуализации на регулярной основе целесообразно сосредоточить в едином центре ответственности.

Использование результатов

Универсальность пространственных данных картографической модели ГИС-атласа заключается в возможности их использования не только для риск-анализа и разработки разделов, связанных с промышленной безопасностью и предупреждением аварийных и чрезвычайных ситуаций, но и для широкого спектра задач других разделов⁴ предынвестиционных исследований (табл. 2): энергоснабжения объектов, логистики транспортировки сырья и готовой продукции, оценки социально-экономической и экологической ситуаций в районах предполагаемого строительства, анализа существующей инфраструктуры для организации эксплуатации и обслуживания производства, организации транспортно-технологического обеспечения в период строительства и др.

На предынвестиционной стадии (техно-экономического обоснования) проекта трудоемкой задачей является выбор оптимального расположения трассы трубопровода. Для ее решения база данных ГИС-атласа может быть использована в ходе разработки интегральных карт оценки сложности условий производства работ, стоимости строительства (или коэффициентов увеличения стоимости строительства), зон ограничивающих факторов (минимально допустимых расстояний, охраняемых природных территорий и др.), что позволит значительную часть работ по выбору оптимальной трассы газопровода вести в автоматизированном режиме [4, 5].

На стадии разработки проектной документации материалы ГИС-атласа могут быть использованы для разработки декларации промышленной безопасности объекта.

Возможности широкого использования информационно-аналитических ресурсов картографической модели на этапе предынвестиционных исследований обуславливают актуальность разработки нормативно-методической базы для решения прикладных задач, таких как: разработка типовых реестров рисков для проектов ПАО «Газпром»; разработка тематических моделей для создания синтетических и аналитических карт оценки факторов удорожания строительства, сложности

Таблица 2

Материалы предынвестиционных исследований, в которых целесообразно использовать информационные ресурсы ГИС-атласа-справочника

Документ предынвестиционных исследований	Разделы документа предынвестиционных исследований
Задание на выполнение предынвестиционных исследований (обоснование инвестиций)	Требования к технологии, режиму предприятия и основному оборудованию. Требования к конструктивным решениям. Энергоснабжение. Особые условия строительства. Требования по разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и предупреждению чрезвычайных ситуаций. Состав демонстрационных материалов
Декларация о намерениях	Проведение инженерных изысканий (инженерно-геодезических, инженерно-геологических, инженерно-гидрометеорологических, инженерно-экологических). Принципиальные технико-технологические решения. Ориентировочная потребность объекта в топливно-энергетических ресурсах. Транспортное обеспечение объектов. Влияние объекта на окружающую среду. Промышленная безопасность и оценка рисков
Обоснование инвестиций	Исходные данные и условия. Принципиальные технико-технологические решения. Место размещения объекта (карты). Энергоснабжение. Оценка воздействия на окружающую среду. Кадры и социальное развитие. Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций. Промышленная безопасность и оценка рисков

условий производства работ; автоматизация выбора оптимальной трассы газопровода на основе комплексного анализа пространственных данных.

Перспективы развития газовой отрасли связаны с разработкой новых газоносных территорий Сибири и Дальнего Востока, п-ова Ямал, арктического шельфа, характеризующихся интенсивным развитием опасных природных процессов. Повышению качества проектных работ, связанных с добычей, переработкой и транспортировкой углеводородов, эффективному использованию ресурсов и безопасности функционирования создаваемых сооружений будет способствовать информационно-аналитическое обеспечение оценки природных и природно-техногенных рисков на этапе предынвестиционных исследований проектов.

Оптимальной средой для интеграции в единое информационное пространство с возможностью комплексного анализа обширных массивов пространственных данных по широкому спектру факторов природных и природно-техногенных рисков является геоинформационная аналитическая модель (цифровая картографическая модель). Формат картографической модели, использующей возможности наиболее перспективных ГИС-платформ, обеспечивает возможность многократного применения наборов данных для решения прикладных задач проектного анализа на предынвестиционной стадии путем формирования тематических моделей из общего набора цифровых слоев, получения синтезированной информации, формирования презентационных материалов.

Учитывая выраженный научно-аналитический характер работ по созданию картографической модели, требования регулярной актуализации баз пространственных данных по единым методическим принципам, необходимость нормативно-методического обеспечения решения задач проектного анализа на базе геоинформационных ресурсов модели, работы по информационно-аналитическому обеспечению оценки рисков на этапе предынвестиционных исследований целесообразно сосредоточить в едином центре ответственности, который располагает необходимым набором компетенций. Центр ответственности

целесообразно сформировать на базе отраслевого научного технологического центра (например, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), который имеет многолетний опыт научно-аналитического сопровождения крупных отраслевых проектов и комплексных программ, проведения исследований по оценке природного и техногенного риска, инструментарий и базу данных цифровых тематических карт для газовой отрасли (не представленных в открытых фондовых источниках), располагает актуальной информацией по объектам Единой системы газоснабжения, многолетними систематизированными данными об аварийных ситуациях, пространственными данными о природных и техногенных условиях территории функционирования газотранспортной системы и районам перспективного освоения газовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Список литературы

1. Власова Л.В. Информационные ресурсы ГИСАМП «Газ ЧС» для оценки влияния природных факторов на аварийность МГ / Л.В. Власова // Газовая промышленность. – 2006. – № 9. – С. 95–97.
2. Власова Л.В. Информационно-аналитические модели для оценки влияния природных факторов на объекты Единой системы газоснабжения России / Л.В. Власова // Трубопроводный транспорт (теория и практика). – 2010. – № 4 (20). – С. 39–43.
3. Власова Л.В. Аналитическая и информационная среда для оценки природных опасностей и рисков для объектов Единой системы газоснабжения России в формате ГИС-атласа / Л.В. Власова, Г.С. Ракитина, С.И. Долгов и др. // Трубопроводный транспорт (теория и практика). – 2012. – № 6(34). – С. 12–16.
4. Рыльский И.А. Оптимизация трасс трубопроводов с использованием ГИС-технологий / И.А. Рыльский // Вестник Московского университета. – 2004. – № 4. – С. 34–41. – (Серия «География»).
5. Лосев М.В. Способ выбора оптимальной трассы магистрального трубопровода с применением геоинформационных систем (АО «Гипрогазцентр»): презентация / М.В. Лосев // Матер. VII Межд. науч.-техн. конф. «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (GTS-2017), 26–27 октября 2017 г. [CD-ROM]. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – Секция А.

Informational & analytical support of natural and natural-technogenic risks assessment during pre-investment studies of the Gazprom PJSC projects

L.V. Vlasova

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

Abstract. Nowadays gas industry enters new economic regions being under the influence of wide range of risk factors. This foregrounds requirements for high quality of pre-investment studying of projects related to production, processing and transportation of hydrocarbons. On account of considerable amounts of design works, it is quite topical to accelerate collection and analysis of multifaceted initial data, to reduce labor and material costs, as well as to cut down time of pre-investment studies together with improvement of feasibility studies.

The article analyses environmental and environmental-technogenic risk factors, which considerably influence operation of gas facilities, or increase building costs. A concept for arrangement of the information media like a geoinformational analytic model providing risk assessment at the pre-investment stage of a project is substantiated. A structure of the subject layers of a data base is presented on account of possibility to use them not only for risk analysis, but also in a wide range of other tasks of pre-investment studies.

Possibility of wide application of cartographic resources during the pre-investment studies is a reason for development of standards and regulations aimed at support of applied tasks, such as creation of typical registers of risks, designing of subject models for creation of synthetic and analytical maps for assessing causes of building price rising and complexities of work conditions, automating selection of optimum routes for gas pipelines on the grounds of complex analysis of spatial data.

Taking into consideration obvious scientific-analytical character of works related to making a cartographic model, as well as the requirements of regular upgrading spatial data bases according to unified procedures, and necessity to have standards supporting project analysis on the basis of geoinformational resources, it is expedient to concentrate correspondent works in a unique center of responsibility, which has necessary competence.

Keywords: investment project, pre-investment studies, project analysis, natural risk, technogenic risk, geoinformational system, cartographic model.

References

1. VLASOVA, L.V. Informational resources of GISAMP “Gaz ChS” for estimation of natural impact to accident rate of a gas main [Informatsionnyye resursy GISAMP “Gaz ChS” dlya otsenki vliyaniya prirodnykh faktorov na avariynost MG]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2006, no. 9, pp. 95–97. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. VLASOVA, L.V. Informational-analytical models for assessment of natural impact to the facilities of the Unified Gas Supply System of Russia [Informatsionno-analiticheskiye modeli dlya otsenki vliyaniya prirodnykh faktorov na obyekty Yedinoi sistemy gazosnabzheniya Rossii]. *Truboprovodnyy Transport (Teoriya i Praktika)*. 2010, no. 4 (20), pp. 39–43. ISSN 1816-451X. (Russ.).
3. VLASOVA, L.V., G.S. RAKITINA, S.I. DOLGOV et al. Analytical and informational media in the format of a GIS-atlas for estimation of environmental dangers and risks for the facilities belonging to the Unified Gas Supply System of Russia [Analiticheskaya i informatsionnaya sreda dlya otsenki prirodnykh opasnostey i riskov dlya obyektov Yedinoi sistemy gazosnabzheniya Rossii v formate GIS-atlasa]. *Truboprovodnyy Transport (Teoriya i Praktika)*. 2012, no. 6(34), pp. 12–16. ISSN 1816-451X. (Russ.).
4. RYLSKIY, I.A. Optimization of pipeline routes using GIS technologies [Optimizatsiya trass truboprovodov s ispolzovaniyem GIS-tekhnologiy]. *Vestnik Moskovskogo Universiteta. Series “Geografiya”*. 2004, no. 4, pp. 34-41. ISSN 0579–9414. (Russ.).
5. LOSEV, M.V. A way to select optimum run for a main pipeline using geoinformational systems (Giprotstrgas JSC) [Sposob vybora optimalnoy trassy magistralnogo truboprovoda s primeneniym geoinformatsionnykh sistem (AO “Giprotstrgas”): presentation. In: Proc. of the VII International Conference “Gas Transportation Systems: Present and Future” (GTS-2017), 26–27 October, 2017 [CD-ROM]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017. Section A.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СПГ-ПРОЕКТОВ

УДК 33:665.725

Оценка методом реальных опционов экономической эффективности двухфазных проектов производства сжиженного природного газа

**В.Ю. Хатьков¹, Г.В. Зубарев¹, И.В. Демкин^{2*}, С.А. Ковалёв², А.О. Габриелов²,
И.М. Никонов²**

¹ ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190000, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

² ООО «НИИГазэкономика», Российская Федерация, 105066, г. Москва, ул. Старая Басманная, д. 20, стр. 8

* E-mail: i.demkin@econom.gazprom.ru

Ключевые слова: эффективность, проекты производства СПГ, неопределенность, волатильность, реальный опцион, инвестиции.

Тезисы. Показана возможность применения метода реальных опционов в ходе оценки экономической эффективности проектов производства сжиженного природного газа (СПГ), поставлена задача оценки экономической эффективности резервирования производственных объектов в проектах производства СПГ и приведен подход к ее решению. На основе метода реальных опционов проведены расчеты и показаны основные результаты оценки показателей экономической эффективности проекта «Балтийский СПГ» для определенных сценарных условий его реализации.

В последние годы нефтегазовыми компаниями в России добывается порядка 670 млрд м³ газа, из них 220 млрд м³ поставляется в другие страны либо трубопроводным транспортом, либо в виде сжиженного природного газа (СПГ). По заявлениям министра энергетики А. Новака, энергетическая политика России направлена на увеличение объема производства и экспорта СПГ: «За последние 10 лет добыча газа в мире выросла на 20 %, или на 580 млрд м³, его доля в энергобалансе расширилась с 21 до 22 %. При этом мировая торговля газом за тот же период увеличилась на 42 %, или на 313 млрд м³» [1]. В среднесрочной перспективе Россия увеличит производство СПГ с 10 до 60...70 млн т, что по планам Министерства энергетики в 2025–2030 гг. составит порядка 15 % от мирового производства СПГ. Для обеспечения притока инвестиций в производство СПГ и обеспечения конкуренции на мировых рынках Правительство России создает соответствующие экономические условия для снижения затрат на производство: обнулило экспортные пошлины на СПГ (в отличие от трубопроводного газа), установило дополнительные налоговые льготы (в частности по НДС), участвует в развитии инфраструктуры регионов добычи газа и производства СПГ, а также в развитии Северного морского пути для создания надежного транспортного коридора для поставок газа в Азиатско-Тихоокеанский регион.

С учетом сложившейся ситуации ряд российских нефтегазовых компаний разрабатывают и реализуют проекты производства СПГ (далее – СПГ-проекты). Например, ПАО «Газпром» разрабатывает проекты крупнотоннажных заводов СПГ на Балтике, Дальнем Востоке, а также проводит расширение завода СПГ на о. Сахалин с целью увеличения его мощности до 15 млн т СПГ в год; ПАО «Новатэк» построило первую очередь и достраивает еще две очереди завода «Ямал СПГ» общей мощностью 16,5 млн т СПГ в год, разрабатывает проект «Арктик СПГ-2» мощностью 18 млн т СПГ в год; ПАО «Роснефть» также разрабатывает свои проекты СПГ, в частности «Дальневосточный СПГ».

Строительство заводов по производству СПГ требует многомиллиардных инвестиций как в рублях, так и в иностранной валюте. Реализация таких крупных

проектов, как правило, осуществляется в несколько фаз, а также с участием ряда партнеров, в условиях России – зарубежных партнеров, что позволяет значительно снизить риски недостижения целей проекта в условиях меняющегося мирового и регионального спроса и цен на СПГ, валютных курсов. Одной из важнейших задач для нефтегазовых компаний становится оптимизация инвестиций за счет учета неопределенностей спроса и цен на СПГ, валютного курса, а также корректного распределения риска между участниками проекта. Для этого необходимо совершенствовать процедуры и методы оценки экономической эффективности СПГ-проектов, например, путем применения метода реальных опционов.

К настоящему времени в научной литературе представлено множество публикаций по применению метода реальных опционов в ходе экономической оценки перспектив реализации инвестиционных проектов различных направлений деятельности. Например, основанные на реальных опционах подходы к экономической оценке перспектив расширения гаражных комплексов и автомобильных магистралей приведены в работах Р. де Нёвила и др. [2] и Т. Чжао и др. [3] соответственно.

С целью получения экономических оценок вышеперечисленных перспектив в проектах строительства автомобильных магистралей авторами предлагается разработка экономико-математической модели реальных опционов на увеличение мощности проекта. Например, авторская модель оценки экономической эффективности перспектив расширения автомобильной магистрали учитывает динамику трех факторов неопределенности, а именно спроса на дорожное движение, цен на землю и ухудшения состояния автомобильных дорог с течением времени, а также их взаимозависимость. Для моделирования факторов неопределенности использована модель геометрического броуновского движения (ГБД). Так, спрос на автомобильные перевозки и цена на землю представлены в работе процессами ГБД.

В работе также приводится решение задачи определения числа полос движения и ширины полосы землеотвода. Данная задача решается методом реальных опционов с учетом возможного запуска проекта расширения автомагистрали в условиях вышеперечисленных неопределенностей. В ходе решения задачи

оценивается экономическая эффективность резервирования ширины полосы землеотвода с целью увеличения мощности проекта строительства автомагистрали и экономии затрат.

Основным учитываемым фактором неопределенности в ходе моделирования проекта расширения гаражного комплекса является изменение спроса на парковочные места с течением времени. В работе предлагается учитывать при проектировании гаражного комплекса возможность реализации в будущем проекта расширения. Данным проектом предполагается достройка дополнительных пяти этажей гаражного комплекса. Такая возможность обеспечивается за счет определенного резервирования (проектом предусматривается создание специальных дорогостоящих колонн повышенной прочности). При наличии спроса на дополнительные машиноместа в будущем возможна реализация проекта расширения за счет вышеперечисленного резервирования. Для решения задач оценки экономической эффективности проекта расширения и резервирования авторы используют методы сценарного анализа и электронных таблиц.

Метод реальных опционов используется в ходе оценки экономической эффективности проектов строительства ветряных электростанций [4]. В данной работе рассматриваются инвестиционные решения, учитывающие два фактора неопределенности, а именно цену на электроэнергию и силу ветра в районе Балтийского моря. Для моделирования валовой прибыли используется ГБД.

Также данный метод используется рядом нефтегазовых компаний. Например, метод применяется компанией Petrobras в ходе оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в области добычи нефти в Мексиканском заливе [5].

В инвестиционных проектах менеджментом компании учитываются следующие типы реальных опционов:

- реальные опционы на ранних стадиях проекта:
 - ожидание решения об инвестировании в проект (опцион на отсрочку начала инвестиций);
 - инвестиции в получение дополнительной информации;
 - поэтапная (пофазная) реализация проекта;

- реальные опционы на поздних стадиях проекта:

- инвестиции в дополнительные добывающие и нагнетательные скважины;
- временная остановка добычи;
- прекращение добычи;
- продление срока реализации проекта.

Основным применяемым методом оценки стоимости реальных опционов является метод Монте-Карло.

В статье Л.Г. Чорна и С. Шохора [6] рассматривается вопрос применения метода реальных опционов в ходе оценки экономической эффективности вариантов проектных решений инвестиционного проекта расширения добычи газа и газового конденсата¹ на месторождении с учетом неопределенности спроса и цен на продукцию, ограничений, наложенных на пропускную способность трубопроводов, условий соглашений о разделе продукции. Основными используемыми авторами методами решения задачи являются методы Монте-Карло и динамического программирования.

В статье Дж.Л. Паддока и др. [7] рассматривается экономическая эффективность инвестиций в геологоразведку, добычу нефти с использованием составного реального опциона.

Проведенный анализ показал недостаточную методологическую проработку вопросов в части оценки экономической эффективности СПГ-проектов на основе метода реальных опционов, в аспектах, связанных:

- с обоснованием значений параметров реальных опционов, например сроков и стоимости приобретения опциона, источников исходной для оценки параметров информации, схем расчетов параметров;

- экономико-математическим моделированием значимых неопределенностей, влияющих на экономическую эффективность инвестиционных проектов;

- созданием условий для реальных опционов, например условий для возможного увеличения в будущем мощности проекта и экономии затрат.

Постановка задачи оценки экономической эффективности резервирования производственных объектов в проектах производства сжиженного природного газа

В многофазных СПГ-проектах у менеджмента, как правило, имеется возможность принятия окончательного инвестиционного решения (далее – ОИР) по запуску фаз проекта². Такое решение принимается по каждой фазе проекта отдельно в случае «срабатывания» определенных критериев принятия ОИР³, а именно при благоприятной экономической конъюнктуре (прежде всего при достаточно высоком уровне цен и наличии спроса на СПГ), наличии сырьевого газа для производства СПГ, финансовых и иных ресурсов, необходимых для увеличения производственной мощности путем строительства и ввода в эксплуатацию объектов последующих фаз проекта. Для определенности и удобства рассмотрим проблему оценки экономической эффективности резервирования производственных объектов на примере условного двухфазного СПГ-проекта, реализуемого на территории Российской Федерации.

Оценка экономической эффективности фазы 1 СПГ-проекта может быть выполнена на основе широко распространенной на территории Российской Федерации методики построения денежных потоков проекта⁴. Однако расчеты по ней для фазы 2 СПГ-проекта представляются затруднительными ввиду значительного влияния неопределенностей на ОИР по данной фазе, что приводит к необходимости проведения многовариантных расчетов в условиях неопределенности ряда параметров (например, цен на СПГ и валютных курсов).

Кроме того, такие расчеты в отношении последующих фаз СПГ-проекта должны также учитывать вариантность инвестиционных решений. Варианты могут отличаться местом расположения СПГ-завода и иных строящихся вблизи него объектов, а также видами резервирования объектов инфраструктуры,

² В некоторых вариантах проектных решений бывают исключения: например, может не быть технической возможности увеличения мощности проекта.

³ У каждой нефтегазовой компании имеются собственные критериальные показатели по запуску фаз проекта.

⁴ Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов от 21.06.1999 № ВК 477 (утв. Министерством экономики Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике).

¹ В ряде вариантов предполагается также строительство трубопроводов.

Условные обозначения:

-  – экономия капитальных затрат в случае запуска фазы 2
-  – возможное повышение экономической эффективности проекта за счет снижения капитальных затрат и срока реализации проекта
-  – повышение вероятности принятия окончательного инвестиционного решения по фазе 2
-  – дополнительные затраты на резервирование мощностей для фазы 2, снижающие экономическую эффективность фазы 1



Рис. 1. Преимущества и недостатки резервирования мощностей под фазу 2 проекта

инженерных коммуникаций и оборудования под будущее увеличение производственной мощности. Например, с целью последующей экономии капитальных затрат в фазу 2 проекта и ускорения сроков его реализации возможно предусмотреть в ходе разработки проектной (предынвестиционной) документации резервирование части оборудования, производительности инженерных коммуникаций и объектов инфраструктуры под развитие мощностей (далее – резервирование мощностей⁵). В дальнейшем данную возможность экономии капитальных затрат по фазе 2 проекта и ускорения сроков его реализации за счет такого резервирования на фазе 1 будем называть реальным опционом.

На рис. 1 показаны преимущества и недостатки резервирования возможностей по увеличению мощностей под фазу 2 проекта. Экономическая эффективность резервирования мощностей существенно зависит от вероятности принятия менеджментом ОИР по фазе 2. При отказе принятия ОИР по фазе 2 нефтегазовая компания понесет потери в размере вложенных средств в резервирование объектов инфраструктуры, инженерных коммуникаций и оборудования под дополнительные мощности⁶. В противном случае (принятие ОИР по фазе 2) имеет место экономия капитальных затрат по фазе 2 за счет заблаговременного

резервирования объектов инфраструктуры и части оборудования под дополнительные мощности. Возможная экономия капитальных затрат приведет к повышению экономической эффективности фазы 2 и, как следствие, повышению вероятности принятия ОИР по данной фазе⁷.

При этом на принятие ОИР по фазе 2 влияют, прежде всего, рыночные факторы неопределенности: цены на СПГ и колебания курса национальной валюты к доллару США. Таким образом, одна из центральных решаемых задач заключается в ответе на вопрос, выгодно ли в условиях рыночной неопределенности резервировать объекты инфраструктуры, инженерных коммуникаций и оборудование с целью увеличения мощности. Решение данной задачи должно найти отражение в ходе разработки проектной (предынвестиционной) документации, а сама возможность резервирования мощностей должна быть отражена в задании на проектирование (проведение предынвестиционных исследований).

Схематично данная задача представлена на рис. 2, где слева показаны основные рассматриваемые варианты управленческих решений по проекту.

В случае принятия решения о резервировании мощностей (части оборудования и объектов инфраструктуры) под фазу 2 проекта в дальнейшем ОИР по фазе 2 в зависимости

⁵ Перечень объектов резервируемой инфраструктуры и оборудования, а также обоснование снижения капитальных затрат и сроков проекта приведены в последующих разделах статьи.

⁶ В ряде случаев возможны дополнительные издержки, например, с выплатой штрафов/пени по заключенным, но неисполненным контрактам.

⁷ При неизменных требованиях нефтегазовой компании к минимальной внутренней норме доходности инвестиционных проектов и предположениях о независимости рисков проекта от предполагаемого резервирования/не резервирования мощностей под фазу 2 проекта.

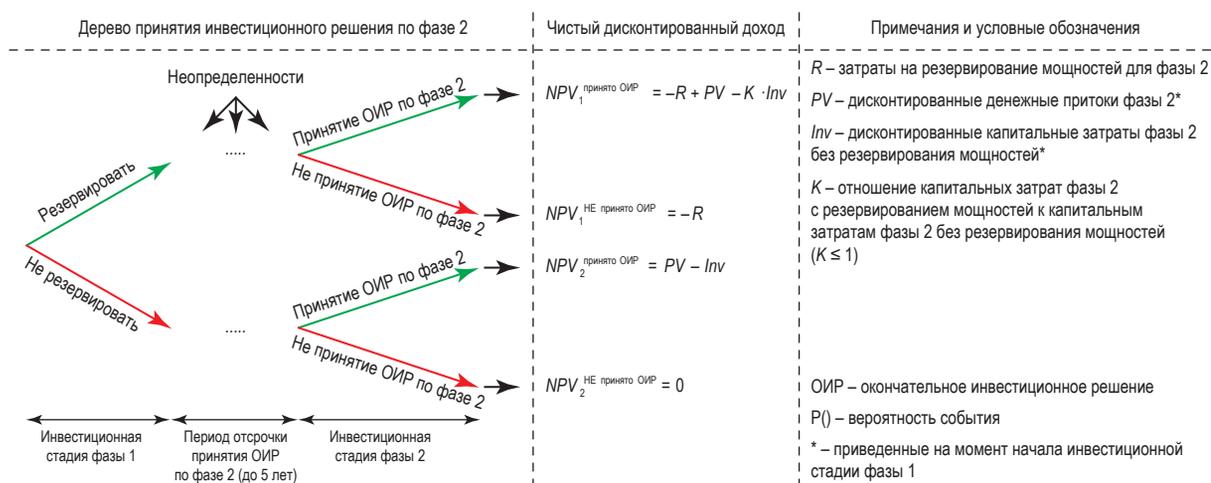


Рис. 2. Задача оценки экономической эффективности решений о резервировании инфраструктуры и части оборудования под развитие мощностей проекта

от факторов неопределенности может быть принято в течение определенного периода T (продолжительность периода T показана на рисунке многоточием)⁸. Под T будем понимать период возможного принятия/непринятия ОИР по фазе 2 проекта или период существования опциона на увеличение мощности СПГ-проекта.

Величина ожидаемого чистого дисконтированного дохода (ЧДД) фазы 2 проекта будет складываться из ЧДД фазы 2 в случае принятия и в случае непринятия ОИР с учетом вероятности данных решений. При этом если ОИР по фазе 2 проекта не принято, то возникнут потери в размере средств, вложенных в резервирование мощностей под фазу 2:

$$NPV_{1 \text{ НЕ принято ОИР}} = -R, \quad (1)$$

где NPV_1 – ЧДД фазы 2 проекта с учетом затрат на резервирование мощностей под фазу 2; R – затраты на резервирование мощностей (части оборудования и объектов инфраструктуры) под фазу 2 проекта.

В случае принятия ОИР по фазе 2 проекта величина ЧДД этой фазы составит:

$$NPV_{1 \text{ принято ОИР}} = -R + PV - K \cdot Inv, \quad (2)$$

где PV – дисконтированные денежные притоки фазы 2 проекта; K – отношение дисконтированных капитальных затрат фазы 2 проекта с резервированием мощностей под эту фазу к дисконтированным капитальным затратам

фазы 2 без резервирования мощностей; Inv – дисконтированные капитальные затраты фазы 2 без резервирования мощностей под эту фазу.

В случае нерезервирования мощностей под фазу 2 проекта в дальнейшем ОИР по фазе 2 также может быть принято или не принято в течение этого же периода T . При этом если ОИР по фазе 2 не принято, нефтегазовая компания никаких потерь не несет:

$$NPV_{2 \text{ НЕ принято ОИР}} = 0. \quad (3)$$

В случае принятия ОИР по фазе 2 величина ЧДД этой фазы проекта составит:

$$NPV_{2 \text{ принято ОИР}} = PV - Inv. \quad (4)$$

В дальнейшем под ЧДД фазы 2 проекта будем понимать ожидаемый ЧДД фазы 2, рассчитываемый с учетом вероятности принятия ОИР по данной фазе. ЧДД фазы 2 проекта может быть оценен по формуле (5):

$$NPV_i = \rho \cdot NPV_{i \text{ принято ОИР}} + (1 - \rho) NPV_{i \text{ НЕ принято ОИР}}, \quad (5)$$

где NPV_i – ЧДД фазы 2 проекта в варианте i ($i = 1$ – вариант с резервированием мощностей под фазу 2; $i = 2$ – вариант без резервирования мощностей); ρ – вероятность принятия ОИР по фазе 2 проекта в период T .

Ввиду существенности рыночной неопределенности для СПГ-проектов экономический эффект от резервирования производственных объектов будет во многом зависеть от складывающейся рыночной конъюнктуры

⁸ Обоснование выбора периода существования опциона на увеличение мощности приведено ниже.

и соответствующего ей инвестиционного решения (принятия/непринятия ОИР по фазе 2 проекта). В этой связи ответ на вопрос об экономической эффективности резервирования производственных объектов с целью увеличения мощности проекта нуждается в научно-методической проработке и не очевиден. Как показали результаты проведенного авторами исследования, решение о резервировании производственных объектов во многом определяет экономическую эффективность СПГ-проекта в некоторых вариантах проектных решений⁹. Другой решаемой авторами задачей, связанной с решением задачи о резервировании производственных объектов, является ответ на вопрос об экономической эффективности расширения СПГ-проектов с учетом вышерассмотренных неопределенностей.

Алгоритм оценки экономической эффективности резервирования производственных объектов с использованием реального опциона

В целях упрощения положим, что критерий принятия ОИР по фазе 2 проекта – достижение приемлемого уровня внутренней нормы доходности (ВНД) (не ниже нормативного значения). В соответствии с данным критерием решение о запуске фазы 2 проекта принимается в первый же год, когда ожидаемое значение ВНД проекта оказывается не ниже нормативного значения. В противном случае решение о запуске фазы 2 проекта переносится на следующий год либо, если достигнут определенный момент времени¹⁰, происходит отказ от реализации фазы 2 проекта.

Принятие решения о резервировании должно основываться на оценке экономической эффективности вышерассмотренных вариантов управленческих решений. Укрупненный алгоритм оценки эффективности резервирования производственных объектов для фазы 2 проекта включает выполнение следующих шагов:

- на шаге 1 оценивается величина ЧДД фазы 2 проекта в вариантах с резервирова-

нием¹¹ и без резервирования производственных объектов;

- на шаге 2 вычисляется разница между ЧДД фазы 2 проекта в вариантах с резервированием и без резервирования производственных объектов;

- на шаге 3 полученная разница (прирост ЧДД фазы 2 проекта) сравнивается с размером дополнительных капитальных затрат в резервирование производственных объектов.

В случае если прирост ЧДД фазы 2 проекта за счет резервирования производственных объектов превышает размер дополнительных капитальных затрат в их резервирование, решение о резервировании считается экономически эффективным, и наоборот. При этом при расчете ожидаемого ЧДД фазы 2 проекта необходимо учитывать, что ОИР может быть принято в любой год в течение периода существования опциона.

Для решения рассмотренных задач авторами были поставлены и решены следующие задачи:

- определение альтернативных вариантов проекта строительства СПГ-завода с возможностью увеличения его мощности, состава резервируемых производственных объектов;

- оценка затрат на резервирование производственных объектов с целью увеличения мощности проекта;

- определение источников и оценка снижения капитальных затрат фазы 2 проекта и его срока реализации за счет резервирования производственных объектов;

- моделирование цен на СПГ и курса национальной валюты к доллару США (валютного курса);

- моделирование и оценка показателей экономической эффективности фазы 2 проекта с учетом рыночной и валютной неопределенности;

- оценка экономической эффективности резервирования производственных объектов с целью увеличения мощности СПГ-проекта.

Описание альтернативных вариантов проекта строительства СПГ-завода с учетом потенциальной возможности увеличения его мощности

Решение вышеперечисленных задач предполагает рассмотрение следующих вариантов

⁹ В вариантах, предполагающих потенциальную возможность увеличения мощности проекта.

¹⁰ Такой момент времени может определяться сроками получения разрешения на строительство объектов проекта, ожидаемыми сроками появления новых инженерно-технических решений или нормативных документов, регулирующих вопросы проектирования и строительства объектов и влияющих на эффективность фазы 2 проекта.

¹¹ Без учета отнесения затрат на резервирование мощностей, которые осуществляются во время строительства объектов фазы 1 проекта.



Рис. 3. Производственные объекты СПГ-завода после реализации фазы 2 проекта без резервирования мощностей (вариант 1)

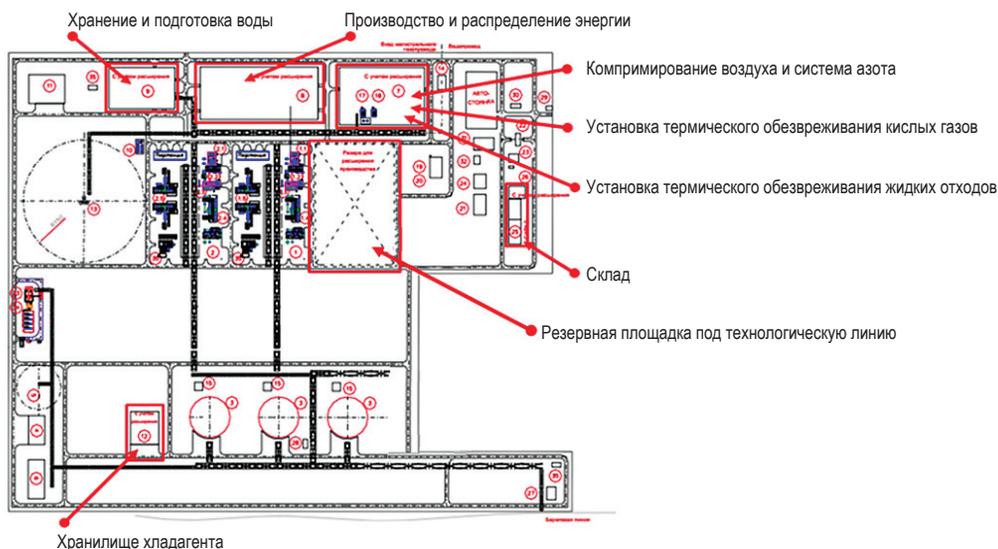


Рис. 4. Производственные объекты СПГ-завода, создаваемые с учетом возможного будущего расширения его производительности (вариант 2)

проекта строительства СПГ-завода с возможностью увеличения его производительности¹².

В варианте 1 объекты инфраструктуры и оборудование под увеличение мощности СПГ-проекта не резервируются (рис. 3). В случае экономической целесообразности осуществляется вторая фаза СПГ-проекта, увеличивающая его мощность. При этом инфраструктура каждой фазы проекта создается отдельно (независимо друг от друга).

В варианте 2 резервируются объекты инфраструктуры и часть производственного оборудования под увеличение мощности СПГ-проекта (дополнительные мощности для фазы 2) (рис. 4). В случае экономической целесообразности осуществляется вторая фаза СПГ-проекта, увеличивающая его мощность. При этом при строительстве второй фазы используются зарезервированные инфраструктура и часть оборудования под развитие мощностей, что снижает размер капитальных затрат и срок реализации проекта. По завершении строительства завод СПГ функционирует как единый комплекс.

¹² Здесь и далее рассматриваются двухфазные СПГ-проекты.

На рис. 4 схематично изображены объекты СПГ-завода при выборе варианта 2. Объекты, в которых инфраструктура или часть оборудования резервируется под фазу 2, выделены жирным красным цветом.

При этом в варианте 2 ряд объектов завода заблаговременно проектируются и строятся с учетом возможности увеличения его производительности и функционирования в дальнейшем в рамках единого технологического комплекса с единой системой технологического управления. В варианте 1 практически проектируются и строятся два отдельных СПГ-завода с плановой производительностью, размещенных на двух отдельных площадках. В нем заводы технологически связаны между собой только единым хранилищем СПГ и терминалами его отгрузки. Все остальные объекты фазы 2 проекта (инженерные сети, инженерно-технические средства охраны, объекты подготовки газа, воды, хладагента, воздуха и азота, установки обезвреживания кислых газов и жидких отходов и т.п.) проектируются и строятся независимо от объектов фазы 1.

Решение задачи оценки экономической эффективности резервирования производственных объектов с целью увеличения мощности СПГ-проекта на фазе 2 рассмотрено далее с использованием метода реального опциона.

Оценка затрат на резервирование производственных объектов, эффекта снижения капитальных затрат фазы 2 СПГ-проекта и срока его реализации за счет резервирования

Исходными данными в варианте 2 для оценки затрат на резервирование производственного оборудования и объектов инфраструктуры с целью увеличения мощности проекта путем ввода фазы 2 является один из томов проектной (предынвестиционной) документации «Сводный сметный расчет» (ССР)¹³, который анализируется с точки зрения переноса некоторых инвестиций (работ) с фазы 2 на фазу 1. Затраты по фазе 1 проекта¹⁴ в варианте 2 увеличатся за счет расходов на резервирование по следующим главам ССР: 1, 2, 5, 6,

9–12, резерв средств на непредвиденные работы и затраты. Например, будет иметь место некоторое увеличение расходов на проектно-изыскательские расходы (ПИР) (глава 12 ССР) на фазе 1 за счет определенного увеличения объема работ, поскольку в варианте 2 предполагается проведение ПИР на фазе 1 один раз одновременно для двух фаз проекта, а не для первой фазы, как в варианте 1. В варианте 1 ПИР необходимо выполнять раздельно как для фазы 1, так и для фазы 2 проекта, что приводит к увеличению сроков ввода объектов фазы 2 на величину продолжительности выполнения ПИР (по оценкам авторов, приблизительно на 1 год). Рост затрат по главе 1 ССР на фазе 1 объясняется некоторым увеличением объема работ на этой фазе, а именно подготовкой территории строительства одновременно для двух фаз проекта. По оценкам авторов, совокупные затраты на резервирование части производственного оборудования, инженерных сетей и объектов инфраструктуры составляют не более 5 % капитальных затрат фазы 2 СПГ-проекта.

Экономия капитальных затрат фазы 2 проекта в варианте 2 существенна и составляет, по оценкам авторов, более 20 % капитальных затрат данной фазы.

Существенная экономия капитальных затрат достигается по главе 1 ССР за счет того, что одновременно подготавливается единая территория строительства. Экономия достигается также по основным объектам строительства, транспорта и связи (снижение затрат по главам 2, 5 ССР) за счет строительства единых площадок, различных систем, а также единой АСУ ТП, комплекса инженерно-технических средств охраны, систем пожарной и информационной безопасности. Определенная экономия достигается за счет сокращения затрат на наружные сети, водоотведение, тепло и газоснабжение (снижение затрат по главе 6 ССР). За счет оптимизации размещения временных зданий и сооружений и их использования в ходе строительства обеих фаз достигается снижение затрат по главе 8 ССР – «Временные здания и сооружения». За счет сокращения общего объема выполняемых работ достигается снижение прочих работ и затрат, содержание службы заказчика (главы 9, 10 ССР). Затраты на проектно-изыскательские работы (глава 12 ССР) снижаются, поскольку не требуется их повторное проведение. Снижается также и резерв

¹³ При отсутствии данного тома в составе документации рассматриваемые оценки могут быть сделаны менее точным, например, аналоговым методом.

¹⁴ Затраты по фазе 1 проекта получены без учета резервирования производственного оборудования и объектов инфраструктуры.

средств на непредвиденные работы и затраты пропорционально снижению капитальных затрат по фазе 2.

Особенности моделирования факторов неопределенности, показателей экономической эффективности СПГ-проекта с учетом неопределенностей

Основными факторами неопределенности, учитываемыми при проведении авторами исследования, являются валютный курс (курс доллара США к российскому рублю) и цена нефти сорта Brent.

Для построения модели динамики валютного курса рубля к доллару США от цен на нефть марки Brent. В ходе исследования были проанализированы данные о динамике среднемесячного курса доллара к рублю (по данным Центрального банка РФ) и среднемесячной цене нефти марки Brent (по данным Агентства энергетической информации США) с января 2010 г.

Данные о зависимости курса доллара США к рублю от цен на нефть марки Brent представлены на рис. 5.

Из представленного рисунка видно, что в ноябре 2014 г. произошло кардинальное изменение зависимости курса доллара США к рублю от цен на нефть марки Brent. В предшествующий этому период ЦБ РФ поддерживал своими действиями валютный курс в заданном коридоре независимо от цен на нефть [8]. Однако в связи с осложнившейся

макроэкономической ситуацией, в том числе из-за падения цен на нефть и введенными против РФ санкциями, и быстрыми темпами исчерпания золотовалютных резервов на поддержание стабильного курса рубля 10.11.2014 ЦБ РФ объявил о переходе к плавающему валютному курсу. Данное решение привело к появлению достаточно сильной обратной зависимости доллара США к рублю от цен на нефть.

В связи с кардинально изменившимися рыночными условиями информация о зависимости курса доллара США к рублю от цен на нефть марки Brent до перехода к плавающему курсу является нерелевантной для исследования. В этой связи в целях построения модели рассматривались только данные за период действия режима плавающего курса, т.е. с ноября 2014 г.

Результаты анализа зависимости курса доллара США к рублю от цен на нефть марки Brent в условиях плавающего курса представлены на рис. 6.

Полученные результаты анализа данных за 31 месяц наблюдений (с ноября 2014 г. по май 2017 г. включительно) свидетельствуют о сложившейся сильной взаимосвязи между курсом доллара США к рублю и ценой на нефть. Данная зависимость, согласно имеющимся историческим данным, может быть описана степенной функцией, показанной на рис. 6.

Для описания другого значимого фактора неопределенности – цены нефти марки

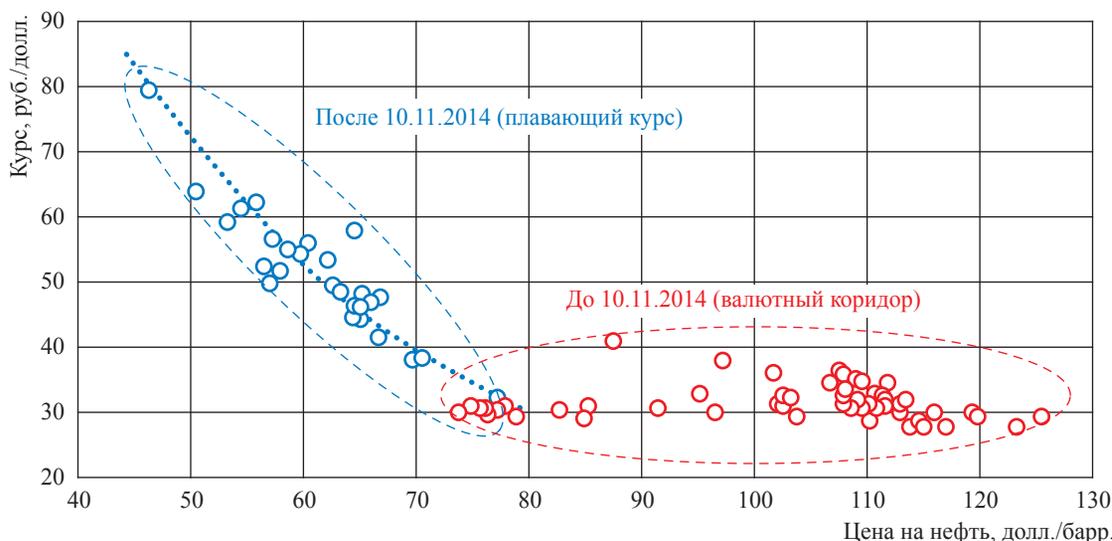


Рис. 5. Соотношения курса доллара США к рублю и цен на нефть марки Brent за период с января 2010 г. по май 2017 г.

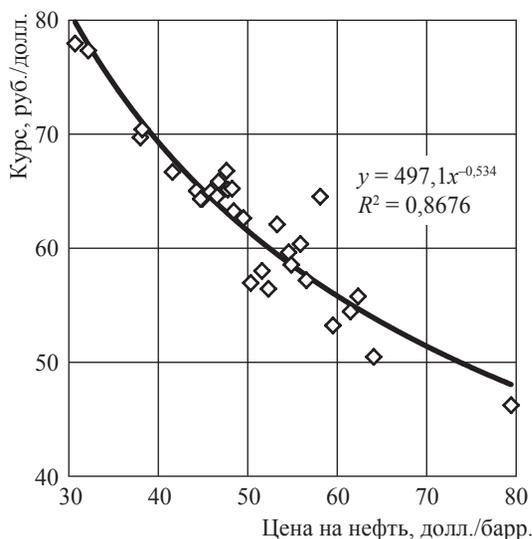


Рис. 6. Зависимость курса доллара США к рублю от цены на нефть марки Brent за период с ноября 2014 г. по май 2017 г.:

y – валютный курс, руб./долл.;
 x – цена на нефть Brent, долл./барр.;
 R^2 – коэффициент детерминации регрессионной модели

Brent, влияющего на принятие ОИР по фазе 2 СПГ-проекта, была использована модель геометрического броуновского движения [9].

Значение параметра волатильности данной модели оценено на основе исторического ряда цен на нефть марки Brent за период с 1987 по 2013 гг. включительно. Значение параметра «Математическое ожидание цены нефти» соответствует определенным макроэкономическим сценариям. Например, расчеты экономической эффективности СПГ-проекта могут быть выполнены при макроэкономических сценариях, когда цена нефти марки Brent составляет 70, 60 и 50 долл. США/барр.

Исходными данными для экономико-математического моделирования показателей экономической эффективности СПГ-проекта с учетом потенциального расширения и неопределенностей являются:

- модели денежных потоков проекта без учета резервирования части производственного оборудования и объектов инфраструктуры под увеличение мощности (раздельно по каждой фазе проекта);
- результаты маркетинговых исследований, показывающие возможную рыночную нишу СПГ-проекта с учетом возможного расширения;

- оценки затрат на резервирование производственного оборудования и объектов инфраструктуры с целью увеличения мощности проекта;

- оценки возможной экономии капитальных затрат фазы 2 проекта в варианте с резервированием производственного оборудования и объектов инфраструктуры.

Оценка показателей экономической эффективности фазы 1 СПГ-проекта может быть проведена на основе традиционного метода ожидаемых дисконтированных денежных потоков. Для оценки показателей экономической эффективности СПГ-проекта с учетом возможного увеличения мощности путем ввода фазы 2 был использован метод реальных опционов [10]. Особенности определения параметров реального опциона на увеличение мощности СПГ-проекта показаны в табл. 1.

С целью проведения научных исследований на основе метода реальных опционов были построены экономико-математические модели двух типов:

- модель, основанная на применении метода численного интегрирования (модель численного интегрирования);
- имитационная стохастическая модель.

Пример оценки экономической эффективности проекта «Балтийский СПГ» с использованием метода реальных опционов

В табл. 2 приведены основные результаты оценки ЧДД фазы 2 проекта «Балтийский СПГ» методом численного интегрирования в предположении, что ОИР по фазе 2 проекта может быть принято/не принято в различные годы (с третьего по седьмой год включительно с момента принятия ОИР по фазе 1 проекта). Все расчеты сделаны в условиях макроэкономического сценария цены на нефть марки Brent 70 долл./барр. и варианта размещения завода в морском порту Усть-Луга. Расчеты по модели численного интегрирования были проведены в программе Matlab R2013a с использованием метода Ньютона – Котеса [11].

Расчеты, выполненные на основе разработанной авторами имитационной стохастической модели, в целом подтвердили корректность аналогичных вычислений с использованием модели численного интегрирования. Полученные расхождения объясняются необходимостью приведения к линейному виду

Таблица 1

Параметры реального опциона на увеличение мощности СПГ-проекта*

Параметр	Особенности определения параметра
Базовый актив	Приведенные денежные потоки от операционной деятельности фазы 2 СПГ-проекта
Цена исполнения	Размер инвестиций в фазу 2 проекта, включая инвестиции в строительство дополнительной линии и расширение производственной и логистической инфраструктуры (с учетом их сокращения за счет резервирования части оборудования и объектов инфраструктуры с целью увеличения мощности проекта)
Период до истечения (существования)	Период возможной реализации опциона (принятия ОИР о запуске фазы 2) ограничено следующими факторами: <ul style="list-style-type: none"> • решение может быть принято не ранее третьего года** с момента запуска фазы 1 проекта; • решение может быть принято не позднее последнего года инвестиционного периода***; • ограниченный период существования рыночной ниши для дополнительных объемов СПГ****; • устаревание принятых конструкторско-технологических решений
Волатильность базового актива	Волатильность цены нефти марки Brent
Затраты на приобретение реального опциона	Дополнительные инвестиционные затраты, производимые на фазе 1, на резервирование части производственного оборудования и объектов инфраструктуры под потенциальное увеличение мощности проекта

* Вариант, предполагающий резервирование производственных объектов с целью увеличения мощности проекта.

** ОИР по фазе 2 не может быть принято ранее 3-го года с момента запуска фазы 1 проекта, поскольку до этого момента еще не выполнено резервирование производственного оборудования и объектов инфраструктуры под увеличение мощности проекта.

*** В соответствии с п. 19 ст. 51 Градостроительного кодекса РФ разрешение на строительство выдается на весь срок строительства. В продлении срока действия разрешения на строительство должно быть отказано в случае, если строительство не начато (в соответствии с п. 20 ст. 51 Градостроительного кодекса РФ).

**** Определяется разделом «Маркетинговые исследования» в составе проектной (предынвестиционной) документации.

Таблица 2

Результаты оценки ЧДД фазы 2 проекта «Балтийский СПГ» методом численного интегрирования

Сроки возможного принятия/непринятия ОИР по фазе 2, кол-во лет с момента принятия ОИР по фазе 1 проекта	ЧДД фазы 2 проекта, ед. стоимости	
	в варианте 1 (без резервирования)	в варианте 2 (с резервированием)
С 3-го по 7-й год включительно	65,5	88,4
С 4-го по 7-й год включительно	60,4	80,6
С 5-го по 7-й год включительно	55,3	73,1
С 6-го по 7-й год включительно	50,2	66,0
Возможно только в 7-й год	44,9	58,8

подынтегральной функции в модели численного интегрирования, что несколько искажает полученные результаты.

Расчеты показали, что оценка ЧДД от резервирования части оборудования и объектов инфраструктуры под увеличение мощности проекта составляет: $88,4 - 65,5 - 5,3 = 17,6$ единиц стоимости, что говорит об эффективности вышеуказанного резервирования в рассматриваемых сценарных условиях. При этом оцененный экономический эффект от сокращения сроков капитального строительства составляет 8,8 единиц стоимости, а эффект от снижения капитальных затрат равен 8,7 единиц стоимости.

Проведенные модельные расчеты показали рост ВВД проекта за счет применения реального опциона приблизительно на 1,85 %¹⁵.

В результате проведенного авторами научного исследования можно сделать следующие выводы:

- доказана целесообразность применения метода реальных опционов к оценке экономической эффективности СПГ-проектов в условиях неопределенности уровня цен на нефть

¹⁵ При цене нефти марки Brent 70 долл. США/барр. в момент принятия ОИР по фазе 1 проекта и резервирования части оборудования и объектов инфраструктуры.

и валютного курса, что позволяет оценивать ожидаемый экономический эффект от реализации предусмотренной в проекте возможности увеличения мощности;

- разработан оригинальный подход оценки ряда параметров реального опциона, таких как стоимость приобретения, цена исполнения, отличающийся от существующих подходов схемой выявления и оценки затрат на резервирование части производственного оборудования и объектов инфраструктуры для последующего увеличения мощности проекта, выявленными источниками экономии капитальных затрат и сокращения сроков реализации проекта;

- получено оригинальное решение задачи по оценке экономической эффективности резервирования части производственного оборудования и объектов инфраструктуры с целью увеличения мощности СПГ-проектов, отличающееся от существующих подходов учетом неопределенностей уровней цен на нефть и валютного курса, что создает необходимые условия для обоснования управленческих решений, связанных с увеличением проектной мощности;

- разработана основанная на методах численного интегрирования и имитационного моделирования экономико-математическая модель оценки стоимости реального опциона в СПГ-проектах, отличающаяся от существующих моделей одновременным учетом неопределенностей цен на нефть и валютного курса;

- на основе выполненных вариантных расчетов экономической эффективности проекта «Балтийский СПГ» разработаны рекомендации по использованию методов и моделей оценки стоимости реального опциона в ходе оценивания экономической эффективности СПГ-проектов;

- продемонстрирована возможность применения метода реальных опционов, а также предложенных авторами подходов определения его основных параметров к оцен-

ке экономической эффективности проекта «Балтийский СПГ», что позволило выполнить количественную оценку экономической эффективности данного проекта в условиях неопределенностей цены нефти и валютного курса (оцененные авторами возможности проекта привели к улучшению значений показателей его экономической эффективности в одном из вариантов проектных решений);

- проведенные исследования на примере проекта «Балтийский СПГ» продемонстрировали возможность получения определенной экономии капитальных затрат, а также снижения сроков реализации проекта за счет обоснования решения о резервировании части производственного оборудования и объектов инфраструктуры под увеличение мощности проекта.

Одним из важнейших результатов проведенного исследования является создание методического инструмента (методического подхода и экономико-математических моделей) для оценки экономической эффективности СПГ-проектов с учетом неопределенностей. Для внедрения разработанного инструмента в практику разработки проектной документации и проведения прединвестиционных исследований необходима разработка корпоративного нормативного документа, в котором будут отражены все методические аспекты оценки экономической эффективности нефтегазовых проектов на основе метода реальных опционов. Использование данного документа заказчиками, проектными институтами и другими заинтересованными сторонами позволит повысить конкурентоспособность нефтегазовой компании за счет учета открывающихся возможностей в ходе обоснования управленческих проектных решений в перспективных нефтегазовых проектах (снижение числа неверно принятых управленческих решений, расширение числа вариантов проектных решений).

Список литературы

1. Рейтинг «Нефтегазовой вертикали» [Электронный ресурс] // Нефтегазовая вертикаль. – 2018. – № 1. – <http://www.ngv.ru/magazines/article/rejting-neftegazovoy-vertikali>.
2. Neufville R., de. Real options by spreadsheet: parking garage case example / R. de Neufville, L.M. Asce, S. Scholtes et al. // *Journal of Infrastructure Systems*. – 2006. – Т. 12. – № 3. – С. 107–111.
3. Zhao T. Highway development decision-making under uncertainty: A real options approach / Tong Zhao, K. Satheesh Sundararajan, Chung-Li Tseng // *Journal of Infrastructure Systems*. – March, 2004.
4. Kitzinga L. A real options approach to analyze wind energy investments under different support schemes / L. Kitzinga, N. Juula, M. Druda et al. // *Applied Energy*. – 2007. – № 188. – С. 83–96.

5. Hartke R. Risk analysis and real options in upstream projects using @RISK: The Gulf of Mexico Case / R. Hartke. – Rio de Janeiro: Petrobras, 2011. – http://www.palisade.com/downloads/UserConf/NA11/2011PalisadeVegasUserConf_HartkeRiskAnalysis.pdf.
6. Chorn L.G. Real options for risk management in petroleum development investments / L.G. Chorn, S. Shokhor // *Energy Economics*. – 2006. – Т. 28. – С. 489–505.
7. Paddock J.L. Option valuation of claims on real assets: the case of offshore petroleum leases / J.L. Paddock, D.R. Siegel, J.L. Smith // *Quarterly Journal of Economics*. – 1988. – No. 3. – P. 479–508.
8. О введении дополнительного механизма предоставления ликвидности: пресс-релиз [Электронный ресурс] // Центральный банк Российской Федерации (Банк России). Пресс-служба. – 4 сентября 2017 г. – http://www.cbr.ru/press/PR/?file=04092017_090000dkp2017-09-04T08_48_05.htm (дата обращения – 02.10.2017).
9. Trigeorgis L. Real options: managerial flexibility and strategy in resource allocation / L. Trigeorgis. – Cambridge: The MIT Press, 1996.
10. Copeland N. Real options – a practitioner’s guide / N. Copeland, V. Antikarov. – N.-Y.: Thompson Texere, 2001. – 645 p.
11. Mathworks. – <https://www.mathworks.com>.

Assessment of economic efficiency by Real Options for two-phase projects of liquefies natural gas production

V.Yu. Khatkov¹, G.V. Zubarev¹, I.V. Demkin^{2*}, S.A. Kovalev², A.O. Gabriyelov², I.M. Nikonov²

¹ Gazprom PJSC, BOX 1255, St.-Petersburg, 190000, Russian Federation

² NIlgazekonomika LLC, Bld. 8, Est. 20, Staraya Basmannaya street, Moscow, 105066, Russian Federation

* E-mail: i.demkin@econom.gazprom.ru

Abstract. Possibility to apply a method of real options during assessment of economic efficiency of the liquefied natural gas (LNG) production projects is demonstrated; a task to estimate economic efficiency of industrial facilities reservation in LNG production projects is put, and an approach to its fulfillment is suggested. On the basis of the real options method the calculations and the main estimates of the economic efficiency of the “Baltiyskiy SPG” project are presented in respect to special scenarios of its realization.

Keywords: efficiency, projects of LNG production, uncertainty, volatility, real option, investments.

References

1. Rating of “Neftegazovaya Vertikal” [Reyting “Neftegazovoy vertikali”]. *Neftegazovaya Vertikal* [online]. 2018, no. 1. Available from: <http://www.ngv.ru/magazines/article/rejting-neftegazovoy-vertikali/> (Russ.).
2. NEUFVILLE R., de, L.M. ASCE, S. SCHOLTES et al. Real options by spreadsheet: parking garage case example. *Journal of Infrastructure Systems*. 2006, vol. 12, no. 3, pp. 107–111. ISSN 1076-0342.
3. ZHAO, T., K.S. SUNDARARAJAN, Chung-Li TSENG. Highway development decision-making under uncertainty: A real options approach. *Journal of Infrastructure Systems*. March, 2004. ISSN 1076-0342.
4. KITZINGA, L., N. JUULA, M. DRUDA et al. A real options approach to analyze wind energy investments under different support schemes. *Applied Energy*. 2007, no. 188, pp. 83–96. ISSN 0306-2619.
5. HARTKE, R. *Risk analysis and real options in upstream projects using @RISK: The Gulf of Mexico Case* [online]. Rio de Janeiro: Petrobras, 2011. Available from: http://www.palisade.com/downloads/UserConf/NA11/2011PalisadeVegasUserConf_HartkeRiskAnalysis.pdf
6. CHORN, L.G., S. SHOKHOR. Real options for risk management in petroleum development investments. *Energy Economics*. 2006, vol. 28, pp. 489–505. ISSN 0140-9883.
7. PADDOCK, J.L., D.R. SIEGEL, J.L. SMITH. Option valuation of claims on real assets: the case of offshore petroleum leases. *Quarterly Journal of Economics*. 1988, no. 3, pp. 479–508. ISSN 0033-5533.
8. *On introduction of supplementary mechanism for liquidity provision: information notice*. Bank of Russia, Press Service [online]. 04.09.2017. Available from: http://www.cbr.ru/eng/press/PR/?file=04092017_090002eng_dkp2017-09-04T08_49_08.htm (02.10.2017).
9. TRIGEORGIS, L. *Real options: managerial flexibility and strategy in resource allocation*. Cambridge: The MIT Press, 1996.
10. COPELAND, N., V. ANTIKAROV. *Real Options – A Practitioner’s Guide*. N.Y: Thompson Texere, 2001.
11. *Mathworks* [online]. Available from: <https://www.mathworks.com> (02.10.2017).

УДК 629.4:665.725

Результаты технико-экономического анализа отдельных вариантов обеспечения ОАО «РЖД» газовым моторным топливом

А.А. Евстифеев¹, А.Е. Ермолаев^{1*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

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

Тезисы. Наличие на Свердловской и Северной железных дорогах протяженных неэлектрифицированных участков железных дорог с высоким потоком товарных составов повышенной грузоподъемности позволяет говорить об эффективном применении в качестве моторного топлива сжиженного природного газа (СПГ). Переход от опытной эксплуатации единичных экземпляров локомотивов на СПГ к полномасштабной эксплуатации требует не только строительства локомотивов, но и развития инфраструктуры заправки и обслуживания локомотивов на СПГ. В данной работе представлено технико-экономическое исследование возможных вариантов организации производства, транспортировки и экипировки локомотивов на СПГ при реализации базовых вариантов развития Свердловской и Северной железных дорог.

Ключевые слова: сжиженный природный газ, газотурбовоз, Свердловская и Северная железные дороги, объекты инфраструктуры заправки.

Одним из наиболее крупных потребителей сжиженного природного газа (СПГ) в качестве моторного топлива является ОАО «Российские железные дороги». Исследования в области использования природного газа на железнодорожном транспорте ведутся с середины 70-х гг. XX в. Нормативная база и планы развития инфраструктуры заправки локомотивного парка и собственно его численности достаточно обширны. Перечислим основные из действующих в настоящее время документов:

- Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года (Минэкономразвития России, 2013 г.);
- Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2016 год и на плановый период 2017 и 2018 годов (Минэкономразвития России, май 2015 г.);
- Транспортная стратегия Российской Федерации на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.11.2008 № 1734-р;
- Распоряжение Правительства Российской Федерации от 11.06.2014 № 1032-р «О внесении изменений в Транспортную стратегию Российской Федерации, утвержденную распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.11.2008 № 1734-р»;
- Государственная программа Российской Федерации «Развитие транспортной системы», утвержденная постановлением Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 № 319;
- Федеральная целевая программа «Развитие транспортной системы России (2010–2020 годы)», утвержденная постановлением Правительства Российской Федерации от 05.12.2001 № 848 с изменениями и дополнениями от 15.05.2014 № 445;
- Стратегия развития железнодорожного транспорта в Российской Федерации на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.06.2008 № 877-р;
- Проект обновленной Стратегии развития железнодорожного транспорта в Российской Федерации на период до 2030 года, разработанный в 2015 г.;
- Инвестиционная программа ОАО «РЖД» на 2016 г. и на плановый период 2017 и 2018 гг.;

- Стратегия развития морской портовой инфраструктуры России до 2030 года (одобрена на совещании членов Морской коллегии при Правительстве Российской Федерации 28 сентября 2012 г., находится на согласовании в федеральных органах исполнительной власти);

- Комплексный план мероприятий по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива, утвержденный заместителем председателя Правительства Российской Федерации А.В. Дворковичем 14.11.2013 № 6819п-П9.

В качестве единственного варианта пополнения парка тягового подвижного состава газомоторной техникой рассматривается закупка новых магистральных и маневровых локомотивов, работающих на СПГ. Это связано с высокой степенью износа существующего парка тягового подвижного состава, в связи с чем его переоборудование для использования СПГ в качестве моторного топлива является экономически неэффективным.

В России по инициативе ОАО «РЖД» были изготовлены несколько опытных образцов маневровых газопоршневых локомотивов:

- ТЭМ18Г – два образца построены на мощностях Брянского машиностроительного завода (БМЗ) в 1997–1998 гг., максимальное замещение дизельного топлива газом – 50 %, запас СПГ – 600 кг; в настоящее время находятся в ОАО «ВНИИЖТ»;

- ЧМЭЗГ – в 2004 г. переоборудован по проекту ОАО «ВНИИЖТ», замещение дизельного топлива газом увеличено до 60 %, запас СПГ – до 800 кг; решение о серийном производстве машин не принято;

- ТЭМ19 – произведены на АО «УК «БМЗ», мощность – 880 кВт (1197 л.с.), запас



Рис. 1. Газотепловоз ТЭМ19

СПГ – 5 т; первая поездка состоялась в декабре 2013 г.

В 2013 г. по заказу ОАО «РЖД» АО «Трансмашхолдинг» (АО «УК «БМЗ») изготовил *первый в мире газопоршневой тепловоз ТЭМ19, работающий на СПГ* (рис. 1). На локомотиве установлен газопоршневой двигатель 8ГЧН21/26, изготовленный ОАО «Волжский дизель им. Маминых». В настоящее время газопоршневой тепловоз ТЭМ19 проходит подконтрольную эксплуатацию на станции Егоршино Свердловской железной дороги. Первый этап испытаний газопоршневого тепловоза завершен в конце 2014 г.

Основные технические характеристики маневрового тепловоза ТЭМ-19, предоставленные ОАО «РЖД», приведены в табл. 1.

Тепловоз ТЭМ-19 предназначен для эксплуатации на крупных железнодорожных узлах. В настоящее время завершен полный комплекс его испытаний, включая сертификационные, оформлен сертификат соответствия на газотепловоз. Результаты подконтрольной эксплуатации маневрового тепловоза ТЭМ-19 показали, что по сравнению с маневровыми тепловозами ТЭМ18ДМ (табл. 2) газотепловоз

Таблица 1

Основные технические характеристики ТЭМ-19

Параметр	Показатель
Мощность, кВт (л.с.)	880 (1197)
Двигатель	Газопоршневой 491ГД
Вид топлива	СПГ
Количество тяговых осей	6
Конструкционная скорость, км/ч	100
Сила тяги расчетного режима, кН	206
Запас топлива, т	5
Время между заправками, сут	7
Осевая формула	3 ₀ -3 ₀
Экономия затрат за период жизненного цикла по сравнению с ТЭМ18ДМ, %	5,7
Снижение выбросов NO _x и CO, раз	3
Производитель	АО «УК «Брянский машиностроительный завод»

Таблица 2

**Сравнительная характеристика маневрового тепловоза ТЭМ18ДМ
и тепловоза ТЭМ19 с газопоршневой силовой установкой**

Параметр	ТЭМ18ДМ	ТЭМ19
Мощность тепловоза, кВт (л.с.)	882 (1200)	880 (1197)
Служебная масса, т	126	138
Осевая формула	3 ₀ -3 ₀	3 ₀ -3 ₀
Конструкционная скорость, км/ч	100	100
Сила тяги, тс:		
• при трогании с места;	32,5	32,5
• длительного режима	21,0	21,0
Скорость длительного режима, км/ч	10,5	10,5
Тип дизеля	6ЧНЗ 1,8/33	8ГЧН 21/26
Дизель-генератор	1-ПДГ4Д	ГДГ 800Т
Расход топлива дизелем по тепловозной характеристике при номинальной мощности, г/кВт·ч	196,5 + 9,8	–
Расход топлива дизелем в режиме холостого хода	5,5 кг/ч	68 м ³ /ч
Расход топливного газа, м ³ /ч, не более	–	237 (при 100%-ной нагрузке) 188 (при 75%-ной нагрузке) 144 (при 50%-ной нагрузке)
Удельный расход газового топлива с теплотворностью 45,76 МДж/м ³ при нормальных условиях, м/мин, не более		99,3 (при 25%-ной нагрузке)
Срок службы дизеля, лет	16	25
Назначенный срок службы локомотива до списания, лет	32	50

позволяет снизить удельные затраты на топливо до 26 %. Экономия затрат за период жизненного цикла газотепловоза по сравнению тепловозом ТЭМ18ДМ составляет 5,7 %.

Также по заказу ОАО «РЖД» разработан первый в России *магистральный газотурбинный локомотив (газотурбовоз) ГТ1-001*. Это двухсекционный локомотив, в первой секции (тяговой) которого размещается оборудование силового блока (газотурбинный двигатель, тяговый генератор и их вспомогательные системы), вспомогательное оборудование, оборудование системы газоподготовки и системы подготовки воздуха. Во второй секции (бустерной) находится криогенная емкость с запасом СПГ в количестве 17 т, тягово-энергетическое оборудование и оборудование системы газоподготовки.

В 2008 г. на Московской железной дороге состоялись первые опытные поездки

газотурбовоза ГТ1-001, в результате которых на участке Рыбное – Бекасово проведены поездки массой до 8300 т, что значительно превысило установленные весовые нормы для данного участка. На экспериментальном кольце ВНИИЖТ (Щербинка) 23 января 2009 г. газотурбовозом проведен грузовой поезд массой 15020 т. Это мировой рекорд для одного автономного локомотива с одной силовой установкой. Подконтрольная эксплуатация магистрального газотурбовоза ГТ1-001 на Московской железной дороге подтвердила заявленные технико-экономические параметры локомотива (табл. 3) и его эффективность.

По завершении первого этапа испытаний газотурбовоз передислоцирован на Свердловскую железную дорогу для продолжения подконтрольной эксплуатации. Заправка газотурбовоза СПГ осуществляется ООО «Газпром

Таблица 3

Основные технические характеристики газотурбовозов ГТ1-001 и ГТ1h-002

Параметр	ГТ1-001	ГТ1h-002
Мощность, кВт	8300	8500
Сила тяги длительного режима, кН	630	700
Запас топлива, т	17	20
Запас хода без дозаправки, км	800	800...1000
Экономия затрат за период жизненного цикла по сравнению с 2ТЭ116, %	19,4	19,4
Снижение выбросов вредных веществ по сравнению с дизелями тепловозов, раз	5	5

трансгаз Екатеринбург» на газораспределительной станции ГРС-4 (станция Аппаратная Свердловской железной дороги). На участке Березит – Алапаевск Свердловской железной дороги газотурбовозом ГТ1-001 проведен поезд массой 9000 т, для которого при использовании тепловозов 2ТЭ116 установленная весовая норма составляет 4500 т. В 2012 г. газотурбовоз ГТ1-001 модернизирован, новые модификации получили индекс «h» (рис. 2, см. табл. 3). В настоящее время на Свердловской железной дороге продолжается подконтрольная эксплуатация газотурбовоза.

В 2013 г. построен газотурбовоз ГТ1h-002 (см. табл. 3 и рис. 2б) на базе другой экипажной части (тепловоза ТЭМ7А) и с модернизированным оборудованием. ГТ1h-002 – грузовой газотурбовоз с электропередачей переменного тока с поосным регулированием тяги в составе двух 8-осных секций. Предназначен для вождения грузовых поездов весом свыше 6000 т на сети железных дорог колеи 1520 мм. Запас сжиженного природного газа газотурбовоза ГТ1h-002 увеличен до 20 т. Является первым предсерийным магистральным газотурбовозом. Газотурбовоз не имеет аналогов в мире, мощность энергетической установки, работающей на СПГ, составляет 8500 кВт.

В настоящее время газотурбовоз ГТ1h-002 проходит подконтрольную эксплуатацию на Свердловской железной дороге. Анализ поездок газотурбовоза ГТ1h-002 на полигоне Егоршин – Серов-сорт. – Егоршино общей протяженностью 640 км и имеющем тяжелый профиль, показывает средний расход газа за поездку в районе 15...16 т.

Предварительные результаты подконтрольной эксплуатации показывают, что

по сравнению с грузовыми тепловозами 2ТЭ116 магистральный газотурбовоз позволяет снизить на 30 % расходы на перевозку одной тонны груза и получить экономию текущих расходов на топливо до 35 %, экономия затрат за период жизненного цикла по сравнению с тепловозами 2ТЭ116 составляет 19,4%.

Высокая мощность газотурбовозов позволяет им перемещать составы большой длины и массы. Для сравнения: мощность дизелей распространенного на полигоне российских железных дорог грузового двухсекционного тепловоза 2ТЭ116 – 4400 кВт (2×2200 кВт), а мощность нового газотурбовоза ГТ1h – 8500 кВт, что особенно важно при оценке альтернатив грузовым тепловозам на неэлектрифицированных участках.

По данным Свердловской железной дороги, при освоении мощных грузопотоков применение тягового подвижного состава на СПГ позволит существенно сократить эксплуатационные затраты за счет использования более дешевого топлива (стоимость СПГ на 40...50 % ниже стоимости дизельного топлива), высокой мощности газотурбовоза (один газотурбовоз заменит два тепловоза 2ТЭ116). Кроме того, в связи с повышенной тяговой мощностью газотурбовоза на стыковочных станциях электро/тепловозной тяги можно избежать работ по расформированию состава при переходе на иной вид тяги.

Важно отметить, что расчетный срок службы газотурбовоза составляет 40 лет, что в 2 раза выше, чем у тепловоза. При этом потребность в ремонте газотурбовоза ниже благодаря меньшему загрязнению движущихся частей в сравнении с дизельными двигателями. Это дает возможность повысить коэффициент технической готовности локомотива. Таким образом, стоимость жизненного цикла газотурбовоза ниже



Рис. 2. Газотурбовозы ГТ1h-001 (а) и ГТ1h-002 (б)

по сравнению с тепловозом за счет меньших затрат на топливо, обслуживание и ремонт.

Газовозы являются более экологичным видом тягового подвижного состава по сравнению с тепловозами. Испытания ГТ1h показали 5-кратный запас по выбросам относительно действующих требований к дизельным двигателям.

Для эксплуатации газотурбовозов и газотепловозов необходимо создание инфраструктуры для заправки и замены топливных цистерн. В настоящее время на полигоне российских железных дорог имеется только один пункт экипировки (ГРС в районе Екатеринбурга), который приспособлен для заправки локомотивов СПГ. Заправка маневровых газотепловозов может осуществляться на площадках для экипировки тепловозов по схеме заправки дизельным топливом. В сложившейся структуре экипировочного хозяйства железнодорожного транспорта пункты заправки дизельным топливом располагаются на расстоянии 200...700 км друг от друга и имеют расходы 50...400 т топлива в сутки для обеспечения работы магистральных тепловозов. Для маневровых тепловозов, количество которых, как правило, составляет 10...40 единиц в пункте приписки, требуются 10...35 т дизельного топлива в сутки. При указанных объемах замещения суточный расход СПГ для снабжения магистральных газотепловозов будет составлять 35...60 т/сут, для снабжения маневровых газотепловозов – 5...19 т/сут.

Заправочная станция для тепловозов должна размещаться вблизи экипировочного хозяйства и иметь с последним общую позицию для снабжения газотепловозов СПГ, дизельным топливом, смазочным и другими экипировочными материалами. При необходимости локомотивы могут заправляться специальными автомобильными заправщиками.

Создание железнодорожной газомоторной техники предполагает формирование технических требований к соответствующей газотопливной инфраструктуре (склады горючесмазочных материалов, пункты экипировки и технического обслуживания локомотивов и т.д.) с учетом вида используемого топлива, технологических параметров и особенностей эксплуатации подвижного состава, обеспечения безопасности и др.

В настоящее время основным заказчиком разработки тягового подвижного состава,

используемого в качестве топлива природный газ, является ОАО «РЖД». Программа инновационного развития ОАО «РЖД» в части повышения энергоэффективности предусматривает в том числе переход в автономной тяге на газовые технологии – газотурбовозы и газотепловозы с созданием инфраструктуры газоснабжения.

В 2013 г. ОАО «РЖД» и ПАО «Газпром» подписали Меморандум о сотрудничестве в области использования газомоторного топлива, в соответствии с которым ОАО «РЖД» обеспечит координацию создания локомотивов и адаптацию производственно-технической базы, а ПАО «Газпром» – формирование газотопливной инфраструктуры.

Разработчиками тягового подвижного состава, использующего в качестве топлива природный газ, выступают главным образом специалисты профильных организаций научно-технического комплекса ОАО «РЖД» (ВНИКТИ, ВНИИЖТ) совместно с производителями (Людиновский тепловозостроительный завод, Брянский машиностроительный завод и др.). Разработки ведутся в наиболее массовых сегментах грузовых (газотурбовозы ГТ1h-001 и ГТ1h-002) и маневровых (ТЭМ-18Г, ТЭМ19, ЧМЭЗГ) локомотивов.

В границах Свердловской железной дороги определен опытный полигон эксплуатации магистральных локомотивов, использующих СПГ (рис. 3). Результаты испытаний опытных образцов газомоторного тягового подвижного состава подтверждают основные эксплуатационные параметры (мощность, скоростные и тяговые характеристики в различных режимах, расход топлива, запас хода, уровень вредных выбросов в атмосферу и пр.), заявленные при разработке проектной документации. При условии обеспечения необходимой надежности, а также относительной простоты сервисного обслуживания (включая экипировку) и низкой стоимости СПГ востребованность новой газомоторной техники на неэлектрифицированных участках железных дорог со стабильными объемами промышленных перевозок не вызывает сомнений.

Динамика роста численности парка подвижного состава на Свердловской железной дороге исходя из графика поставок показана в табл. 4. К 2022 г. на Свердловской железной дороге будут эксплуатироваться 14 газотурбовозов и 20 тепловозов ТЭМ19 на СПГ.



Рис. 3. Полигон перспективной эксплуатации локомотивов на СПГ (Свердловская и Северная железные дороги)

Таблица 4

Запланированный рост численности парка подвижного состава на Свердловской железной дороге, ед.

Вид работ	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Изготовление установочной серии газотурбовозов ГТ1h	1	2	2	3	3	3
Поставка газопоршневых двигатель-генераторов ГДГ800Т для газотепловозов ТЭМ19	1	2	3	4	5	5

Оценка эффективности перевода парка локомотивов на СПГ основывалась на концепции и методологии, изложенных в ранее опубликованных работах [1–7], и нормативно-балансовом подходе к организации процесса экипировки локомотивов моторным топливом. Особенностью примененной методики является построение на первом этапе полного множества возможных схем организации снабжения локомотивов необходимым объемом моторного топлива с последовательным усечением полученного множества по результатам оценки эффективности получаемых решений. В качестве исходных в рамках данной работы использованы следующие значения суточного нормативного потребления топлива: локомотивом ГТ1h – 40 т, газотепловозом ТЭМ19 – 20 т.

По результатам анализа протяженности межстанционных перегонов на полигоне эксплуатации локомотивов Свердловской железной дороги (табл. 5) и плана-графика ввода в эксплуатацию локомотивов сформированы прогнозные объемы потребления по полигону (табл. 6).

В результате анализа актуальных транспортных грузопотоков получены характеристики потенциального потребления газового моторного топлива по станциям (табл. 7).

Удовлетворение потенциала на всех станциях потребовало бы строительства восьми экипировочных пунктов разной мощности с организацией доставки на пункты экипировки необходимого топлива. Особенности работы с криогенными жидкостями, такими

Таблица 5

**Матрица межстанционных корреспондентий на полигоне эксплуатации локомотивов
Свердловской железной дороги, км**

Станция	Войновка	Тобольск	Демьянка	Сургут	Ульт-Ягун	Лимбей	Коротчаево	Нижевартовск
Войновка	×	229	410	703	760	1235	1337	920
Тобольск	229	×	181	474	531	1006	1108	691
Демьянка	410	181	×	293	350	825	927	452
Сургут	703	474	293	×	57	532	634	217
Ульт-Ягун	760	531	350	57	×	475	577	160
Лимбей	1235	1006	825	532	475	X	102	635
Коротчаево	1337	1108	927	634	577	102	×	737
Нижевартовск	920	691	452	217	160	635	737	×

Таблица 6

Прогнозные объемы потребления по полигону

	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Численность вводимых газотурбовозов, ед.	1	2	2	3	3	3	3	3
Общая численность газотурбовозов, ед.	1	3	5	8	11	14	17	20
Суточный объем потребления топлива, т СПГ	40	120	200	320	440	560	680	800
Численность вводимых газотепловозов, ед.	1	2	3	4	5	5	5	5
Общая численность газотепловозов, ед.	1	3	6	10	15	20	25	30
Суточный объем потребления топлива, т СПГ	20	60	120	200	300	400	500	600
Общий суточный объем потребления СПГ, т	60	180	320	520	740	960	1180	1400

Таблица 7

Потенциальное потребление газового моторного топлива, тонн СПГ

	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Войновка	12	36	64	104	148	192	236	280
Тобольск	3	9	16	26	37	48	59	70
Демьянка	6	18	32	52	74	96	118	140
Сургут	27	81	144	234	333	432	531	630
Ульт-Ягун	0,6	1,8	3,2	5,2	7,4	9,6	11,8	14
Лимбей	4,8	14,4	25,6	41,6	59,2	76,8	94,4	112
Коротчаево	6	18	32	52	74	96	118	140
Нижевартовск	0,6	1,8	3,2	5,2	7,4	9,6	11,8	14

как СПГ, предъявляют серьезные требования к неснижаемому запасу криогенной жидкости в емкостях хранения, необходимой для поддержания криогенной температуры стенок емкости. Полное опорожнение цистерны или бака газотурбовоза потребует при заправке процедуры захолаживания емкости, в процессе которого испарившийся СПГ выходит из заправляемой цистерны через дренажное отверстие, что приводит к потерям СПГ в размере до 10...15 % от объема емкости. Поэтому количество сливно-наливных операций с СПГ необходимо минимизировать. Сделать это можно двумя способами: 1) экипировкой газотурбовозов и газотепловозов непосредственно в борт со сливно-наливной эстакады объекта производства СПГ и 2) применением для экипировки газотурбовозов съемных или подключаемых криогенным продуктопроводом

цистерн. Экономические расчеты показывают, что наиболее низкокзатратным и экономически оправданным является вариант экипировки локомотивов в борт непосредственно на объектах производства СПГ.

Тем не менее строительство восьми точек производства СПГ, причем две из которых имеют производительность менее 0,5 т/ч, а одна – 3 т/ч, нерационально. Поэтому проведен анализ возможности организации доставки СПГ для его последующего использования локомотивами. Рассматривались варианты доставки топлива железнодорожным и автомобильным транспортом. На период 2017–2019 гг. при условии эксплуатации локомотивов на перегоне Войновка – Сургут существует возможность организации снабжения локомотивов от единого источника производства СПГ как автомобильным, так и железнодорожным

транспортом. Однако при росте потребления и необходимости ввода в эксплуатацию перегонов Сургут – Коротчаево и Сургут – Нижневартовск доставка необходимых для этого объемов топлива с объектов производства автомобильным транспортом по существующим региональным дорогам становится проблематичной и маловероятной. Поэтому вариант доставки СПГ на пункты экипировки автомобильным транспортом рассматривается исключительно в качестве резервного.

Для оценки рентабельности транспортировки СПГ по железной дороге в расчетах использовали показатель относительных затрат на один километр пути (табл. 8).

На этапе анализа возможности организации транспортировки СПГ в объеме, заявленном ОАО «РЖД», специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» изучена газовая инфраструктура

в районе полигона эксплуатации газотурбозов (рис. 4).

Анализ показал, что трасса магистрального газопровода совпадает с трассой железной дороги за исключением двух мест – городов Тобольска и Сургута. При этом ГРС в Тобольске имеет достаточно низкую пропускную способность и находится на значительном расстоянии от железнодорожной станции. В Сургуте (рис. 5) ситуация несколько отличается: несмотря на то что магистральный газопровод не проходит вдоль железнодорожного полотна, в городе есть крупные постоянные потребители, подключенные через ГРС. Большие расходы через ГРС позволяют получить до 240 т СПГ в сутки. Наличие данного производства могло бы обеспечить потребности станции Сургут в топливе до 2020 г., но при этом нужно будет построить 12 км железнодорожных

Таблица 8

Матрица стоимости транспортировки цистерны на 1 км в границах полигона эксплуатации локомотивов, руб./км

Станция	Войновка	Тобольск	Демьянка	Сургут	Ульт-Ягун	Лимбей	Коротчаево	Нижневартовск
Войновка	×	145,54	107,75	87,17	83,84	71,61	69,87	78,71
Тобольск	145,54	×	170,19	101,14	97,05	78,40	75,93	88,68
Демьянка	107,75	170,19	×	126,65	115,83	82,56	80,70	114,01
Сургут	87,17	101,14	126,65	×	367,79	96,86	89,53	148,16
Ульт-Ягун	83,84	97,05	115,83	367,79	×	100,93	95,23	176,37
Лимбей	71,61	78,40	82,56	96,86	100,93	×	246,72	89,39
Коротчаево	69,87	75,93	80,70	89,53	95,23	246,72	×	×
Нижневартовск	78,71	88,68	114,01	148,16	176,37	89,39	×	×

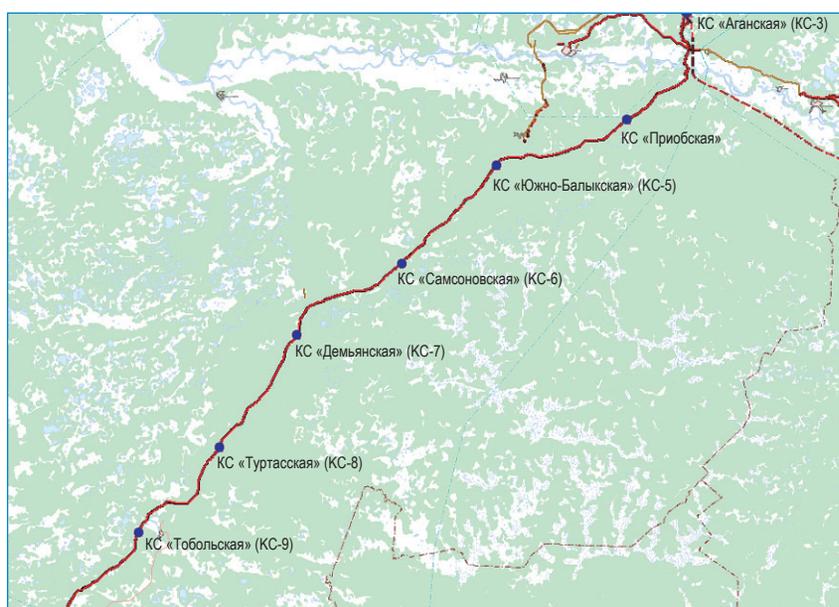


Рис. 4. Схема магистральных газопроводов в районе полигона Войновка – Сургут с размещенными на них компрессорными станциями (КС)

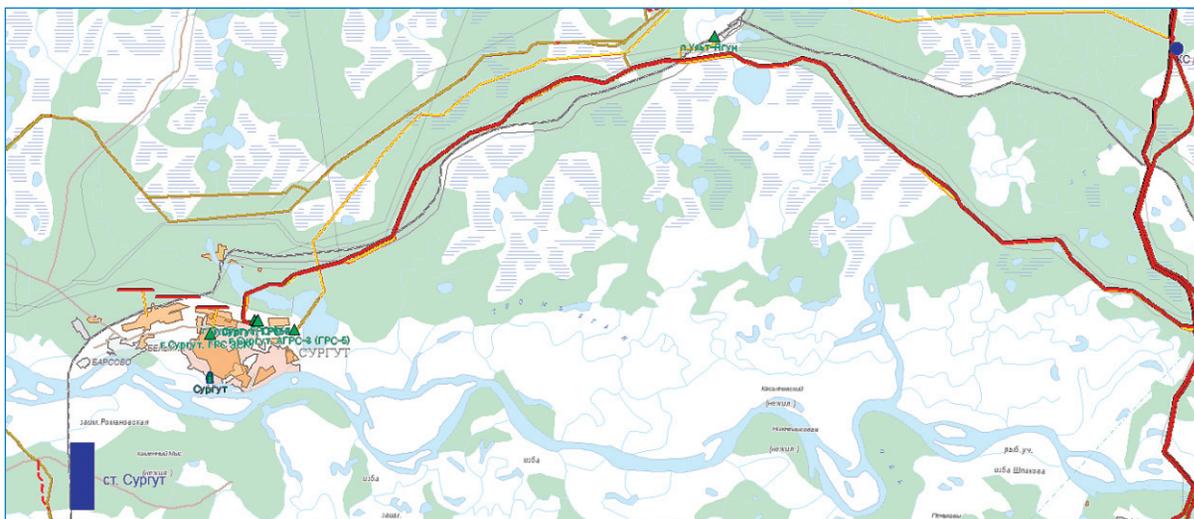


Рис. 5. Схема магистральных газопроводов в районе города Сургут

путей с интенсивным движением внутри городской черты или организовать непрерывное движение по городу метановозов, курсирующих по маршруту «железнодорожная станция – ГРС», что приведет к повышению общей загруженности городских дорог.

Программой развития малотоннажного производства и использования СПГ (утв. постановлением Правления ПАО «Газпром» от 26.10.2016 № 42) предусмотрено создание комплекса производства СПГ на ГРС ТЭЦ-1 в Тюмени. Удачное размещение данной ГРС на расстоянии 0,3 км от железнодорожной станции делает ее наиболее привлекательным объектом в рамках реализации проекта экипировочных пунктов. Совокупный объем производства на данной ГРС может составить порядка 105 т СПГ в сутки, обеспечив потребности станции Войновка на период 2017–2020 гг.

В процессе технико-экономического анализа рассматривались несколько вариантов организации снабжения и размещения производственных и заправочных мощностей (рис. 6–8, табл. 9). Так, предполагается производство СПГ организовать следующим образом:

- в рамках варианта 1 на трех ГРС в Тюмени (ст. Войновка), Тобольске и Нижневартовске с последующей его доставкой железнодорожными цистернами к местам потребления на экипировочных пунктах возле станций Тобольск, Сургут, Лимбей и Нижневартовск;
- в рамках варианта 2 на ГРС в Тюмени (ст. Войновка) и на автономном комплексе производства на отводе магистрального газопровода в Ульт-Ягуне с последующей его

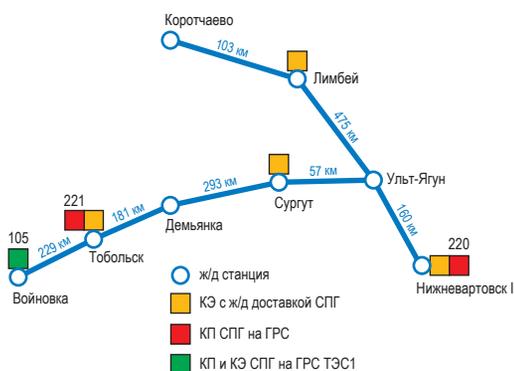


Рис. 6. Вариант 1: производство СПГ на ГРС, утвержденных Программой малотоннажного производства ПАО «Газпром»: КП – комплекс производства; КЭ – комплекс экипировки; ж/д – железнодорожная; число – производительность по СПГ, т/сут



Рис. 7. Вариант 2: производство СПГ на ГРС и автономном комплексе с доставкой на пункты экипировки по железной дороге



Рис. 8. Вариант 3: производство СПГ на ГРС и автономном комплексе

доставкой железнодорожными цистернами к местам потребления на экипировочных пунктах возле станций Сургут, Лимбей;

- в рамках варианта 3 на ГРС в Тюмени (ст. Войновка) и на автономном комплексе производства на отводе магистрального газопровода в городе Сургуте с последующей его доставкой железнодорожными цистернами к местам потребления на экипировочный пункт возле станции Лимбей. При этом производство СПГ в Тюмени и Сургуте оснащено пунктами экипировки локомотивов в борт с подъездных путей.

В рамках статьи рассмотрены затраты инвестора на создание инфраструктуры заправки локомотивов сжиженным природным газом в районе полигона опытной эксплуатации Свердловской и Северной железных дорог.

В части организации доставки СПГ с объектов производства на экипировочные пункты железных дорог автомобильным транспортом по дорогам общего пользования и федеральным трассам сделан вывод о возможности использования автомобильных криогенных метановозов только на начальной стадии опытной эксплуатации в период 2017–2019 гг. во время проектирования и строительства основных производственных мощностей проекта и малой численности локомотивов на СПГ. В последующем круглогодичное применение тяжелых грузовиков на северных дорогах является проблематичным, опасным и затратным, а следовательно, может рассматриваться только в качестве резервного способа разовой доставки партии СПГ.

В части организации производственных мощностей по энергоэффективной технологии (размещение комплексов сжижения природного газа на ГРС) можно сделать вывод, что предложенные в утвержденной Программе ПАО «Газпром» точки производства в районе полигона опытной эксплуатации газового

Таблица 9

Сводные расчетные технико-экономические показатели проекта по трем вариантам

Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Общая производительность объектов производства СПГ, т/сут	526	775	775
Количество пунктов экипировки	5	4	3
Количество цистерн для СПГ	40	58	18
Капитальные вложения, млн руб., в том числе:	11487,0	10344,4	8986,4
• пункты экипировки	3200,0	1600,0	800,0
• комплексы производства СПГ	7729,0	7845,4	7845,4
• цистерны для СПГ	558,0	899,0	341,0
Среднегодовые эксплуатационные затраты, млн руб./год, в том числе:	2621,1	3482,8	3279,5
• затраты на покупку сырьевого газа	1093,6	1611,3	1611,3
• газоподготовка	322,2	126,7	126,7
• энергозатраты на производство СПГ	0	636,5	636,5
• стоимость транспортировки	268,2	265,8	158,5
• заработная плата персонала	61,8	36,7	30,1
• амортизационные отчисления	649,0	584,4	507,7
• прочие	226,3	221,4	208,7
Чистый доход (ЧД) от проекта, млн руб.	26658,8	24013,4	20762,9
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) от проекта, млн руб.	1646,3	1482,6	1282,9
Внутренняя норма доходности, %	12,0	12,0	12,0
Срок окупаемости по ЧД, лет	9	9	9
Срок окупаемости по ЧДД, лет	17	17	17
Стоимость СПГ на пункте экипировки, руб./т	21153,4	17074,4	15748,6

транспорта являются экономически малопривлекательными, поскольку: удалены от железнодорожного полотна, требуют организации выделенных пунктов экипировки в непосредственной близости от станций железной дороги, дополнительных затрат на приобретение и эксплуатацию парка цистерн для перевозки СПГ, затрат на доставку СПГ железнодорожным транспортом на пункты экипировки, наличия оборотной тары. Все перечисленные факторы увеличивают расходную часть проекта и негативно сказываются на его итоговых экономических показателях.

В части организации заправки железнодорожных локомотивов наиболее привлекательной с экономической точки зрения является заправка непосредственно в борт на интегрированных в производственные объекты пунктах экипировки. Данный метод позволяет применить производственную сливно-наливную эстакаду, используемую для отгрузки СПГ в цистерны, для заправки локомотивов. Интегрированные экипировочные пункты позволят сократить численность объектов инфраструктуры экипировки и, соответственно, сократить капитальные и эксплуатационные затраты, а также потери товарной продукции, связанные со сливно-наливными операциями и происходящим при этом испарением криогенной жидкости.

В ходе технико-экономического анализа рассмотрены три возможных варианта обеспечения ОАО «РЖД» газовым моторным топливом и рассчитана минимальная стоимость СПГ на пунктах экипировки при заданной внутренней норме доходности 12 %. В качестве источника инвестиций рассматривались собственные средства инвестора, например ПАО «Газпром». В первом варианте, соответствующем Программе ПАО «Газпром», стоимость СПГ на заправочном пистолете пункта экипировки является довольно высокой – 21,1 руб./кг (это приблизительно 60 %

от средней стоимости одного литра дизельного топлива). Основными причинами этого являются относительно низкая производительность комплексов производства СПГ (192 тыс. т/год) и высокие капитальные вложения (11487 млн руб.). Варианты два и три выглядят предпочтительнее как с точки зрения стоимости СПГ на пунктах экипировки (17,1 руб./кг и 15,8 руб./кг соответственно), так и по объему инвестиций.

Список литературы

1. Балашов М.Л. Методика определения границы экономической эффективности перехода на природный газ в качестве моторного топлива / М.Л. Балашов, А.А. Евстифеев // Транспорт на альтернативном топливе. – 2013. – № 2 (32). – С. 4–5.
2. Васильев Ю.Н. Газозаправка транспорта / Ю.Н. Васильев, А.И. Гриценко, К.Ю. Чириков. – М.: Недра, 1995. – 342 с.
3. Евстифеев А.А. Обеспечение муниципальных автобусных парков мегаполиса газовым моторным топливом / А.А. Евстифеев // Газовая промышленность. – 2014. – № 2 (702). – С. 86–89.
4. Евстифеев А.А. Математическая модель анализа потребности в КПП и СПГ на вновь газифицируемых территориях / А.А. Евстифеев // Газовая промышленность. – 2013. – № 01 (685). – С. 87–88.
5. Евстифеев А.А. Применение математического моделирования при испытаниях и отработке сложных технических систем / А.А. Евстифеев, М.А. Заева, Я.А. Хетагуров // Вестник Национального исследовательского ядерного университета МИФИ. – 2013. – № 1. – Т. 2. – С. 115.
6. Барзилович Е.Ю. Некоторые математические вопросы теории обслуживания сложных систем / Е.Ю. Барзилович, В.А. Каштанов. – М.: Советское радио, 1997. – 272 с.
7. Evstifeev A. Multi-criteria equipment control in complex engineering systems / A. Evstifeev, M. Zaeva, S. Krasnikova et al. // Asian Journal of Applied Sciences. – 2015. – Т. 8. – № 1. – С. 86–91.

Feasibility study of special variants for Russian Railways provision with a gas motor fuel

A.A. Yevstifeyev¹, A.Ye. Yermolayev^{1*}

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

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

Abstract. Existence of the extended not-electrified railway sections with high traffic of freight trains with higher cargo-carrying capacity at the Sverdlovskaya and Severnaya railway roads makes speak about application of the liquefied natural gas (LNG) as motor fuel. Conversion from testing of single LNG-filled locomotives to full-scale operation of such machines requires both construction of such locomotives and development of infrastructure for their filling and maintenance. This paper presents feasibility study of possible variants for arrangement of production, transportation and equipping of LNG-driven locomotives within realization of the basic plans for development of the Sverdlovskaya and Severnaya railway roads.

Keywords: liquefied natural gas, gas turbine locomotive, Sverdlovsk and Severnaya railway roads, facilities of fuel-filling infrastructure.

References

1. BALASHOV, M.L., A.A. YEVSTIFEYEV. Procedure for determination of cost efficient margins in conversion to usage of natural gas as motor fuel [Metodika opredeleniya granitsy ekonomicheskoy effektivnosti perekhoda na prirodnyy gas v kachestve motornogo topliva]. *Transport na Alternativnom Toplive*. 2013, no. 2(32), pp. 4–5. ISSN 2073-1329. (Russ.).
2. VASILYEV, Yu.N., A.I. GRITSENKO, K.Yu. CHIRIKOV. *Fuel filling* [Zapravka topliva]. Moscow: Nedra, 1995. (Russ.).
3. YEVSTIFEYEV, A.A. Providing municipal bus fleet of a megacity with gas motor fuel [Obespecheniye munitsipalnykh avtobusnykh parkov megapolisa gazovym toplivom]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2014, no. 2(702), pp. 86–89. ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. YEVSTIFEYEV, A.A. Mathematical model for analysis of needs for compressed and liquefied natural gas at the territories being newly gazified [Matematicheskaya model analiza potrebnosti v KPG i SPG na vov gazifitsiruemykh territoriyakh]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2013, no. 1(685), pp. 87–88. ISSN 0016-5581. (Russ.).
5. YEVSTIFEYEV, A.A., M.A. ZAYEVA, Ya.A. KHETAGUROV. Application of mathematical simulation during testing and verification of complex technical systems [Primeneniye matematicheskogo modelirovaniya pri ispytaniyakh i otrabotke slozhnykh tekhnicheskikh sistem]. *Vestnik MEPhI*. 2013, no. 1, vol. 2, p. 115. ISSN 2304-487X. (Russ.).
6. BRAZILOVICH, Ye.Yu., V.A. KASHTANOV. *Some mathematical issues of the Complexity Theory* [Nekotoryye matematicheskiye voprosy teorii obsluzhivaniya slozhnykh sistem]. Moscow: Sovetskoye radio, 1997. (Russ.).
7. YEVSTIFEYEV, A., M. ZAYEVA, S. KRASNIKOVA et al. Multi-criteria equipment control in complex engineering systems. *Asian Journal of Applied Sciences*. 2015, vol. 8, no. 1, pp. 86–91. ISSN 2321-0893.

УДК 339.13:665.725

Технико-экономическая оценка проектов производства-потребления сжиженного природного газа

Б.С. Рачевский^{1,2}

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

² ГК «НефтеГазТоп», Российская Федерация, 115487, г. Москва, ул. Садовники, д. 2, оф. 1012
E-mail: info@neftegaztop.ru

Тезисы. В статье показан уровень развития рынка сжиженного природного газа (СПГ) и прежде всего строительства крупнотоннажных и малотоннажных заводов СПГ. Приведены результаты анализа капитальных вложений и эксплуатационных затрат заводов СПГ. Дан вывод простых аналитических зависимостей, позволяющих оперативно оценить технико-экономические показатели заводов СПГ и проектов производства-потребления СПГ.

Природный газ благодаря своим экологическим и экономическим характеристикам успешно конкурирует на энергетическом рынке с нефтью и в ближайшие два десятка лет разделит с ней в равных долях рынок потребления энергии. К 2035 г. потребление газа в мире увеличится на 38...44 % и будет иметь наиболее высокие темпы роста по сравнению с другими ископаемыми видами топлива.

России, где сосредоточено 287,5 трлн м³ газа, т.е. 38,7 % всех мировых ресурсов, принадлежит первое место в мире по запасам газа. Наша страна обладает крупнейшей в мире трубопроводной системой транспортировки газа, но, несмотря на сегодняшнее конкурентное преимущество трубопроводного газа, в перспективе прогнозируется рост мирового рынка сжиженного природного газа (СПГ) и его роли в международной торговле энергоресурсами. С развитием СПГ-технологий рынок газа становится все более глобальным.

В настоящее время годовое производство СПГ в мире составляет около 300 млн т, что равно примерно 15 % от общего объема добычи природного газа. По некоторым прогнозам, в 2020 г. производство СПГ может достичь 400 млн т (примерно 550 млрд м³), что будет эквивалентно 10 % мирового рынка сырой нефти. К 2030 г. мировой рынок СПГ может достичь рубежа в 500 млн т/год (685 млрд м³).

Глобальный рынок крупнотоннажного производства и потребления СПГ развивается в сторону доставки природного газа из стран с избыточными ресурсами этого вида топлива в страны, испытывающие в нем дефицит. Анализ соотношения капитальных вложений в цепочке «крупнотоннажное производство – потребление СПГ» показывает следующее (в долларах США). Обустройство месторождения для добычи природного газа оценивается в несколько сотен миллионов; строительство крупнотоннажного завода СПГ – в несколько тысяч миллионов; морского танкера по доставке СПГ – в несколько сотен миллионов, приемного терминала СПГ – от 0,5 до 1 миллиарда; терминала по распределению и потреблению СПГ – примерно в 1 миллиард (рис. 1, 2).

Таким образом, сооружение завода по сжижению газа является решающим звеном в производственно-сбытовой цепочке СПГ. Следует отметить, что капитальные затраты на строительство установки сжижения природного газа на заводе СПГ, как правило, составляют порядка 50 % всех инвестиций в строительство завода СПГ (рис. 3) [1].

СПГ-завод – это высокотехнологичный комплекс связанных между собой блоков подготовки природного газа к сжижению, сжижения природного газа, хранения СПГ

Ключевые слова:

СПГ – перспективный энергоноситель, крупнотоннажные и малотоннажные заводы СПГ, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, технико-экономические показатели, аналитические зависимости.



Рис. 1. Технологическая цепочка «производство – потребление СПГ»:
а – платформа по добыче природного газа; б – СПГ-завод; в – терминал по хранению и отгрузке в порту; г – транспортировка СПГ-танкером; д – завод по хранению и регазификации в приемном терминале

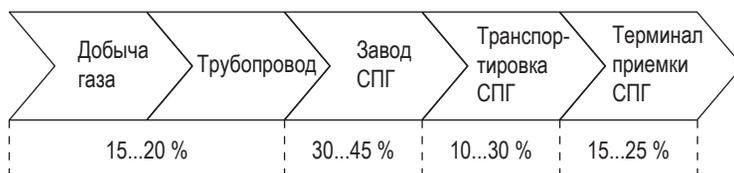


Рис. 2. Типичное распределение затрат по производственно-сбытовому циклу СПГ

и отгрузки его потребителям. Кроме этого, в структуру завода СПГ входит вспомогательное оборудование, обеспечивающее его жизнедеятельность, и прежде всего энергоснабжение (газовая теплоэлектростанция).

В настоящее время известны более 10 лицензированных технологий сжижения

природного газа, которые отличаются способом его захлаживания, типом хладагента, числом холодильных циклов. Среди них можно выделить основные: Statoil-Linde MFC, PRICO, APCI SMR, APCIC₃MR, APC-XTM, Shell DMR (проект «Сахалин-2»), Shell PMR, Axens Liquefin (Франция). Все

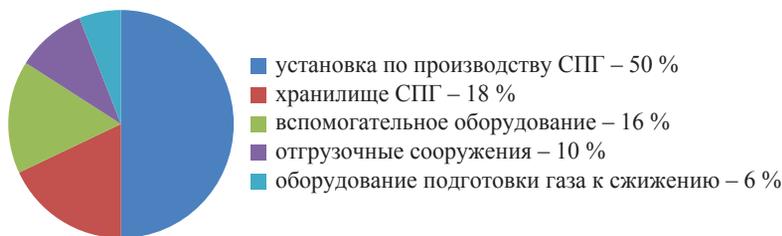


Рис 3. Структура капитальных затрат на строительство крупнотоннажного завода СПГ

применяемые холодильные циклы можно разделить на три типа:

- каскадный процесс (например, Statoil-Linde MFC);
- охлаждение на смешанном хладагенте (цикл Клименко – PRICO);
- с предварительным охлаждением природного газа (например, технологии компании Axens по циклу Liquefin).

В свою очередь, третий тип подразделяется на подтипы по способу предварительного охлаждения: чистым или смешанным хладагентом. В режиме предварительного охлаждения из природного газа происходит выделение тяжелых фракций углеводородов.

Выбор технологии сжижения природного газа производится на этапе предпроектной подготовки, именуемом FEED (*англ.* front-end engineering design). Этот этап на проектируемых в настоящее время крупнотоннажных заводах СПГ играет определяющую роль в дальнейшей производственной деятельности завода. Провести анализ всех проектных технологий сжижения природного газа при проектировании завода СПГ достаточно сложно. В качестве критерия выбора технологии сжижения природного газа целесообразно использовать величину инвестиций в строительство завода СПГ в зависимости от производительности установки сжижения природного газа. А инвестиции в строительство завода по производству СПГ можно оценить, зная его удельную стоимость в год.

Анализ известных проектов крупнотоннажных заводов СПГ – эксплуатируемых, строящихся и проектируемых (проекты «Сахалин-2», «Ямал СПГ», «Дальневосточный СПГ», «Владивосток-СПГ», «Печора СПГ», «Балтийский СПГ») – показывает, что удельная стоимость завода СПГ находится в диапазоне 1200...1600 долл. США на тонну продукции в зависимости от производительности завода и применяемой технологии сжижения природного газа.

С приобретением опыта строительства происходит снижение удельной стоимости заводов СПГ в основном за счет:

- увеличения мощности технологических линий сжижения природного газа;
- наращивания производства мощных газовых турбин и нагнетателей.

С точки зрения снижения капитальных и эксплуатационных затрат завода СПГ большое значение имеет правильный выбор технологии и оборудования электроснабжения, для которого, как правило, требуется газовая электростанция большой мощности – 900 МВт и более. Поэтому затраты на эксплуатацию завода составляют существенную часть общих затрат в производственно-сбытовой цепочке СПГ, и во многом их величина зависит от энергоэффективности установки. Значительной экономии можно достичь за счет эффекта масштаба и применения передовых технологий выработки электроэнергии. На более старых заводах электроэнергия, необходимая для запитки компрессоров, вырабатывается при помощи паровых турбин (с термодинамическим КПД порядка 30 %), в то время как на более современных объектах применяются парогазовые установки. Они объединяют два процесса: газ используется как топливо для газотурбины, а при помощи тепла, генерируемого газотурбиной, получают пар, который, в свою очередь, приводит в движение паровую турбину. Общий КПД парогазовой установки превышает 50 %. Кроме того, за счет применения крупных осевых компрессоров вместо центробежных можно сократить потребление энергии на 15 %.

При проектировании и эксплуатации заводов по сжижению природного газа как крупнотоннажных, так и малотоннажных, основными технико-экономическими показателями являются производительность завода СПГ, капитальные вложения в его строительство, эксплуатационные затраты и стоимость продукции (СПГ), которая обеспечит обоснованные

сроки окупаемости вложенных инвестиций. Анализ капитальных вложений и эксплуатационных затрат показывает, что между ними существует зависимость.

Так, связь между технико-экономическими показателями можно описать следующим выражением:

$$\frac{Ц - Э_{\Sigma}}{К} \geq Z, \quad (1)$$

где $Ц$ – стоимость СПГ, реализованного с завода за год, руб. · год⁻¹; $Э_{\Sigma}$ – эксплуатационные расходы завода СПГ, руб. · год⁻¹; $К$ – капитальные вложения в строительство завода СПГ, руб.; Z – коэффициент эффективности капитальных вложений, год⁻¹. Для нефтегазовой отрасли значение Z принимается в диапазоне 0,1...0,2 и характеризует величину, обратную сроку окупаемости вложенных инвестиций.

В свою очередь,

$$Ц = aQ, \quad (2)$$

где a – удельная стоимость реализации СПГ, руб. · т⁻¹; Q – производительность завода СПГ, т · год⁻¹. Тогда выразив $Э_{\Sigma}$ через капитальные вложения, получим:

$$\frac{aQ - bK}{К} \geq Z, \quad (3)$$

где b – коэффициент, определяющий, какую часть капитальных вложений составляют годовые эксплуатационные затраты.

В зависимости от размера капитальных вложений суммарные годовые эксплуатационные затраты для крупнотоннажных заводов СПГ состоят в основном из следующих статей, руб. · год⁻¹:

- энергообеспечение завода СПГ: $Э_1 = 0,1K$;
- амортизация оборудования: $Э_2 = 0,05K$;
- зарплата обслуживающего персонала: $Э_3 = 0,04K$;
- сырье для получения СПГ: $Э_4 = 0,1K$;
- налоги: $Э_5 = 0,11K$.

Итого: $b = 0,4$ (см. формулу (3)), а $Э_{\Sigma} = 0,4K$ руб. · год⁻¹.

Подставив значения $b = 0,4$ и $Z = 0,1$ в формулу (3), получим:

$$\frac{aQ - 0,4K}{К} \geq 0,1. \quad (4)$$

Далее преобразованием формулы (4) получим зависимость, позволяющую оценить капитальные вложения в строительство завода СПГ при заданных производительности завода СПГ и удельной стоимости реализации СПГ:

$$K \leq 2aQ. \quad (5)$$

Соответственно, определить производительность завода СПГ или удельную стоимость реализации СПГ при заданных других параметрах можно по формулам

$$Q \geq \frac{K}{2a}; \quad (6)$$

$$a \geq \frac{K}{2Q}. \quad (7)$$

Правомерность формулы (5) можно проверить подстановкой в нее известных значений технико-экономических параметров крупнотоннажного завода СПГ, например эксплуатируемого завода «Сахалин-2» [2]:

$$12 \cdot 10^9 \text{ долл.} = 2600 \text{ долл./т} \cdot 10 \cdot 10^6 \text{ т},$$

или $12 \cdot 10^9 \text{ долл.} = 12 \cdot 10^9 \text{ долл.}$

Аналогичным путем с использованием формулы (4) выведена формула для оценки технико-экономических параметров малотоннажных заводов СПГ при значениях $Э_{\Sigma} = 0,5K$ и $Z = 0,2$:

$$K \leq 1,4aQ. \quad (8)$$

Правомерность формулы (8) определим подстановкой значений технико-экономических параметров малотоннажного завода СПГ, эксплуатируемого в Московской области [2]:

$$360 \cdot 10^6 \text{ руб.} \leq 1,4 \cdot 20 \cdot 10^3 \text{ руб.} \cdot \text{т}^{-1} \cdot 13 \cdot 10^3 \text{ т},$$

или $360 \cdot 10^6 \text{ руб.} \leq 364 \cdot 10^6 \text{ руб.}$

Малотоннажное производство СПГ возникло вслед за крупнотоннажным и технологически незначительно от него отличается, за исключением установок сжижения природного газа. По рекомендации Международного газового союза малотоннажным (*англ.* small-scale LNG, или SSLNG) следует считать производство СПГ мощностью менее 1 млн т

в год. Разумеется, это чисто формальное определение. Если для крупнотоннажного СПГ нормой стала линия сжижения природного газа мощностью 5,0...5,5 млн т в год, а таких линий может быть несколько, то для малотоннажного СПГ мощность завода колеблется от 0,01 до 0,3 млн т в год. При этом мощность холодильных установок крупнотоннажного СПГ достигает 100 МВт, в то время как мощность аналогичного оборудования малотоннажного СПГ в 1000 раз меньше.

На внутреннем рынке энергоносителей малотоннажный формат занимает вполне самостоятельную нишу. Он выходит на рынок энергоносителей с новым самостоятельным, конкурентоспособным по отношению к мазуту, дизельному топливу и даже углю продуктом. Применение технологий малотоннажного производства СПГ – это решение широкого спектра социальных, производственных, экономических и экологических задач, а именно: использование СПГ в качестве моторного топлива на автомобильном, железнодорожном, водном и воздушном транспорте, для сельскохозяйственной техники; автономное газоснабжение населенных пунктов и промышленных объектов; обеспечение равномерной годовой загрузки локальных систем газоснабжения потребителей с сезонными противофазными пиками потребления (например, котельных в отопительный сезон, речного транспорта в период навигации); покрытие пикового потребления газа; резервирование энергоносителей

на объектах теплоэнергетики; возвращение малодобитных и низконапорных месторождений газа в коммерческую эксплуатацию за счет строительства комплексов по сжижению природного газа в интересах местных региональных потребителей.

Малотоннажное производство и поставки СПГ на внутренний рынок отличаются от крупнотоннажного экспортно-ориентированного производства капиталоемкостью и сроками реализации проектов. Рыночные особенности малотоннажного производства СПГ в сочетании с физическими и технологическими особенностями (более высокие давления – до 1,6 МПа, температуры – 137...140 °С против минус 161,5 °С; пониженная «чувствительность» к содержанию углекислого газа в сырьевом газе; меньшие габариты оборудования; значительно меньшие площади, требующиеся для строительства заводов СПГ, и существенно более низкие экономические, пожарные и экологические риски) отличают его от крупнотоннажного производства. При определенных условиях малотоннажное производство СПГ, не конкурируя с заводами по производству СПГ на экспорт, может оказаться рентабельным и будет приносить реальную прибыль владельцам мини-заводов СПГ в регионах, не обеспеченных системой трубопроводной газификации или использующих в качестве энергоносителя нефтепродукты.

Кроме этого, малотоннажное производство СПГ представляет значительный интерес

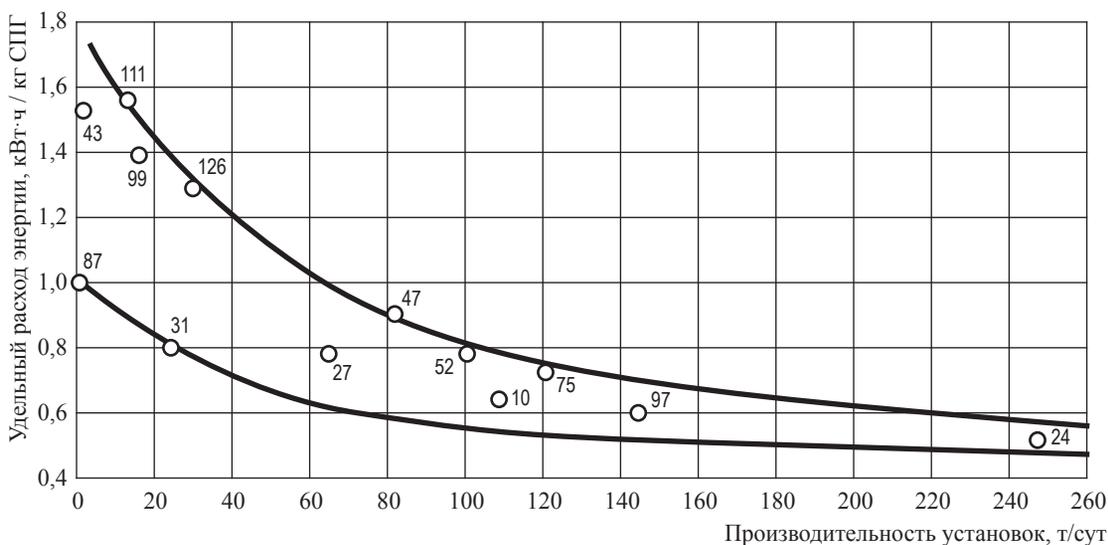


Рис. 4. Удельный расход энергии на сжижение в малотоннажных установках производства СПГ

при освоении малоресурсных месторождений природного газа ($\approx 80\%$ месторождений природного газа в мире). В целом из приблизительно 4,5 тысяч открытых газовых месторождений мира всего несколько процентов крупнейших месторождений могут служить сырьевой базой. Аналогичная ситуация и с российскими месторождениями: примерно 600 месторождений из 760 открытых относятся к мелким с запасами (менее 10 млрд м^3) и из-за экономических условий не вовлечены в промышленную эксплуатацию. Они недостаточно велики, чтобы стать базой для современных производств и не могут экономически оправдать подведения к ним дорогостоящих трубопроводов. В то же время трудно рассчитывать на открытие в будущем новых гигантских

месторождений природного газа. Большинство вновь открываемых месторождений относятся к мелким, поэтому проблема использования и транспортировки их углеводородных ресурсов потребителям требует специальных технологий малотоннажного сжижения природного газа [2].

Для освоения малоресурсных месторождений необходимы новые, более эффективные малотоннажные процессы сжижения природного газа, особенно это важно для современной России. Создание таких технологий может позволить на местном уровне решить проблему энергоснабжения богатых газом регионов, куда ежегодно завозится большое количество нефтяного жидкого топлива, повысить энергетическую безопасность как отдельных регионов,

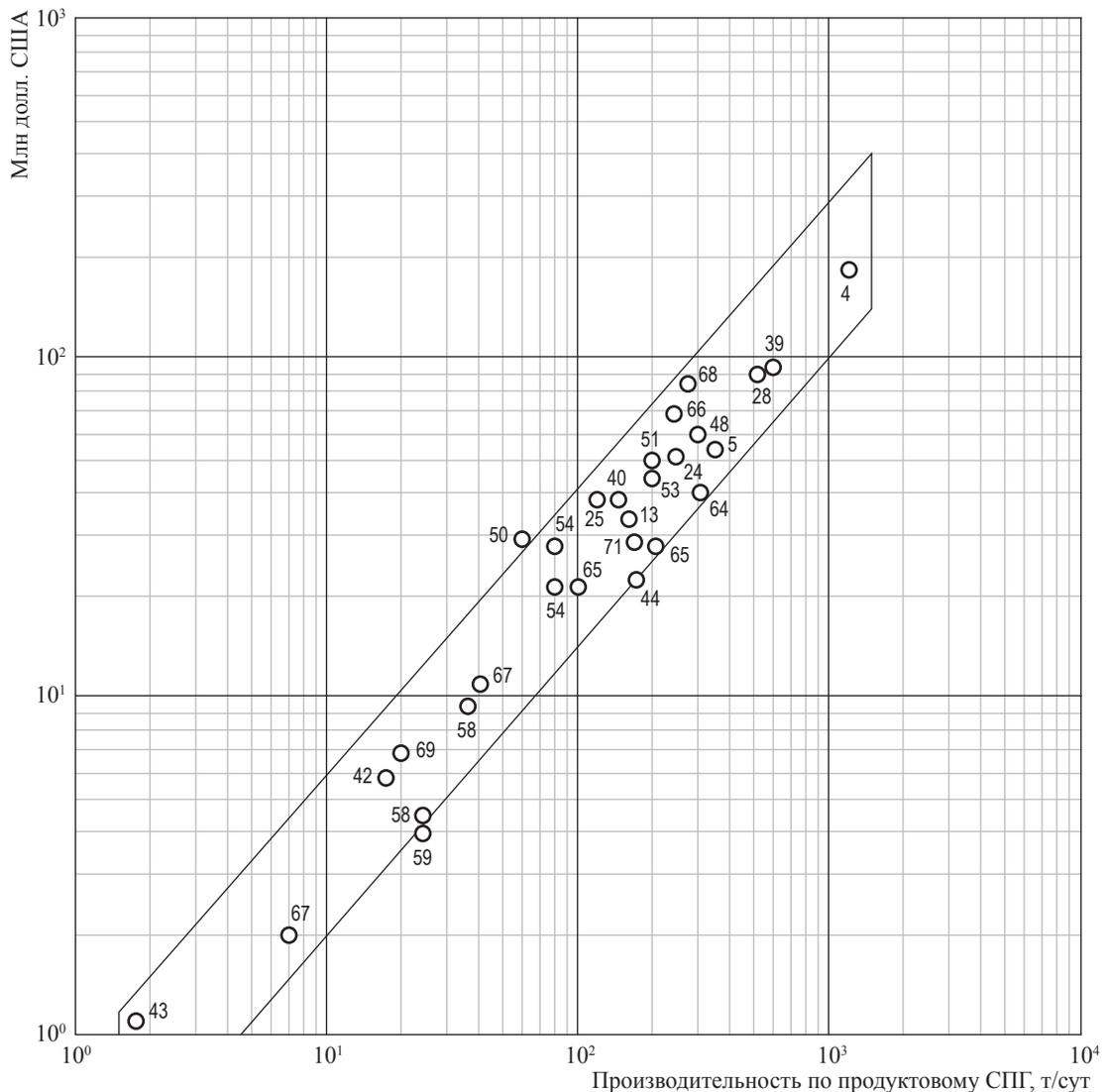


Рис. 5. Объемы необходимых инвестиций в строительство малотоннажных заводов СПГ, работающих на сетевом газе из газопровода

так и страны в целом. Малотоннажное производство СПГ позволяет снабжать энергоносителем не только район расположения мини-завода СПГ, но и другие регионы, вплоть до поставок СПГ на экспорт.

Ниже приводятся результаты исследований технико-экономических параметров малотоннажных заводов СПГ [3].

Компрессоры холодильных циклов являются главными потребителями энергии на малотоннажных установках СПГ. Необходимые удельные расходы энергии можно ориентировочно оценить по графику (рис. 4). Окончательные энергозатраты определяются расчетами с учетом применяемой технологии сжижения, параметров сырьевого газа и ряда других факторов.

На рис. 5 и 6 приведены данные по объемам инвестиций в строительство малотоннажных заводов СПГ в зависимости от их производительности и типа сжиженного газа.

В настоящее время наиболее эффективны малотоннажные технологии СПГ, реализуемые в компактном модульном исполнении, размещаемом на открытой площадке, не требующие значительных строительно-монтажных работ, что ведет к снижению инвестиций. Используемые в этих технологиях процессы поддаются полной автоматизации, что позволяет существенно снизить эксплуатационные расходы. На рис. 7 изображен общий вид малотоннажного завода СПГ производительностью 3 т/ч в модульном исполнении производства компании Linde (ФРГ).

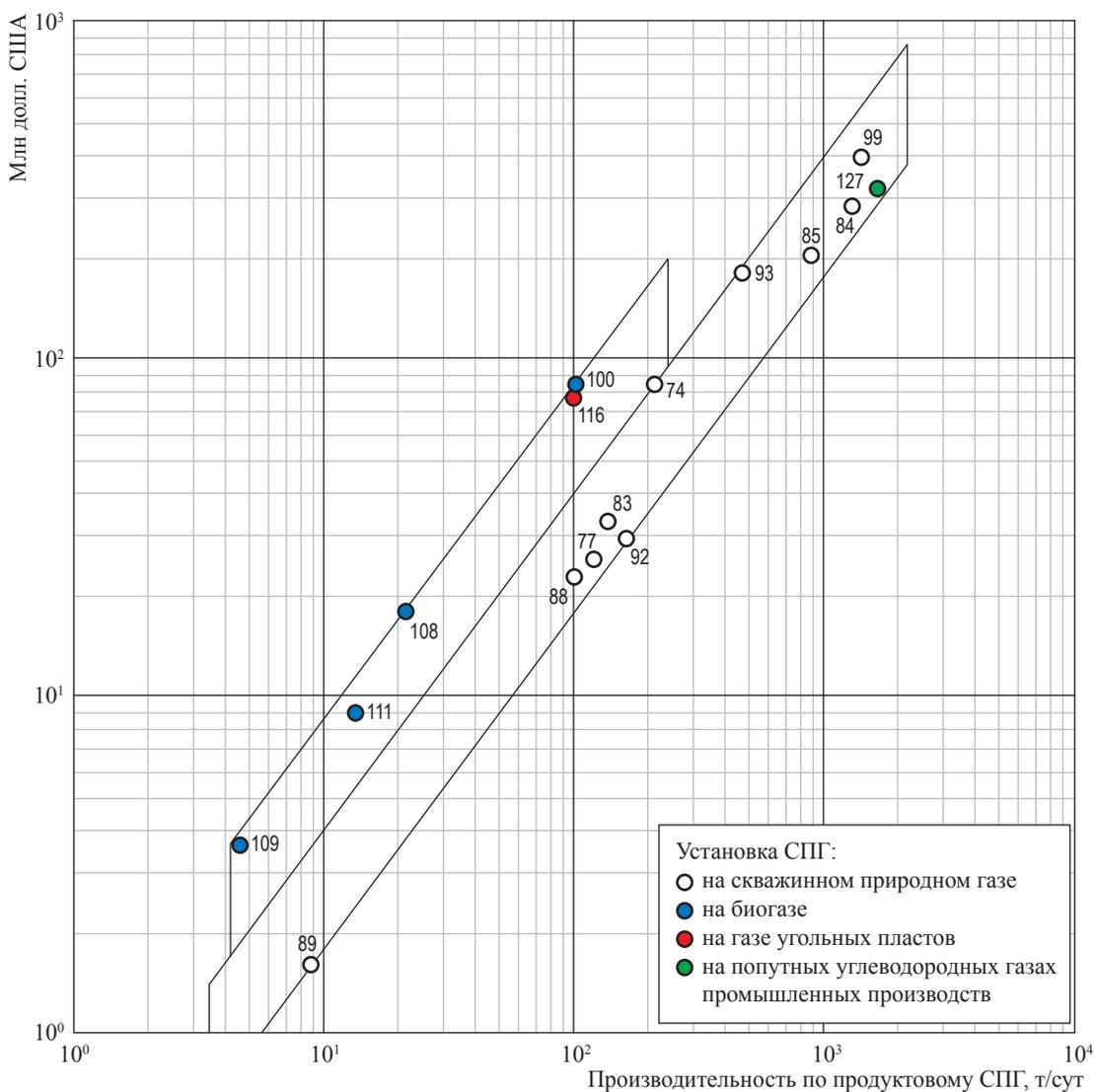


Рис. 6. Объемы необходимых инвестиций в строительство малотоннажных заводов СПГ, работающих на скважинном природном газе, попутных углеводородных газах промышленных производств и газе угольных пластов

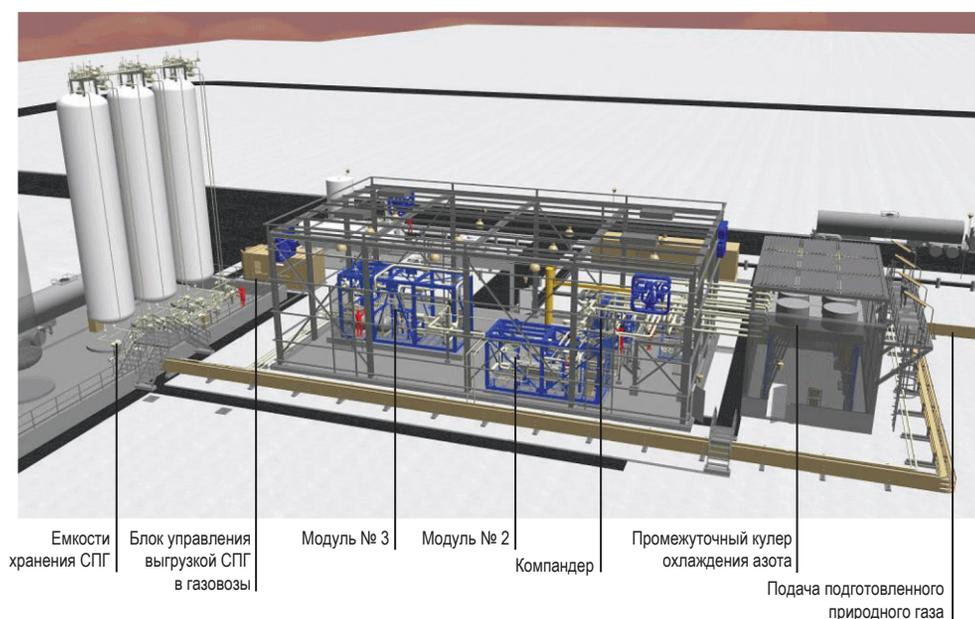


Рис. 7. Общий вид малотоннажного завода СПГ в модульном исполнении

Точные данные по расходам на СПГ-проекты выявить достаточно сложно, так как они могут значительно различаться в зависимости от места нахождения и объемов производства и применения СПГ. Тем не менее можно выделить и оценить в процентном отношении четыре основных компонента стоимости проекта СПГ в цепочке производства-потребления СПГ [1, 2]. Так по затратам:

- 15 % составляют добыча природного газа и подача его по трубопроводам к заводу СПГ;
- ≈ 40 % относят на подготовку газа к сжижению (очистка, осушка) на заводе СПГ, сжижение природного газа, хранение и отгрузку СПГ в танкеры для отправки потребителям;
- ≈ 20 % – транспортировка СПГ танкерами от завода СПГ к приемному терминалу;
- ≈ 25 % – разгрузка СПГ на приемном терминале, хранение и распределение СПГ.

Полученные в данной статье зависимости позволяют оценить технико-экономические показатели крупнотоннажных и малотоннажных

заводов СПГ, а также применить их для выбора технологии сжижения природного газа при проектировании заводов СПГ. Кроме этого, определив величину капитальных вложений в строительство завода СПГ и зная их долю в общей цепочке производства-потребления СПГ, можно оценить стоимость проекта в целом.

Список литературы

1. Терегулов Р.К. Совершенствование технологий производства и хранения сжиженного природного газа: дис. ... канд. тех. наук / Р.К. Терегулов. – Уфа, 2009. – 198 с.
2. Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы: LPG, LNG, GTL / Б.С. Рачевский. – М.: Нефть и газ, 2009. – 640 с.
3. Рачевский Б.С. Концепция автономной газификации объектов и перевода автотранспорта, водного транспорта и сельскохозяйственной техники на газомоторное топливо в Иркутской области: НИР / Б.С. Рачевский и др. – М.: НефтеГазТоп, 2015. – 234 с.

Feasibility study of projects aimed at production and consumption of liquefied natural gas

B.S. Rachevskiy^{1,2}

¹ Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university), Bld. 1, Estate 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

² NefteGazTop Group, office 1012, Bld. 2, Sadovniki street, Moscow, 115487, Russian Federation
E-mail: info@neftegaztop.ru

Abstract. The paper reveals topicality of liquefied natural gas (LNG) market development. First of all it is construction of large-capacity and low-capacity LNG plants. Analysis of capital investments and working costs for LNG plants is presented. The simple analytical equations enabling quick estimation of technical and economic performance of both LNG plants and projects for production and consumption of LNG are given.

Keywords: liquefied natural gas (LNG), promising energy carrier, large- and low-capacity LNG plants, capital investments, working costs, technical and economic performance, analytical dependencies.

References

1. TEREKULOV, R.K. *Perfection of technologies for production and storage of liquefied natural gas* [Sovershenstvovaniye tekhnologiy proizvodstva i khraneniya szhizhennogo prirodnogo gaza]. Candidate thesis (engineering). Ufa State Petroleum Technological University, 2009. (Russ.).
2. RACHEVSKIY, B.S. *The liquefied hydrocarbon gases: LPG, LNG, GTL* [Szhizhennyye uglevodorodnyye gazy: LPG, LNG, GTL]. Moscow: Neft i gaz, 2009. (Russ.).
3. RACHEVSKIY, B.S. et al. *Concept for autonomous gasification of facilities and conversion of motor, and water transport, and farm machinery in Irkutsk Region to gas motor fuel* [Kontseptsiya avtonomnoy gazifikatsii obyektoy i perevoda avtotransporta, vodnogo transporta i selskokhozyaystvennoy tekhniki na gazomotornoye toplivo v Irkutskoy oblasti]. Moscow: NefteGazTop, 2015. (Russ.).

УЧАСТИЕ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ

УДК621.644+349.414:349.44

Проблемы нормативно-правового регулирования вопросов безопасности магистральных трубопроводов при расширении городских поселений

А.Н. Ершова^{1*}, С.И. Долгов¹, О.В. Трифонов¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

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

Ключевые слова: магистральные трубопроводы, минимальные расстояния, населенные пункты, нормативно-правовое регулирование, охранные зоны, приемлемый уровень риска.

Тезисы. Строительство объектов магистрального трубопроводного транспорта как для жидких, так и для газообразных углеводородов имеет большую историю. При этом с учетом очевидной опасности объектов магистрального трубопроводного транспорта их проектирование и строительство осуществлялись на максимально возможном удалении от населенных пунктов, мест массового скопления людей и объектов инфраструктуры. Соответствующие положения по обеспечению безопасности закреплялись в нормативных документах с учетом уровня опасности объектов и условий территории прокладки. Но в настоящий момент наблюдается непрерывная тенденция расширения и агломерации городов и крупных населенных пунктов и связанное с этим изменение правового статуса территорий, на которых уже расположены объекты магистрального транспорта газа, нефти и нефтепродуктов, что автоматически ужесточает требования к обеспечению их безопасности. Это обстоятельство определяет необходимость пересмотра целого ряда положений, касающихся нормативно-правового урегулирования вопросов эксплуатации, капитального ремонта и реконструкции объектов магистрального транспорта газа, нефти и нефтепродуктов, оказавшихся в границах населенных пунктов и на населенных территориях.

В статье рассматриваются особенности действующей в настоящий момент в Российской Федерации нормативно-правовой базы в части размещения и эксплуатации объектов магистрального транспорта газа, нефти и нефтепродуктов. В работе представлены предложения по совершенствованию нормативно-правового регулирования вопросов эксплуатации, капитального ремонта и реконструкции объектов магистрального транспорта газа, нефти и нефтепродуктов в границах населенных пунктов с учетом опыта зарубежных стран и возможности применения различных технических компенсирующих мероприятий, обеспечивающих приемлемый уровень риска, как меры установления достаточности предложенных решений.

В настоящий момент наблюдается непрерывная тенденция расширения и агломерации городов и крупных населенных пунктов. Проведенная административно-территориальная реформа ввела новое понятие – «поселение». В состав поселения могут включаться несколько населенных пунктов, размещенных на достаточно большой площади. В этом случае территории, находящиеся между населенными пунктами, также включаются в состав поселения (схематически процесс агломерации представлен на рис. 1).

Процесс объединения населенных пунктов в поселения сопровождается интенсивным освоением участков земли, которые раньше относились к межселенным территориям, а теперь – к населенным территориям. При этом возникает целый комплекс проблем, связанных с объектами магистрального трубопроводного транспорта как жидких, так и газообразных углеводородов, которые были проложены здесь ранее в строгом соответствии с нормативными требованиями. Помимо вопросов обеспечения нормативных требований появляются проблемы, связанные с повышением на населенных территориях антропогенной активности и увеличением количества потенциальных пострадавших при авариях на трубопроводах (т.е. *потенциала опасности*).

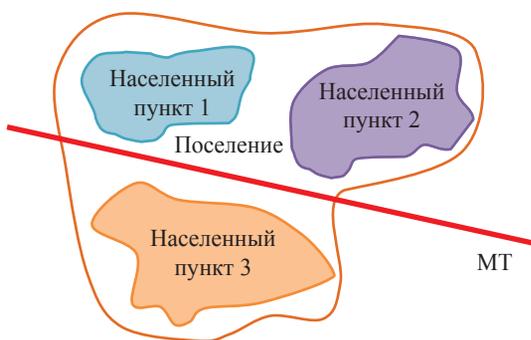


Рис. 1. Условная схема процесса агломерации населенных пунктов:
МТ – магистральный трубопровод

Активизация процесса агломерации и изменение статуса межселенных территорий создает существенные проблемы для компаний, эксплуатирующих МТ и в особенности магистральные газопроводы больших диаметров. С учетом требований СП 36.13330.2012¹ о недопустимости прокладки МТ в пределах населенных пунктов законопослушные компании, много лет эксплуатировавшие такие объекты, отвечающие всем требованиям нормативных документов, одним росчерком пера превращаются в нарушителей, а их деятельность, связанная с эксплуатацией, ремонтом и реконструкцией МТ, оказывается фактически вне закона.

В свою очередь, отказ от эксплуатации указанных МТ также невозможен, так как от них зависит тепло-, энергоснабжение и жизнеобеспечение населенных пунктов в целом (как промышленных объектов, так и сферы жилищно-коммунальных услуг), на территориях которых или вблизи которых, как правило, и расположены данные МТ.

Такая противоречивая ситуация представляет серьезную угрозу как для обеспечения безопасности населения и территорий в отношении чрезвычайных ситуаций техногенного характера, так и для полноценного обеспечения нормальных условий жизнедеятельности населения. Это связано с возникновением препятствий полноценному ремонту и техническому обслуживанию МТ, а также с возрастающей антропогенной активностью в местах их прокладки, что существенно увеличивает риск возникновения значительного количества жертв

при авариях и уровень возможного ущерба объектам городской инфраструктуры.

Действующая в России нормативно-правовая база

Согласно федеральному законодательству² производственные объекты, предназначенные для транспортировки нефти, газа и газового конденсата (в том числе природного газа под давлением свыше 1,2 МПа), относятся к опасным производственным объектам. В настоящее время в России создана достаточно представительная нормативная правовая база в области проектирования, эксплуатации, капитального ремонта и реконструкции таких объектов. Указанная база охватывает имущественные и организационно-технические аспекты деятельности, в том числе в зонах с особыми условиями использования территорий (включая правила установления таких зон и установление сервитутов). Помимо закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»² в составе указанной нормативной правовой базы следует особо отметить следующие документы:

- Федеральный закон от 31.03.1999 № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации»;
- Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральный закон от 25.10.2001 № 136-ФЗ «Земельный кодекс Российской Федерации»;
- Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации»;
- Федеральный закон от 23.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- своды правил (далее – СП), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований технических регламентов;
- федеральные нормы и правила, стандарты организаций.

Основным действующим на федеральном уровне документом в части проектирования объектов магистрального транспорта нефти, газа и газового конденсата является

¹ См. СП 36.13330.2012. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.

² См. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

СП 36.13330.2012. Он распространяется на проектирование новых и реконструируемых МТ и ответвлений от них, регламентирует допустимые расстояния (минимальные расстояния, далее – МР) от МТ до населенных пунктов, промышленных предприятий, зданий и сооружений.

Нужно отметить, что согласно разделу 1 СП 36.13330.2012 «...настоящий свод правил не распространяется на проектирование трубопроводов, прокладываемых на территории городов и других населенных пунктов, за исключением магистральных нефтепроводов, прокладываемых для подключения их к предприятиям по переработке, перевалке и хранению нефти». В связи с этим следует сделать вывод, что сейчас на территории Российской Федерации отсутствуют нормативные документы, в полной мере регламентирующие вопросы размещения МТ в черте населенных пунктов и на населенных территориях.

Формирование понятия охранных зон для объектов магистрального транспорта нефти, газа и газового конденсата

Существуют следующие способы решения возникшей юридической коллизии в отношении действующих нарушений (для уже проложенных МТ на землях, статус которых был изменен), направленные на повышение безопасности МТ в черте населенных пунктов:

- соблюдение требований к МР от линейной части МТ до объектов инфраструктуры (вновь строящихся и существующих);
- разработка дополнительных требований к охранным зонам МТ, их формированию и обоснованию;
- проведение разъяснительной работы с населением, в том числе информирование населения о месте расположения МТ и правилах безопасности;
- проведение дополнительных профилактических мероприятий и повышение качества эксплуатации МТ с целью снижения их аварийности.

Можно отметить, что в настоящий момент общие требования и нормы к охранным зонам МТ содержатся в ряде нормативных документов, наиболее важные, по мнению авторов, приведены далее. Так, ст. 2 закона «О газоснабжении в Российской Федерации» устанавливает, что охранная зона объектов системы газоснабжения является «территорией с особыми

условиями использования», и определяет, что она устанавливается «в целях обеспечения нормальных условий эксплуатации таких объектов и исключения возможности их повреждения». Правила охраны магистральных газопроводов³ устанавливают требования к охранным зонам линейной части и площадочных объектов магистральных газопроводов, регламентируют допустимые действия и порядок выполнения работ в охранных зонах. В п. 743 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности⁴ определено, что линейная часть промышленных трубопроводов должна иметь охранную зону, размеры которой устанавливаются проектной документацией.

Понятие зоны с особыми условиями использования территории широко применяется и в документах градостроительного проектирования. Ст. 1, п. 4 Градостроительного кодекса РФ относит к таким зонам в том числе охранные зоны, а ст. 7, п. 9 Федерального закона от 24.07.2007 № 221-ФЗ «О государственном кадастре недвижимости» предусматривает включение в состав сведений об объекте недвижимости сведения о границах охранной зоны, установленных в отношении объекта недвижимости.

Положение³ о предоставлении в Росреестр сведений, воспроизводимых на публичных кадастровых картах, также предполагает включение информации о границах зон МР в состав сведений о МТ. Несмотря на то что информация о границах зон МР вносится в качестве дополнительных сведений о МТ, воспроизводимых на публичных кадастровых картах, в связи

³ См. постановление Правительства Российской Федерации от 08.09.2017 № 1083 «Об утверждении Правил охраны магистральных газопроводов и внесении изменений в Положение о предоставлении в федеральный орган исполнительной власти (его территориальные органы), уполномоченный Правительством Российской Федерации на осуществление государственного кадастрового учета, государственной регистрации прав, ведение Единого государственного реестра недвижимости и предоставление сведений, содержащихся в Едином государственном реестре недвижимости, федеральными органами исполнительной власти, органами государственной власти субъектов Российской Федерации и органами местного самоуправления дополнительных сведений, воспроизводимых на публичных кадастровых картах».

⁴ См. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101.

с отсутствием требования обязательного ознакомления (закрепленной ответственности) с такой информацией и ее учета при осуществлении деятельности в границах зон МР эта информация зачастую игнорируется большинством землепользователей, что приводит к росту риска возникновения значительного количества жертв при авариях и уровня возможного ущерба объектам городской инфраструктуры.

Для того чтобы снизить потенциальный риск (потенциал опасности) в условиях роста антропогенной активности и возможного числа реципиентов вблизи МТ, необходимо использовать комплексный подход, включающий:

- согласование и утверждение регламента взаимодействия между землепользователями (процедуры) и ответственности за нарушения (с возможностью привлечения соответствующих уполномоченных органов власти и разработкой соответствующей площадки для осуществления такого взаимодействия);

- проведение разъяснительной работы с населением и информирование населения и землепользователей о необходимости уточнения наличия вблизи МТ и других опасных производственных объектов (возможной опасности и ответственности за нарушения);

- регулирование допустимых действий и порядка выполнения работ в охранных зонах МТ (а также установление ответственности за нарушения при выполнении работ, нарушение регламента взаимодействия с эксплуатирующей МТ организацией и порядка выполнения работ);

- регулирование допустимых действий и порядка выполнения работ в зонах МР МТ (а также установление ответственности за нарушения допустимого использования и нарушения при выполнении работ, в том числе нарушение регламента взаимодействия с эксплуатирующей МТ организацией и порядка выполнения работ);

- применение дополнительных компенсирующих мероприятий на этапе эксплуатации уже существующих МТ, их ремонта и реконструкции (таких как совершенствование применяемых средств электрохимической защиты, систем коррозионного мониторинга и внутритрубной диагностики, сокращение межремонтных интервалов, установка дополнительных предупреждающих знаков и др.).

Анализ опыта зарубежных стран

Вопросы обеспечения безопасности объектов магистрального транспорта нефти, газа и газового конденсата, в том числе располагающихся в черте населенных пунктов, актуальны не только в России, но и в мире в целом. Анализ зарубежного опыта в части размещения и эксплуатации МТ в черте населенного пункта, выделения по функциональному назначению и размерам охранных зон и зон повышенной опасности (зон МР) вдоль трассы и вокруг других объектов МТ показал следующее:

- в мировой практике обеспечение безопасности МТ рассматривается как область коллективной ответственности органов исполнительной власти различных уровней, оператора газопроводов и собственников земель;

- ответственность всех перечисленных участников (с учетом типа и размеров зон) закреплена законодательно;

- выбор размеров охранных зон и зон повышенной опасности с накладываемыми в них ограничениями обосновывается (*должен быть обоснован*) с точки зрения оценки рисков и обеспечения безопасности населения;

- обязательным является наличие зоны «право на проход» (технического коридора), являющейся аналогом российских охранных зон (а МР, как правило, не являются обязательными).

Принципиальное отличие зоны «право на проход» от охранных зон (существующих в России) состоит в следующем:

- законодательно устанавливаются только рекомендуемые параметры зоны «право на проход»;

- зона «право на проход» представляет собой полосу земли (обычно шириной 18...60 м или более), на которой оператор МТ имеет право на строительство, эксплуатацию и проведение ремонтных работ и/или работ по реконструкции;

- в данной полосе могут быть проложены один или более трубопроводов (в том числе и различного типа);

- параметры зоны «право на проход» устанавливаются через сервитут, являющийся правовым инструментом для временного или постоянного использования «права прохода» по чужой территории, посредством договора между оператором трубопровода и землевладельцем;

- виды деятельности, разрешенной оператору трубопровода, землевладельцу, а также третьим лицам в зоне «право на проход», прописаны условиями данного договора;

- местные органы власти являются активным участником процесса определения параметров зоны «право на проход» посредством законодательных инициатив и участия в разрешении спорных вопросов.

Кроме зоны «право на проход» выделяют и другие зоны безопасности, название которых даже в разных территориальных единицах одного и того же государства могут быть различны. Однако принципиальное выделение данных зон и накладываемые в них на операторов трубопровода и владельцев земли уровни ответственности, ограничения на способы использования и тип разрешенной деятельности схожи.

Основные размеры зон (безопасности, повышенного риска и т.д.) с учетом применяемых технических решений и организационных мероприятий устанавливаются по согласованию между муниципальными властями и оператором трубопровода. Размеры этих зон (и предлагаемые организационно-технические мероприятия) зависят от параметров трубопровода и условий трассы (в том числе плотности населения на территории, оказывающейся в зоне влияния трубопровода) и обосновываются результатами оценки рисков. Задача проектировщика и эксплуатирующей организации состоит в разработке и реализации конструктивных и превентивных мер, которые могут снизить уровень индивидуального и социального риска на территории, оказывающейся в зоне влияния трубопровода.

При оценке возможности размещения новых объектов и производств предусмотрены обязательная идентификация и оценка рисков в зоне влияния трубопровода и процедура анализа возможности реализации мероприятий по повышению безопасности как трубопровода, так и новых объектов и производств, а МР от МТ определяются с учетом оценки уровня индивидуального и/или социального риска на этой территории. Необходимо отметить, что МР варьируются в широком диапазоне: например, для общественных зданий и центров жилой застройки – от 30 до 1500 м; для территорий сельских поселений – от 30 до 500 м; для отдельно стоящих сооружений – от 30 до 100 м.

Такая же оценка проводится и в том случае, когда вид разрешенного использования земли (по которой проходит трубопровод) в результате смены категории земли или объекта, вблизи которого проходит трубопровод (например, включение участка в территорию населенного пункта), подвергается изменению относительно вида использования, закрепленного на момент одобренного проектирования трубопровода.

К классическим руководствам по количественной оценке риска, применяемым в мире, можно отнести руководство, разработанное голландским институтом TNO [1], и методики, предлагаемые к использованию британским Управлением по охране труда и технике безопасности (HSE) [2]. В расчет при этом принимаются характеристики объектов по численности населения и уровень опасности трубопроводов (в зависимости от их производительности) или эквивалентная взрывная мощность (в соответствии с местными регламентами).

Сведения о прохождении трубопроводов через территории и результаты оценки рисков МТ открыты для населения и являются неотъемлемым элементом территориального планирования. Данная информация в обязательном порядке учитывается местными органами власти при выдаче разрешений на строительство или лицензий на деятельность, если планируемая активность касается зон повышенной опасности (в зоне влияния трубопровода находится объект или осуществляется деятельность).

Рекомендации по применению опыта зарубежных стран для обоснования размеров зон безопасности и предложения по внесению изменений в нормативные документы

Опыт зарубежных стран по обоснованию размеров зон безопасности на базе анализа риска с учетом конструктивных и превентивных мер, которые могут снизить уровень индивидуального и социального риска, и возможность применения соответствующих практик (коллективная ответственность органов власти, собственников земель и организаций, эксплуатирующих МТ; выделение различных зон безопасности и др.) могут быть использованы для совершенствования подходов к разработке отечественных нормативных документов или внесения изменений в действующие нормативные документы в части размещения и эксплуатации МТ в черте населенного пункта.

В качестве одного из направлений работ, направленных на обеспечение приемлемого уровня безопасности населения, зданий и сооружений, транспортной, энергетической и иной инфраструктуры для всех участков МТ, в особенности для проходящих в черте населенных пунктов, целесообразно рассматривать установление и закрепление на законодательном уровне ответственности за соблюдение охранных зон (в том числе согласно Правилам³ охраны магистральных газопроводов) и зон безопасности. Для обеспечения эффективности зонирования с точки зрения повышения безопасности МТ и располагающихся в зоне их влияния объектов выделение и закрепление дополнительных зон безопасности (с соответствующей классификацией их типов и накладываемых в них ограничений) должно осуществляться по аналогии с охранными зонами на законодательном уровне. Также на законодательном уровне следует закрепить ответственность за соблюдение ограничений на использование этих территорий (с определением регламентов взаимодействий пользователей и собственников указанных территорий).

В качестве дополнительных мер повышения безопасности МТ можно отметить целесообразность установления коридоров безопасности – полос земли вдоль осей трубопроводов, ширина (в обе стороны от оси трубопровода) которых будет соответствовать МР согласно СП 36.13330.2012 (рис. 2), с закреплением на законодательном уровне статуса коридоров безопасности МТ как зон с особыми условиями использования территорий (земель).

Необходимо отметить, что ширина таких коридоров безопасности для разных типов трубопроводов оказывается различной, так как



Рис. 2. Условная схема выделения и установления коридоров безопасности

значения, приведенные в СП 36.13330.2012 (см. рис. 3), зависят от типа транспортируемого продукта, давления внутри трубы, диаметра трубопровода и других параметров. Так, согласно позиции 1 в табл. 4 СП 36.13330.2012 для участков магистральных газопроводов первого класса МР варьируется от 100 м (для труб условным диаметром 300 мм и менее) до 350 м (для труб условным диаметром от 1200 до 1400 мм), а для участков магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов – от 75 м (для труб условным диаметром 300 мм и менее) до 200 м (для труб диаметром свыше 1000 мм).

При изменении категории земли или объекта, вблизи которого проходит трубопровод (например, при включении участка в территорию населенного пункта), и связанным с этим изменением вида разрешенного использования земли необходимо разработать и применить превентивные меры и мероприятия, которые могут снизить уровни индивидуального и социального рисков. В качестве таких мероприятий можно назвать:

- совершенствование средств электрохимической защиты и систем коррозионного мониторинга;
- сокращение периодичности проведения внутритрубной диагностики;
- сокращение межремонтных интервалов и др.

Также целесообразным в этом случае будет досрочное включение данных участков МТ в программы капитального ремонта и реконструкции для возможности применения более широкого спектра конструктивных решений по повышению надежности МТ (в том числе повышение категории труб, изменение способа их прокладки и др.).

Хотелось бы особо выделить, что проведение таких мероприятий должно быть коллективной ответственностью органов исполнительной власти различного уровня, оператора трубопроводов и собственников земель. Возложение всей ответственности исключительно на операторов (эксплуатирующие организации) и владельцев МТ некорректно, так как они, как правило, не являются инициаторами изменения статуса земель, а в некоторых случаях даже не являются стороной, согласующей такие изменения и строительство новых объектов.

Также целесообразно законодательно зафиксировать:

- особый контроль соблюдения охранных зон МТ с введением ответственности за нарушение их границ и невыполнение накладываемых на указанные территории ограничений;
- требование обязательного ознакомления землепользователей с информацией о границах коридора безопасности МТ (зон МР МТ) в комплексе с введением ответственности за несоблюдение правил землепользования в зоне МР и требований охраны МТ (так как зачастую землепользователи пытаются уйти от ответственности, ссылаясь на незнание факта установления коридоров безопасности и ограничений на их использование);
- установление ответственности за нарушения допустимого использования и нарушения при выполнении работ, в том числе нарушение регламента взаимодействия с эксплуатирующей МТ организацией и порядка выполнения работ.

При этом стоит выделить три типа территориальных зон МТ в составе коридора безопасности МТ: полоса отвода для объектов МТ, охранная зона объектов МТ и зона повышенной опасности объектов МТ (рис. 3).

Предлагается определить эти зоны следующим образом:

- *полоса отвода для объектов МТ* – земельные участки (независимо от категории земель), занятые или предназначенные для размещения наземных элементов объектов системы транспортировки нефти, газа и газового конденсата (нефтепродуктов);

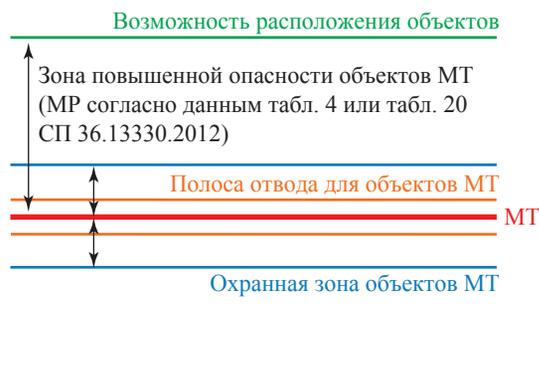


Рис. 3. Условная схема выделения и установления соответствующих территориальных зон МТ внутри коридора безопасности

- *охранная зона объектов МТ* (на основе формулировки закона «О газоснабжении в Российской Федерации») – территория или акватория вдоль трассы подземных или подводных участков трубопроводов, предназначенных для транспортировки нефти, газа и газового конденсата (нефтепродуктов), и вокруг других объектов системы нефти- и газоснабжения и снабжения нефтепродуктами, в границах которой устанавливаются особые условия использования земельных участков (частей земельных участков) в целях обеспечения нормальных условий эксплуатации, капитального ремонта и реконструкции таких объектов и исключения возможности их повреждения;

- *зона повышенной опасности объектов МТ* – территория, которая прилегает с обеих сторон к охранной зоне объектов МТ и в границах которой устанавливается особый режим использования земельных участков (частей земельных участков) в целях обеспечения безопасности жизни и здоровья людей, сохранности зданий, сооружений и объектов инфраструктуры, не относящихся к системе нефти- и газоснабжения и снабжения нефтепродуктами.

Размеры данных зон и возможность строительства каких-либо объектов в них должны быть определены и обоснованы с использованием анализа риска с учетом применения различных технических компенсирующих мероприятий, обеспечивающих приемлемый уровень риска. Строительство любых новых объектов инфраструктуры в пределах коридоров безопасности должно вестись с учетом типа территориальной зоны (в соответствии с классификацией, приведенной выше) и градостроительных регламентов.

Исходя из сказанного ранее, в качестве важного направления работ по повышению безопасности и обеспечению приемлемого уровня безопасности населения, зданий и сооружений, транспортной, энергетической и иной инфраструктуры для всех участков МТ, в том числе проходящих в черте населенных пунктов, целесообразно рассматривать совершенствование технических и организационных мер, которые могут снизить уровень потенциального, индивидуального и социального рисков. Наиболее удобным, наглядным и хорошо зарекомендовавшим себя в мировой практике средством (процедурой) оценки и подтверждения эффективности технических и организационных решений, направленных на снижение риска, считается

анализ риска. При этом, несмотря на то что в настоящее время методология анализа риска достаточно широко используется в сфере обеспечения безопасности, до сих пор остаются актуальными вопросы повышения достоверности получаемых результатов и оценок (в том числе результатов количественного прогноза и оценивания техногенного риска) и, что не менее важно, вопросы установления критериев «приемлемости» и «допустимости» риска.

В Руководстве⁵ по безопасности понятие *допустимого риска аварии* определяется как «установленные либо полученные согласно формализованной установленной процедуре значения риска аварии на ОПО, превышение которых характеризует угрозу возникновения аварии» (ОПО – опасный производственный объект). Под *приемлемым риском* (приемлемостью риска строительства и эксплуатации объекта) стоит понимать риск, уровень которого допустим и обоснован исходя из социально-экономических соображений и на который готово пойти общество ради получения выгоды, которую дают строительство и эксплуатация данного объекта. Получаемая обществом и отдельными реципиентами выгода может иметь различные составляющие, в частности техническую, экономическую, социальную и политическую.

В связи с этим установление критериев приемлемости и допустимости техногенного риска должно включать в том числе:

- выбор наиболее подходящего типа критерия (потенциальный риск, индивидуальный риск, социальный риск, ожидаемый удельный ущерб и др.);
- определение допустимых уровней риска для каждого конкретного случая;
- определение лиц, имеющих право проводить сравнение и оценивать адекватность, правдоподобность и правомочность полученных результатов и др.

Необходимо особо выделить, что выбранные критерии приемлемого риска и методы их получения должны быть обоснованными, физически осмысленными и объективными. На практике целесообразнее рассматривать понятие *минимального практически*

реализуемого и приемлемого уровня риска, так как это всегда компромисс между достигнутым в обществе уровнем безопасности (например, на основе данных о значениях фоновых уровней риска) и возможностями его повышения экономическими, технологическими, организационными и другими практически реализуемыми и экономически и технологически целесообразными методами. В связи с ограниченностью ресурсов экономические и технологические возможности повышения безопасности не безграничны, и зачастую, начиная с определенного уровня, дальнейшее ужесточение мер является неэффективным с точки зрения баланса затрат и уровня повышения безопасности.

Анализ риска может базироваться на концепции учета индивидуальных рисков в рамках приемлемости риска и минимального практически приемлемого уровня риска, с помощью которого определяются необходимые меры по снижению риска до допустимого (минимального практически реализуемого и приемлемого) уровня, и проводится с использованием различных утвержденных методик. Он должен быть направлен на выявление наиболее опасных сценариев и «слабых» мест, чтобы можно было выбрать наиболее подходящие барьеры безопасности, технические и организационные компенсирующие мероприятия, позволяющие снизить уровень возможной опасности.

Также хотелось бы отметить, что приемлемость и допустимость риска не являются абсолютными величинами, так как должны учитывать все компенсации и выгоды, которые может получить общество в целом и непосредственные реципиенты в частности. Возникновение дополнительного риска должно быть скомпенсировано получаемыми реципиентами выгодами и выплатами, формирование которых может находиться в зоне ответственности как владельцев опасных производственных объектов, так и органов власти (это могут быть, например, компенсационные выплаты, снижение налоговой нагрузки, дополнительное страхование жизни, льготы и др.). Компенсационные программы, направленные на повышение социальной защищенности потенциальных реципиентов при авариях на МТ, расположенных на территориях населенных пунктов (населенных территориях), также могут быть разработаны по результатам анализа риска.

В настоящее время в России при анализе риска (например, при разработке специальных

⁵ См. Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 № 144.

технических условий на строительство объектов) используются методики, утвержденные Ростехнадзором^{5,6}, а также методические указания⁷, отражающие специфические аспекты анализа риска в нефтегазовой отрасли. Необходимо подчеркнуть, что с учетом ограничений по достоверности и полноте информации, используемой при анализе риска, критерии приемлемости и допустимости техногенного риска целесообразно рассматривать не в форме фиксированных значений риска, а в форме некоторого диапазона, определяемого пороговым значением и коэффициентом запаса по риску.

Ограниченность возможности использования четко зафиксированного критерия и необходимость введения коэффициента запаса по риску (т.е. консервативных допущений) вызваны в первую очередь необходимостью учитывать возникновение при проведении анализа риска значительных неопределенностей, связанных прежде всего со следующими причинами:

- сложностью рассматриваемых объектов и технологических процессов;
- сложностью физико-химических процессов распространения поражающих факторов;
- наличием большого количества возмущающих воздействий вероятностного характера (например, изменения метеоусловий и характеристик подстилающей поверхности в течение года и др.), которые зачастую не могут быть учтены полностью, и т.д.

Кроме очевидных объективных факторов на неопределенность получаемых значений оценки рисков влияет целый ряд субъективных причин, в том числе связанных с выбором рассматриваемых сценариев аварий, моделей распространения поражающих факторов,

граничных условий и допущений, а также уровнем квалификации эксперта, проводящего анализ, что также требует введения определенного коэффициента запаса по риску для того, чтобы фактический риск не превысил допустимых значений.

В связи с этим еще раз стоит отметить, что уровень допустимого риска в ряде случаев может быть несколько увеличен (но таким образом, чтобы его значение не превышало некоторого предельного значения, например значения риска гибели по естественным причинам, определенного в соответствии с данными Росстата и МЧС [3]), например, в случае если данный риск для реципиента станет добровольным, т.е. будет принят непосредственным реципиентом добровольно с учетом тех компенсаций и выгод, которые получают он и общество в целом.

В качестве базовых рекомендуемых уровней приемлемого риска (для определения допустимого уровня (диапазона) риска) в этом случае можно рассматривать показатели, содержащиеся в Декларации Российского научного общества анализа риска [4], и уровни фонового риска, определенные в соответствии с отчетами Ростехнадзора, данными Росстата и МЧС [3, 5–7] (согласно рекомендованной⁸ процедуре сравнения полученных уровней риска), а кроме этого в качестве критерия приемлемого (допустимого) пожарного риска должны быть использованы соответствующие показатели, установленные Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности.

Хотелось бы еще раз подчеркнуть, что основной целью анализа техногенного риска должны быть не сравнение полученных значений с критериями приемлемости и допустимости и их приближение к указанным (рекомендованным и разрешенным) значениям, а выявление «слабых» мест и оптимизация применяемых барьеров безопасности, компенсирующих мер и мероприятий, а также определение на основе его результатов направлений разработки новых мероприятий по снижению аварийности.

⁶ См., например, Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31.03.2016 № 137; Руководство по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17.06.2016 № 228 и др.

⁷ См. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».

⁸ См. Руководство по безопасности «Методика установления допустимого риска аварии при обосновании безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса», утв. приказом Ростехнадзора от 23.08.2016 № 349.

Совершенствование нормативно-правового регулирования вопросов эксплуатации, капитального ремонта и реконструкции объектов магистрального транспорта газа, нефти и нефтепродуктов в границах населенных пунктов с учетом опыта зарубежных стран и возможности применения различных технических компенсирующих мероприятий, обеспечивающих приемлемый уровень риска, позволит сохранить и юридически закрепить возможность эксплуатации, реконструкции и строительства (при соответствующем обосновании) МТ в границах населенных пунктов (на населенных территориях) с учетом применения различных технических компенсирующих мероприятий, обеспечивающих приемлемый уровень риска, а также регламентировать строительство новых объектов инфраструктуры в пределах МР от МТ.

Для уже существующих МТ, оказавшихся на населенных территориях вследствие изменения границ населенных пунктов (для «действующих нарушений»), необходимо обеспечить на этапе их эксплуатации и текущего ремонта применение дополнительных компенсирующих мероприятий, досрочное включение данных участков МТ в программы капитального ремонта и реконструкции для обеспечения возможности применения более широкого спектра конструктивных решений по повышению надежности МТ, а также проведение разъяснительной работы с населением.

Такой комплексный подход позволит снизить потенциальный риск возникновения аварий, риск возникновения значительного количества жертв и уровень возможного ущерба объектам городской инфраструктуры при авариях в условиях роста антропогенной активности и возможного числа реципиентов вблизи МТ. При этом разработка новых и совершенствование уже применяемых конструктивных и превентивных мер, которые могут снизить уровень риска, безусловно, является необходимым условием возможности повышения уровня безопасности населения, зданий и сооружений, транспортной, энергетической и иной инфраструктуры для всех участков МТ, в том числе проходящих в черте населенных пунктов.

Совершенствование подходов к анализу техногенного риска целесообразно рассматривать в качестве эффективного инструмента:

- выявления «слабых» мест объектов и систем их защиты и безопасности;

- анализа эффективности применяемых барьеров безопасности и компенсирующих решений и мероприятий, направленных в первую очередь на снижение аварийности (устранение причин аварий), а не только на смягчение их последствий;

- оптимизации и повышения обоснованности принимаемых решений.

Также целесообразно проводить работы в направлениях:

- совершенствования подходов к анализу техногенного риска;

- выбора и установления критериев приемлемости и допустимости риска с учетом разумной достаточности и рациональности соотношения «риск – выгода» (с учетом компенсационных программ);

- разработки программ повышения квалификации специалистов по анализу риска.

Список литературы

1. Guideline for quantitative risk assessment «Purple book» / Committee for the Prevention of Disasters. – CPR 18E, 2005.
2. Health and safety executive [Электронный ресурс]. – <http://www.hse.gov.uk/risk/index.htm>.
3. Оценки по данным Росстата, МЧС, Ростехнадзора [Электронный документ] // Материалы семинара «Промышленная безопасность» УМЦ ЗАО НТЦ ПБ, 23 ноября 2015 г. – <http://riskprom.ru/publ/19-1-0-48>; http://riskprom.ru/news/gibel_ljudej_pri_pozharakh_v_rossii/2012-04-04-199
4. Декларация Российского научного общества анализа риска «О предельно допустимых уровнях риска» // Проблемы анализа риска. – 2006. – Т. 3. – № 2.
5. Годовые отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору // Официальный сайт Ростехнадзора. – http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/.
6. Гражданкин А.И. Допустимый риск – мера неприемлемой опасности промышленной аварии / А.И. Гражданкин, А.С. Печеркин, В.И. Сидоров // Безопасность труда в промышленности. – 2015. – № 3. – С. 66–70.
7. Гражданкин А.И. Фоновый риск гибели людей при эксплуатации ОПО и техногенных происшествий [Электронный ресурс] / А.И. Гражданкин // Анализ опасностей и оценка техногенного риска. – <http://riskprom.ru/publ/19-1-0-48>.

Issues of trunk pipelines safety regulation on enlargement of urban settlements

A.N. Yershova^{1*}, S.I. Dolgov¹, O.F. Trifonov¹

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

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

Abstract. Construction of main pipeline transport facilities for both liquid and gaseous hydrocarbons has a long history. At the same time, paying attention to the obvious danger of the objects of trunk pipeline transport, their design and construction was carried out at the maximum possible distance from populated areas, places of mass congestion of people and infrastructure facilities. The relevant provisions for ensuring safety were fixed in regulatory documents, taking into account the level of danger of the objects and site conditions. But at the moment there is continuous expansion of settlements, towns, cities and major cities. This circumstance determines the need to review a whole range of issues related to the regulations on maintenance, major repairs and reconstruction of the main gas, oil and oil products transport facilities located within the boundaries of settlements.

This article examines the features of the current regulatory framework in the Russian Federation regarding the location and operation of main gas, oil and oil products transport facilities. The paper presents suggestions on improving standard and legal regulation of the issues of operation, major repairs and reconstruction of the objects of trunk pipeline transport of the gas, oil and oil products within the boundaries of populated areas, including reviewed practice of foreign countries.

References

1. COMMITTEE FOR THE PREVENTION OF DISASTERS. *Guideline for quantitative risk assessment «Purple book»*. CPR 18E, 2005.
2. *Health and safety executive* [online]. Available from: <http://www.hse.gov.uk/risk/index.htm>.
3. Estimations according to data of RosStat, EMERCOM of Russia, RosTechNadzor [Otsenki po dannym Rosstata, MChS, Rostekhnadzora] In: *Proc. of Industrial Safety seminar at the Scientific Technical Center of Industrial Safety Problems Research CJSC, 23 November 2015* [online]. Available from: <http://riskprom.ru/publ/19-1-0-48>; http://riskprom.ru/news/gibel_lyudej_pri_pozharakh_v_rossii/2012-04-04-199. (Russ.).
4. Declaration of Russian Scientific Society for Risk Analysis “On maximum allowable risk levels” [Deklaratsiya Rossiyskogo nauchnogo obshchestva analiza riska “O prefelno dopustimukh urovnyakh riska”]. *Problemy Analiza Riska*. 2006, vol. 3, no. 2. ISSN 1812-5220. (Russ.).
5. Annual reports of the Federal Environmental, Industrial and Nuclear Supervision Service of Russia. In: *Rostekhnadzor* [online]. Available from: http://en.gosnadzor.ru/activity/annual-report/index.php?sphrase_id=7158.
6. GRAZHDANKIN, A.I., A.S. PECHERKIN, V.I. SIDOROV. Allowable risk is a measure of unacceptable hazard of an industrial accident [Dopustimyy risk – mera nepriyemloy opasnosti promyshlennoy avarii]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*. 2015, no. 3, pp. 66–70. ISSN 0409-2961. (Russ.).
7. GRAZHDANKIN, A.I. Background risk of the fatal outcomes during operation of the dangerous industrial facilities and technogenic accidents [Fonovyy risk gibeli lyudey pri ekspluatatsii OPO i tekhnogennykh proissheshtviyakh]. In: *Analiz Opasnostey i Otsenka Tekhnogenogo Riska* [online]. Available from: <http://riskprom.ru/publ/19-1-0-48>.

УДК 622.691.4:628.517

Оптимизация конструкции линии редуцирования на газораспределительной станции для снижения интенсивности пульсаций давления высокоскоростного потока

П.А. Кузьбожев^{1*}, И.В. Шишкин¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

* E-mail: p.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В качестве примера в статье приводятся результаты расчетного моделирования процесса перетока сжатого газа через участок линии редуцирования газа, включающий трубопроводы, конические переходы, а также клапан-регулятор.

Оценка параметров высокоскоростного потока газа в цилиндрическом канале переменного диаметра выполняется с помощью расчетного комплекса Ansys CFX, подготовка расчетной модели – графического редактора Design Modeler. Моделируется поток сжатого газа, истекающего из области высокого в область низкого давления через клапан-регулятор РДУ-100-64 и расширяющийся канал.

Результаты расчетного моделирования показывают, что газовый поток имеет сложную структуру со значительной неоднородностью по скорости, давлению и температуре. Для стабилизации потока предложены два технических решения: 1) изменение конструкции затвора; 2) установка в проточной части клапана-регулятора разделяющих стенок. Расчетная оценка эффективности решений по стабилизации потока показывает снижение интенсивности пульсаций давления газа и полное или частичное устранение вихревых зон.

При невозможности изменения конструкции линии редуцирования газа для снижения вибрации трубопроводов используют следующие решения: ремонт поврежденных опор трубопроводов; изменение схем размещения опор; использование демпфирующих материалов; изменение режимов работы трубопроводов.

Для проверки эффективности предлагаемых решений используются расчетные комплексы, определяющие параметры отклика трубопроводной линии на динамическое воздействие.

В ряде случаев при эксплуатации газораспределительных станций (ГРС) в процессе снижения давления газа (редуцирования) наблюдаются высокий уровень шумов и вибрация трубопроводов. В настоящее время для уменьшения пульсаций давления газа, а также снижения уровня шумов выполняют стабилизацию высокоскоростного потока газа в сетчатых или лабиринтных разделителях, разделительных решетках или перфорированных плунжерах. Для перечисленных решений характерны следующие недостатки: снижение пропускной способности регулирующих устройств разделителями; пропускная способность разделителей не регулируется; существует возможность засорения или обледенения разделителей.

Разработка новых решений по снижению уровня пульсации давления газа, а также ограничению интенсивности акустического воздействия может быть выполнена по результатам физического или расчетного моделирования. Физическое моделирование выполняется на экспериментальных стендах или на существующих линиях редуцирования ГРС. К недостаткам метода относятся: повышенная опасность процесса; невозможность оперативного изменения параметров трубопроводной системы; сложность оценки параметров потока. Расчетное моделирование, выполняемое с помощью программных комплексов, является наиболее рациональным методом и позволяет с высокой достоверностью воспроизводить технологические процессы ГРС; определять эффективность новых технических решений.

Динамическое нагружение трубопроводов является следствием комплексного воздействия внутреннего рабочего давления перекачиваемой среды и вибраций,

Ключевые слова: газораспределительная станция, линия редуцирования, поток, давление, клапан-регулятор, пульсация.

вызванных пульсирующим потоком среды. В качестве источников пульсаций среды в трубопроводах могут быть насосы, компрессоры, реактивные двигатели. Однако существует большой класс газотранспортных объектов, которые, не имея вращающихся элементов, тем не менее имеют возмущения потока среды, способствующие возникновению опасных уровней вибрации и шума. В частности, высокоскоростной поток газа на выходе клапана-регулятора на ГРС вызывает существенное увеличение уровня шума и вибраций, превышающих в ряде случаев нормативно установленные значения.

В соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ ГРС являются опасными промышленными объектами, которых в России насчитывается более 3500 с суточной подачей газа потребителям более 1200 млн м³.

По сравнению с магистральными газопроводами, характеризующимися преимущественно статическим нагружением от внутреннего давления транспортируемого газа, ситуация на ГРС осложняется воздействием на газопроводы динамического нагружения и вибраций, возникающих на участках после автоматических регуляторов давления, в которых происходит снижение давления газа.

Таким образом, с точки зрения обеспечения надежности и безопасности эксплуатации ГРС исследования по оценке и поддержанию работоспособности технологических трубопроводов газораспределительных станций с целью уменьшения параметров их динамического вибрационного нагружения являются, безусловно, актуальными.

Несмотря на большое число научных работ и существенный прогресс в достижении высоких качественных показателей устойчивости трубопроводов, подверженных динамическому нагружению, проблема уменьшения уровня их вибрационного состояния остается нерешенной. Анализ последних работ этого направления [1, 2] показывает, что снижение интенсивности генерируемых при дросселировании газообразных сред, акустических колебаний высокой мощности, а также пульсаций давления в потоке преимущественно достигается разделением высокоскоростного потока газа с помощью сетчатых или лабиринтных делителей потока, перфорированных плунжеров или

диффузоров. Для приведенных решений характерны следующие недостатки:

- разделительные решетки, диафрагмы, картриджи ограничивают пропускную способность регулирующих устройств;
- геометрические размеры разделителей потока неизменны, и конструкция не предусматривает какой-либо регулировки их пропускной способности, соответственно, можно предположить, что они наиболее эффективны в условиях постоянного расхода или для некоторого узкого диапазона расходов;
- пропускная способность разделителей может снижаться вследствие засорения или обледенения.

Также следует отметить, что вопросы, касающиеся влияния динамического нагружения газа на состояние металла трубной обвязки ГРС, в научно-технической литературе отражены слабо и практически не исследованы.

Оценка параметров потока в трубопроводах линий редуцирования газа ГРС, а также особенностей отклика трубопроводной линии на динамическое нагружение (высокочастотные колебания внутреннего давления) может быть выполнена как в результате физического, так и расчетного моделирования.

Физическое моделирование выполняется на специализированных экспериментальных стендах или непосредственно на существующей линии редуцирования, при этом к недостаткам данного метода следует отнести:

- повышенную опасность процесса, обусловленную высоким давлением газа;
- невозможность оперативного изменения параметров трубопроводной системы (введения в линию новых устройств, изменения диаметров труб);
- невозможность оценки параметров потока газа по всему объему линии редуцирования.

Очевидно, что при разработке технических решений, направленных на снижение интенсивности динамических нагрузок на трубопроводы линии редуцирования газа, наиболее рациональным является использование современных программных комплексов, которые позволяют с достаточно высокой достоверностью выполнять расчетное моделирование технологического процесса ГРС, а также определять эффективность тех или иных решений по снижению интенсивности пульсации давления потока.

Ниже приведен пример выполнения расчетного моделирования процесса перетока

сжатого газа из области высокого в область низкого давления через участок линии редуцирования газа, включающий трубопроводы различного диаметра, конические переходы (диффузоры), а также клапан-регулятор.

Оценка параметров высокоскоростного потока газа в цилиндрическом канале переменного диаметра выполняется с помощью расчетного комплекса Ansys CFX. При подготовке расчетной модели используется графический редактор Design Modeler, входящий в комплекс программ Ansys Workbench. Моделируется поток сжатого газа, истекающего из области высокого в область низкого давления через клапан-

регулятор РДУ-100-64 и расширяющийся канал, состоящий из двух патрубков, соединенных двумя последовательно установленными диффузорами (рис. 1).

Рассматриваются два случая:

1) ширина зазора между затвором и седлом затвора клапана-регулятора – 3,5 мм, объемный расход – $28 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$; скорость потока на выходе канала – 19 м/с;

2) ширина зазора – 4,5 мм, расход – $40 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$; скорость потока – 27 м/с.

По результатам расчетного моделирования установлено, что в пределах расчетной области присутствуют три области завихрения,

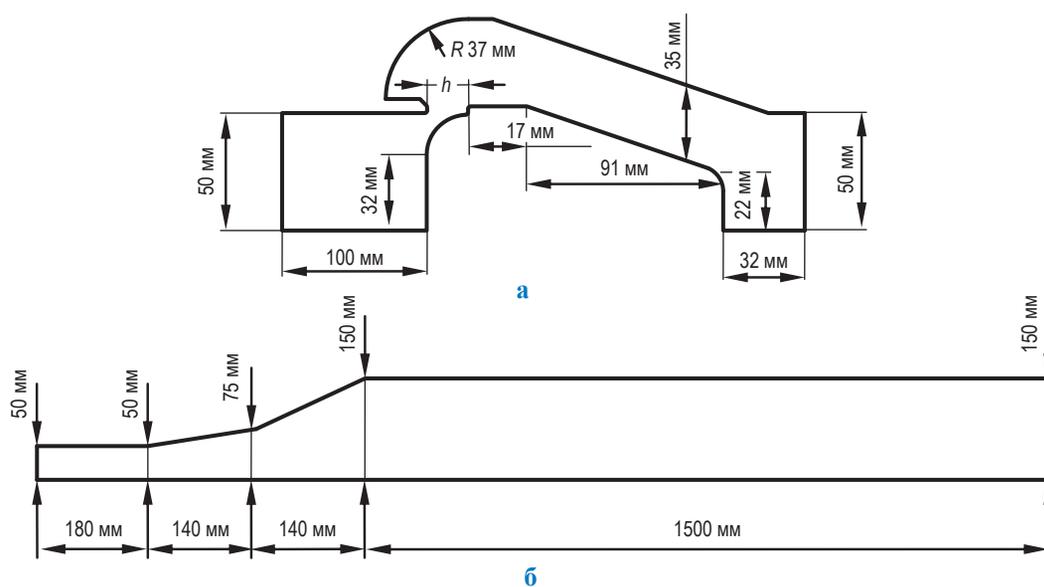


Рис. 1. Геометрические размеры расчетной области:
а – проточная часть клапана-регулятора; б – начальная часть газопровода
низкого давления

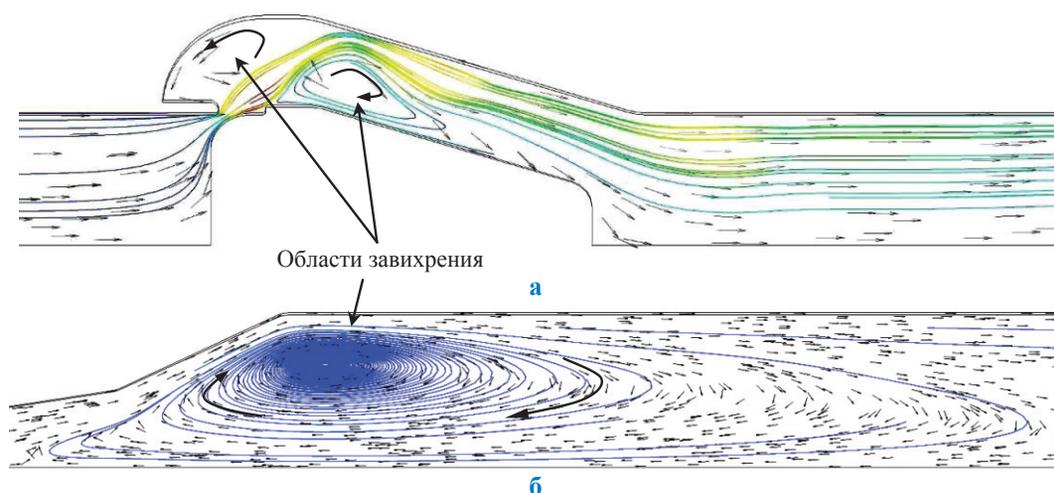


Рис. 2. Структура высокоскоростного потока при объемном расходе газа $40 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$:
а – проточная часть клапана регулятора; б – начальная часть газопровода низкого давления

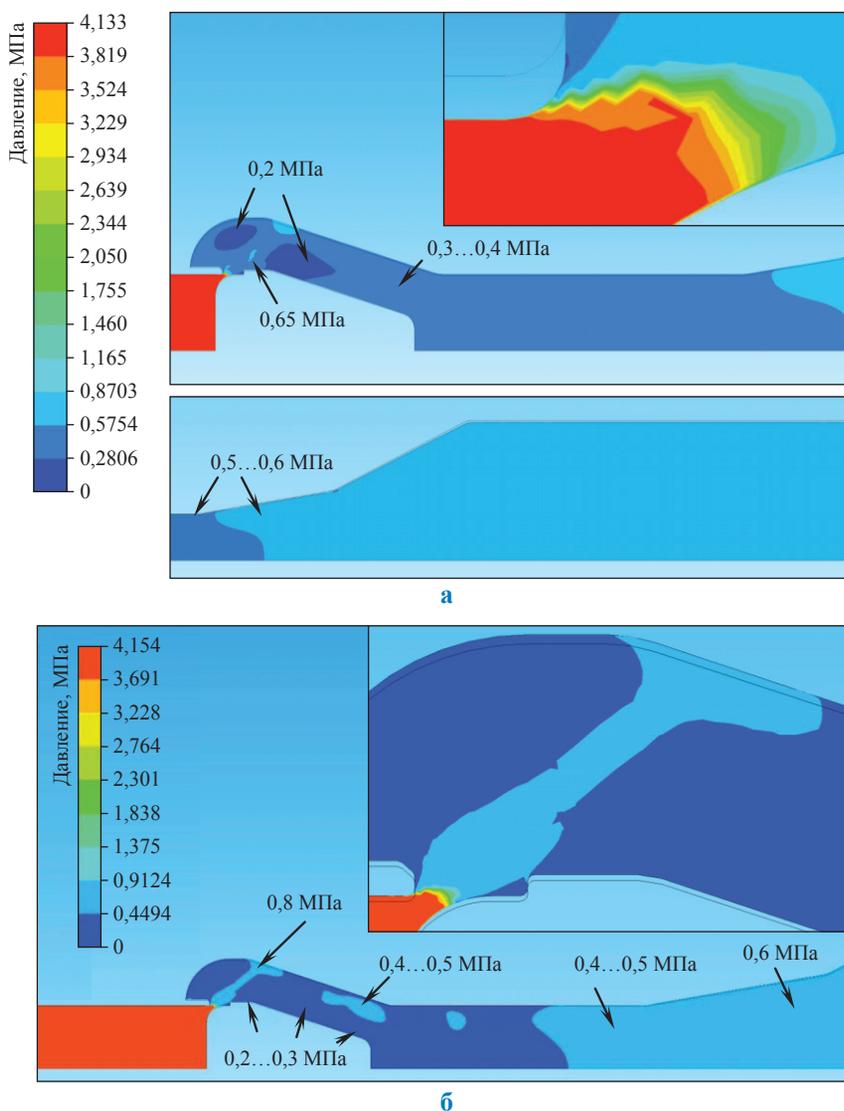


Рис. 3. Поле распределения давления в продольном сечении расчетной области: а – объемный расход газа $28 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$; б – объемный расход газа $40 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$

две из которых расположены в проточной части клапана-регулятора и одна – в диффузоре и начальной части второго прямолинейного участка канала (рис. 2). Формирование областей завихрения обусловлено особенностями геометрии проточной части клапана регулятора и расширяющегося канала. Размеры первой области, расположенной в пределах застойной зоны между внешней границей проточной части клапана-регулятора и затвором, стабильны и не зависят от скорости потока. Вторая область завихрения, обусловленная поворотом высокоскоростного потока газа, при увеличении скорости истечения уменьшается.

Третья область завихрения, расположенная в диффузоре, при малых скоростях потока имеет достаточно сложную структуру. Основной вихрь располагается на выходе

второго диффузора, малое завихрение, располагающееся в начале первого диффузора, переходит в завихрение большего размера, сформированное в начале второго диффузора, которое в свою очередь переходит в основной вихрь. При увеличении скорости потока малые вихри исчезают, основной увеличивается в длину (по оси канала, в направлении потока).

На выходе из дросселирующего зазора давление в газовом потоке составляет $0,85 \dots 1,10 \text{ МПа}$ при объемном расходе $28 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$ и $0,9 \dots 1,3 \text{ МПа}$ при $40 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$ (рис. 3). В месте поворота потока (у стенки проточной области клапана-регулятора) давление снижается до $0,6 \dots 0,8 \text{ МПа}$. После поворота потока происходит снижение давления до $0,2 \dots 0,3 \text{ МПа}$ и далее – постепенный рост по длине канала до $0,65 \text{ МПа}$.

Зоны пониженного давления (до 0,15 МПа) зафиксированы в центральной части первой и второй областей завихрения.

Продольная составляющая скорости противотока во второй области завихрения составляет 120...300 м/с при объемном расходе $28 \cdot 10^3$ м³/ч и 200...450 м/с при $40 \cdot 10^3$ м³/ч (рис. 4).

Таким образом, газовый поток в пределах расчетной модели имеет сложную структуру, характеризующуюся значительной неоднородностью по скорости и давлению.

Для стабилизации потока предложено два технических решения:

- 1) изменение конструкции затвора для стабилизации потока за счет его разделения при дросселировании;
- 2) изменение геометрии проточной части клапана-регулятора с вводом разделяющих

стенки и профилирующих лопаток, обеспечивающих оптимальную траекторию и смешение формируемых отдельных высокоскоростных слоев потока.

Результаты оценки эффективности решений по снижению пульсаций высокоскоростного потока газа в линии редуцирования следующие:

- предложенные технические решения по оптимизации конструкции клапана-регулятора обеспечивают снижение интенсивности пульсаций давления газа в потоке. В используемой расчетной модели максимальные по амплитуде колебания (до 0,1 МПа, с периодом до 0,01 с) давления зафиксированы в пределах контрольного сечения, расположенного между первым и вторым диффузорами (рис. 5);
- отмечается значительное снижение интенсивности колебаний давления в пределах проточной части клапана-регулятора;

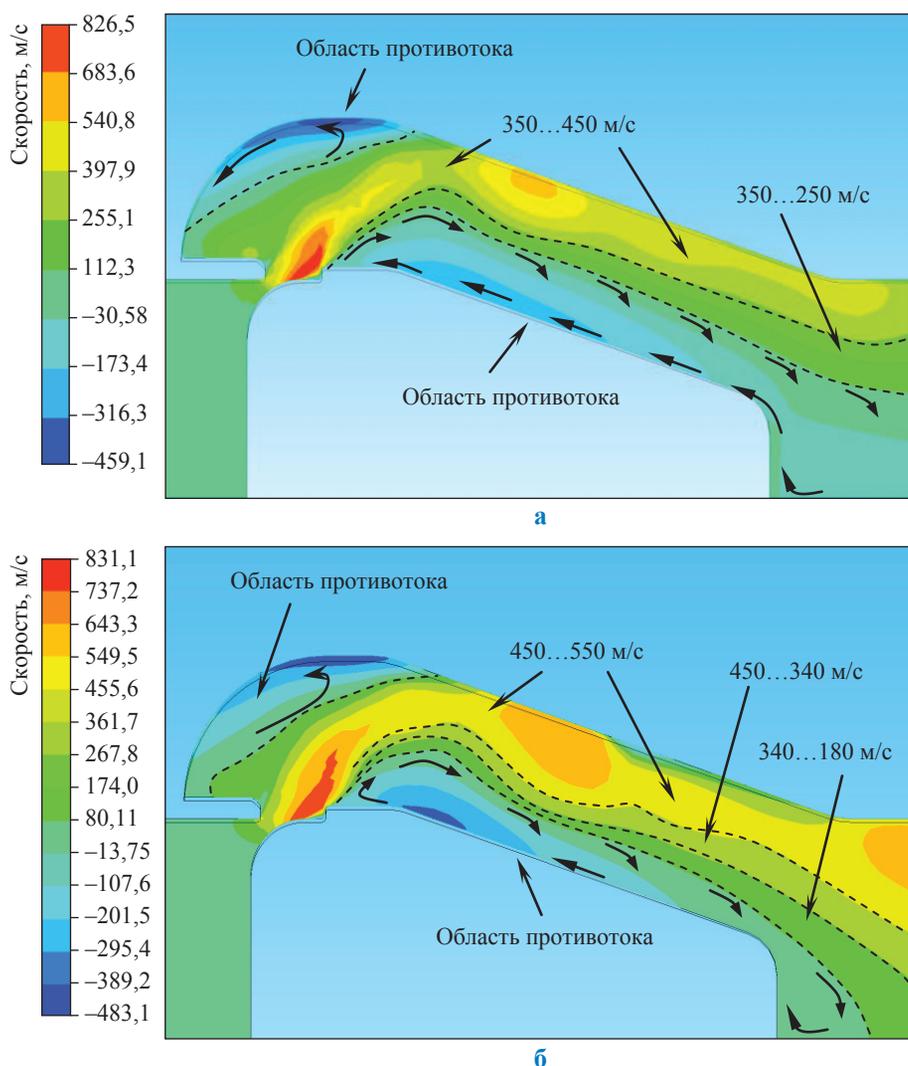


Рис. 4. Поле продольной составляющей скорости потока газа в проточной части клапана-регулятора: а – объемный расход газа $28 \cdot 10^3$ м³/ч; б – объемный расход газа $40 \cdot 10^3$ м³/ч

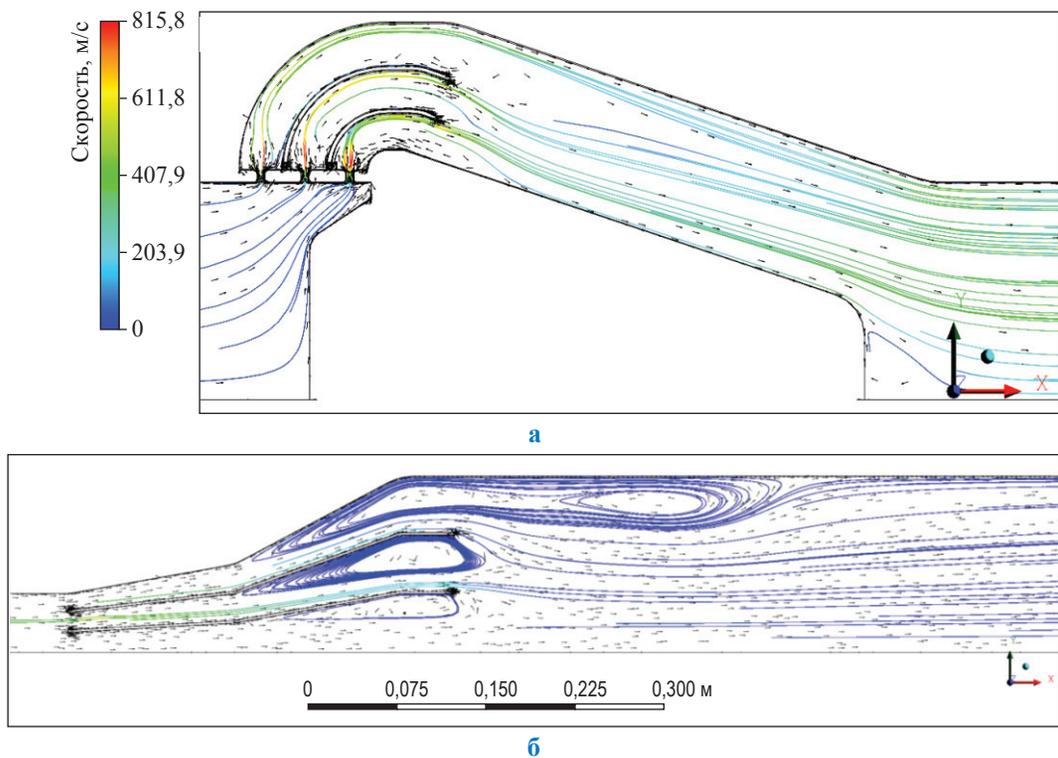


Рис. 5. Структура газового потока в оптимизированной конструкции затвора прямооточного клапана-регулятора на газопроводах ГРС:
а – проточная часть клапана-регулятора; б – начальная часть газопровода низкого давления

- температура газа в потоке составляет 17...19 °С. В пределах клапана, в областях противотока, температура газа достигает отрицательных значений;
- продольная составляющая скорости потока на выходе из клапана-регулятора составляет 310...350 м/с, при этом распределение скорости в пределах поперечного сечения достаточно равномерное.

По результатам проведенного расчетного моделирования сделаны следующие выводы.

1. Вибрации объяснены появлением пульсаций давления в проточной части клапана-регулятора и патрубке между клапаном-регулятором и диффузором с частотой более 100 Гц при расходе $28 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$ и более 200 Гц и амплитудой 0,3...0,4 МПа при расходе $40 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$. Поток в пределах расчетной области имеет три области завихрения.

2. Предложенные технические решения по стабилизации высокоскоростного потока газа с помощью разделительных стенок, размещаемых в проточной части клапана-регулятора

и диффузоре, а также за счет разделения потока при дросселировании через несколько регулируемых зазоров обеспечивают:

- снижение пульсации давления в 3,0...3,5 раза;
- полное устранение областей завихрения в клапане-регуляторе;
- снижение размеров областей завихрения в диффузоре.

Следующий (второй) этап расчетного моделирования направлен на определение параметров отклика линии редуцирования на высокочастотные периодические изменения давления газа. Данный вид расчетного моделирования позволит установить степень влияния на интенсивность колебаний линии редуцирования:

- схем размещения опор трубопроводов;
- параметров труб (диаметра, толщины стенки, физико-механических характеристик стали);
- схем размещения сосредоточенных масс (кранов, клапанов);
- схем закрепления трубопроводов на опорах.

Необходимо отметить, что первый этап расчетного моделирования высокоскоростного потока сжатого газа будет достаточен при условии, что предлагаемые решения физически реализуемы на рассматриваемом объекте.

В том случае, если трубопроводная линия требует значительного изменения конструкции, что в некоторых случаях может быть

нецелесообразным, для снижения вибрации трубопроводов в условиях действия возбуждающих переменных нагрузок используют решения, направленные на изменение параметров крепления трубопроводов (ремонт поврежденных опор, изменение схем размещения опор, использование демпфирующих материалов) или изменение режимов работы трубопроводов.

Список литературы

1. Иголкин А.А. Разработка глушителей аэродинамического шума пневматических и газотранспортных систем: дис. ... д.т.н.: 01.04.06: защищена 24.12.2015: утв. 04.02.2016 / А.А. Иголкин. – Самара, 2015. – 271 с. – Библиогр.: с. 254–270.
2. Заяц И.Б. Снижение шума при эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов: дис. ... к.т.н.: 05.26.03: защищена 23.08.2015: утв. 06.03.2016 / И.Б. Заяц. – Уфа, 2015. – 118 с. – Библиогр.: с. 108–117.

Optimizing construction of a reduction line at a gas-distributing station to reduce intensity of a high-speed gas flow pressure pulsation

P.A. Kuzbozhev¹*, I.V. Shishkin¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta Subsidiary, Bld. 1-a, Sevastopolskaya street, Ukhta, Komy Republic, 169330, Russian Federation

* E-mail: p.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Sometimes, on operating gas-distributing stations a high level of noise and vibration of pipelines are observed during reduction of gas pressure. Nowadays, to decrease gas pressure pulsations, and to reduce noise a high-speed gas flow is stabilized in reticular or labyrinth dividers, spacing frames, or perforated plungers. These solutions have following disadvantages: reduction of transfer capacity of control valves by dividers; transfer capacity of dividers is not regulated; dividers can be logged or iced.

New ways to reduce gas pressure pulsation and to limit intensity of acoustic exposition can be found by means of physical or computational modelling. Physical modelling is done at test stands or working reduction lines of gas-distributing stations. This method has several disadvantages, namely: higher danger; impossibility to change parameters of a pipeline in real time; complicated procedure for estimation of flow parameters. Computational modelling is the most rational and reliable method. It provides accurate reproduction of technological processes at gas-distributing stations and determination of efficacy of new technical solutions. For example, the paper gives simulation of a compressed gas transition through a section of a pressure reduction line including pipelines, conic links and a control valve. Parameters of a high-speed gas flow in a cylinder channel of varying diameter are assessed by means of Ansys CFX. A model is prepared in Design Modeler.

Results of simulation show that the gas flow has complex structure and considerable speed, pressure and temperature heterogeneity. To stabilize this flow two ways are suggested: 1) to change construction of a lock; 2) to install dividing walls in a lotic part of the control valve. Calculated efficiency of these technologies says that gas pressure pulsations are reduced and eddy zones are completely or partially removed.

If it is impossible to change construction of the reduction line, it is recommended to apply the following technologies for reduction of pipeline vibrations: to repair defected pipeline bearings; to change dislocation of the bearings; to use damping materials; to change working regimes of the pipelines.

Efficiency of the suggested technologies is checked using program complexes, which can determine parameters of the pipeline answer to dynamic exposures.

Keywords: gas-distributing station, reduction line, flow, pressure, control valve, pulsation.

References

1. IGOLKIN, A.A. *Development of a silencer for aerodynamic noise of pneumatic and gas-transport systems* [Razrabotka glushiteley aerodinamicheskogo shuma pnevmaticheskikh i gazotransportnykh sistem]: Dr. thesis (engineering). Peter The Great St.-Petersburg Polytechnic University. Samara, 2015. (Russ.).
2. ZAYATS, I.B. *Reduction of noise at operating gas-distributing stations of gas mains* [Snizheniye shuma pri ekspluatatsii gazoraspredeletelnykh stantsiy magistralnykh gazoprovodov]: Candidate thesis (engineering). Institute of Energy Resources Transportation. Ufa, 2015. (Russ.).

УДК: 368.89: 502/504

К вопросу о возможных функциях распределения экологического ущерба применительно к авариям на линейной части магистральных газопроводов для целей страхования

С.А. Ямников^{1*}, А.В. Шевченко¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: S_Yamnikov@mail.ru

Ключевые слова:

экологический ущерб, магистральные газопроводы, асимптотическая теория вероятностей экстремальных величин.

Тезисы. На основе данных об авариях на линейных частях магистральных газопроводов с применением техники графического статистического анализа обосновано использование логнормального и экспоненциального законов распределения для описания случайных величин возможных значений экологических ущербов по реципиентам воздействия.

Добыча газа и газового конденсата, их транспортировка и переработка относятся к разряду высокорисковых производств. При авариях на особо опасных производственных объектах (ОПО) газовой отрасли возможно возникновение крупномасштабных чрезвычайных ситуаций (ЧС) и вследствие этого причинение значительных убытков как для имущественного сектора, включая возникновение ответственности перед третьими лицами за вред, причиненный их имуществу и здоровью, так и вреда, наносимого окружающей среде [1]. Большинство экспертов сходятся во мнении, что одним из наиболее эффективных и часто используемых методов управления рисками ЧС, в том числе экологическими, которые обусловлены авариями на потенциально опасных объектах газовой отрасли, является страхование [2].

Основные интересы страхователя при заключении договора экологического страхования:

- возмещение ответственности перед третьими лицами за причинение ущерба окружающей природной среде вследствие аварии на ОПО;
- сохранение финансовой стабильности ввиду передачи ответственности за возмещение возможного ущерба страховой компании и перевода неопределенных убытков в категорию плановых в качестве страховой премии;
- повышение безопасности ОПО по критериям экологического риска ЧС.

Очевидно, что решение подобных задач возможно только при адекватном определении размера возможных ущербов окружающей природной среде и использовании полученных результатов в качестве исходных данных для актуарных расчетов при оценке параметров страховой защиты. Тем самым ключевым становится вопрос выбора наиболее точных и достоверных методов анализа и оценки экологических рисков ЧС, обусловленных авариями на ОПО. При этом важно отметить, что анализ рисков должен учитывать, что потоки заявленных убытков (ущербов) и страховых возмещений имеют стохастическую природу, при этом случайный характер носят как число страховых случаев, так и размер ущерба. Это отражено в вероятностно-статистических методах расчета страховых тарифов, для применения которых необходимо знать математическое ожидание и дисперсию ущерба, т.е. задать функцию распределения случайной величины.

Известно, что качество оценки риска определяется наличием статистической базы. При этом случаи причинения ущерба окружающей среде по причине аварий на ОПО газовой отрасли, в частности, аварий на линейных частях магистральных газопроводов (ЛЧ МГ), характеризуются, как правило, скудной статистикой

и ограниченностью данных, особенно о размерах этих ущербов. Тем самым использование классических статистических методов оценки рисков для расчета страхового тарифа применительно к конкретным объектам страхования затруднено.

В ряде работ для прогнозирования рисков различной природы обосновано применение комбинации техники графического статистического анализа – квантиль-квантиль диаграмм – и методов, базирующихся на теории вероятности экстремальных величин. Несомненное преимущество этой техники заключается в возможности получения достоверных статистических оценок на малых выборках данных – приблизительно 10...20 значений [3–5].

С точки зрения причинения вреда окружающей среде для целей страхования можно ограничиться рассмотрением двух основных сценариев развития аварии:

- аварии с возгоранием природного газа, «пожар в котловане». Основными поражающими факторами являются тепловое излучение и токсичные продукты сгорания, а ущерб окружающей среде определяется платами за выбросы в атмосферный воздух продуктов сгорания газа, повреждение лесных насаждений, деградацию почвы;

- аварии без возгорания природного газа. Поражающий фактор – попадание природного газа в атмосферу. Соответственно, наибольший размер вреда определяется платой за выброс метана как парникового газа¹.

С целью определения функций распределения экологического ущерба собраны и проанализированы статистические данные об авариях с экологическим ущербом на ЛЧ МГ ПАО «Газпром» за последние 10 лет, а также величинах страховых выплат по экологической составляющей. Для автоматизации процесса статистической обработки данных применен алгоритм расчета [4, 5], реализованный в программной среде Microsoft Excel. В качестве тестовых используются нормальный и логнормальный законы распределения (предсказываемые центральной предельной

теоремой), а также законы распределения экстремального типа – Вейбулла, Гумбеля, Парето и экспоненциальное распределение в соответствии с результатами классической асимптотической теории экстремальных значений случайных величин.

Функции распределения экологического ущерба при авариях с возгоранием газа

Анализ статистики позволил для аварий с возгоранием газа сформировать вариационный ряд чисел, характеризующий ущерб окружающей среде в виде суммарного ущерба лесному фонду и атмосферному воздуху. В связи с невозможностью выделения этих ущербов отдельно друг от друга и относительно малым значением ущербов атмосферному воздуху введено допущение, что полученным числовым рядом можно описать случайную величину «ущерб лесу», а случайной величиной «ущерб атмосферному воздуху» можно пренебречь.

Для различных тестовых законов построены графики квантилей функции распределения случайной величины «ущерб лесу» (Y_n) (рис. 1). Видно, что случайная величина Y_n описывается логнормальным законом распределения – коэффициент детерминации составляет 0,985, что в соответствии со шкалой Чеддока характеризует силу связи как «очень сильная» и позволяет считать оправданным применение техники графического статистического анализа для получения корреляционной связи, а синтезированную математическую модель – пригодной для практического использования.

Таким образом, для описания случайной величины «ущерб лесу» можно использовать логнормальный закон распределения:

$$F(X) = \Phi \left[\frac{\ln \left(\frac{X}{\beta} \right)}{\delta} \right], \quad (1)$$

где Φ – функция стандартного нормального распределения; δ , β – параметры функции распределения.

Определим параметры функции через линейное уравнение регрессии, приведенное на графике квантилей:

$$y = a + bx = 12,4 + 1,8x;$$

$$\beta = \exp(a) = e^{12,4} = 242801; \delta = b = 1,8.$$

¹ См. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»; СТО Газпром 2-1.19-530-2011. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и определение размера вреда окружающей природной среде при авариях на магистральных газопроводах.

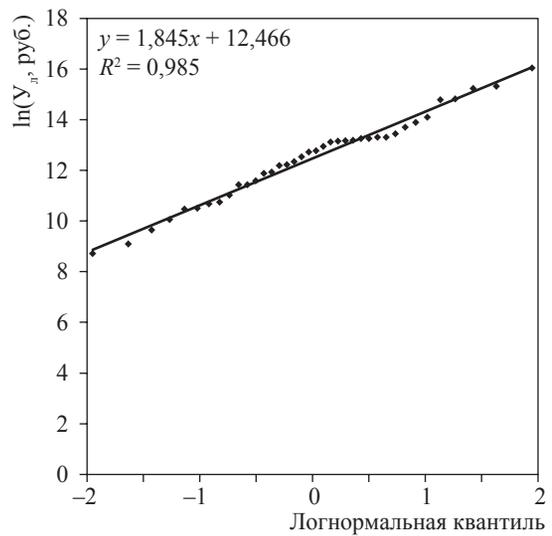
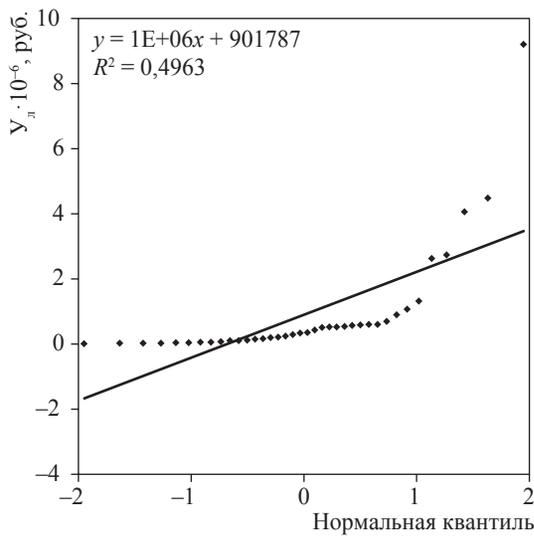
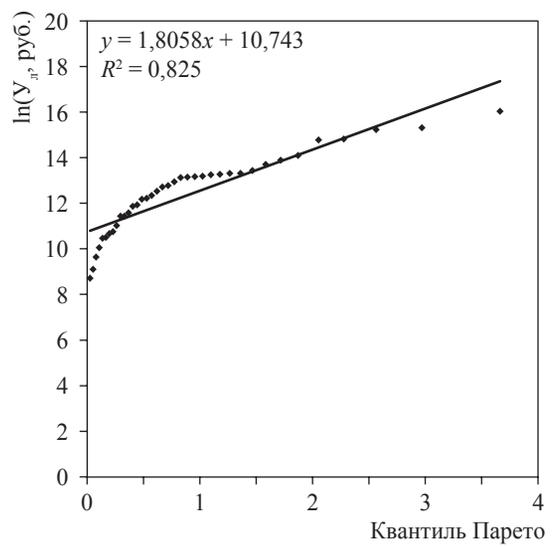
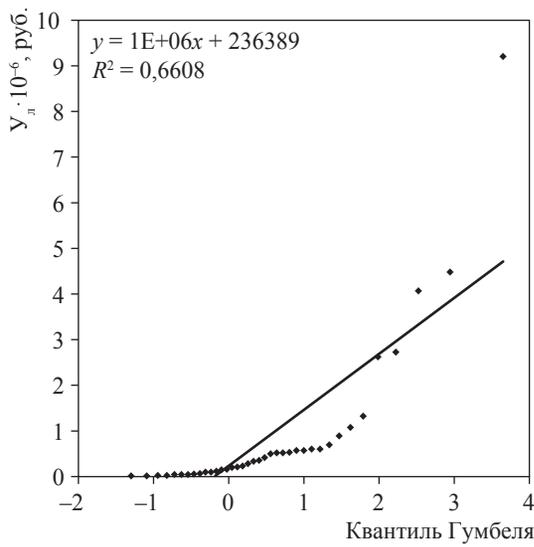
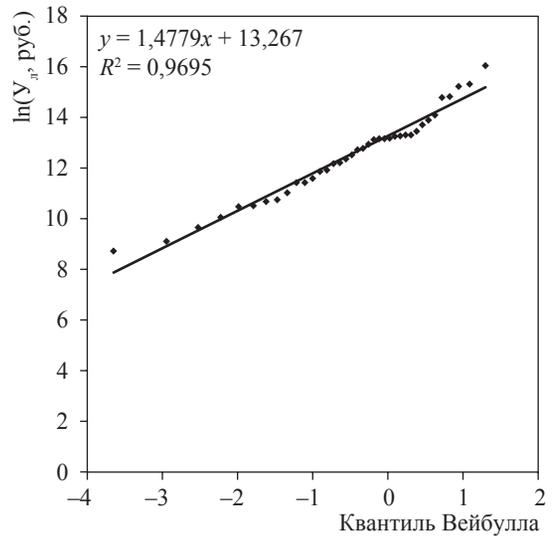
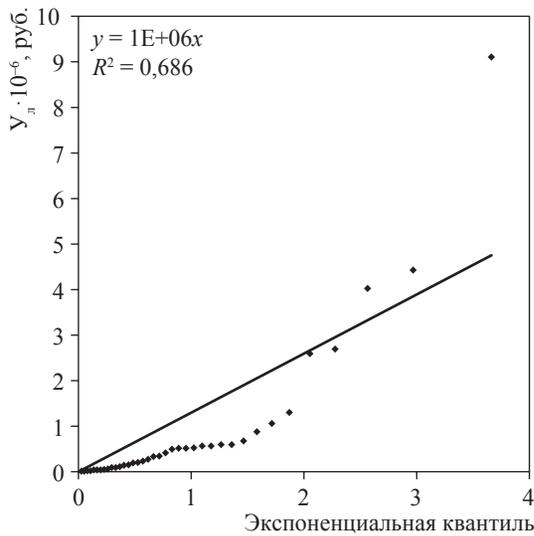


Рис. 1. Графики квантилей функций распределения случайной величины Y_n :
 R^2 – коэффициент детерминации

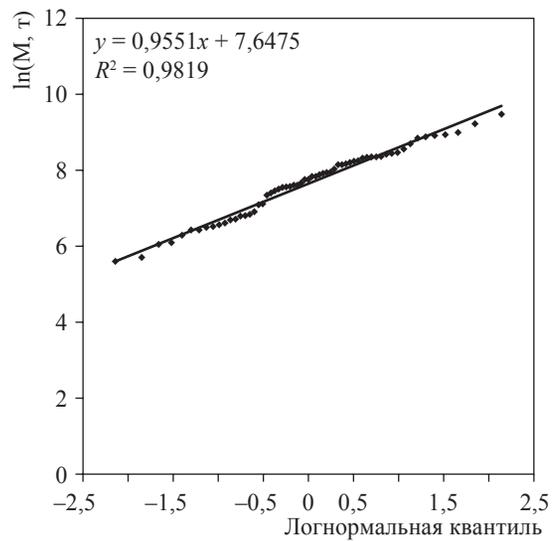
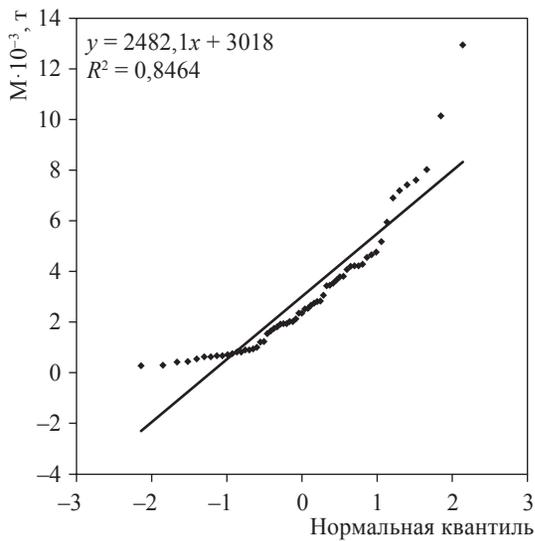
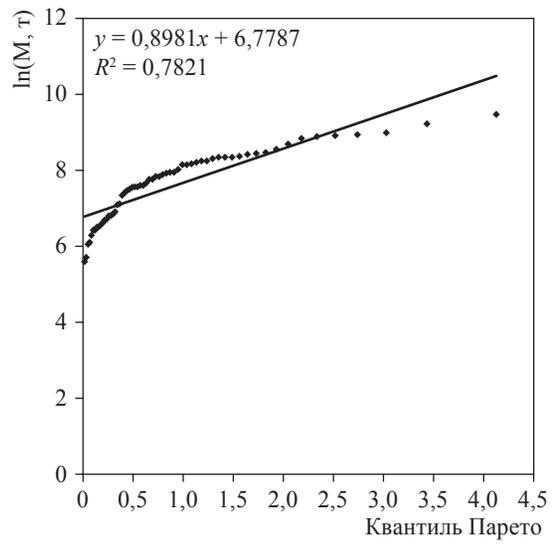
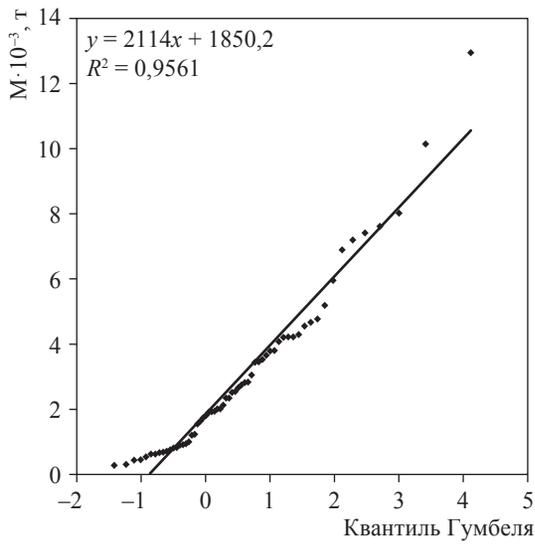
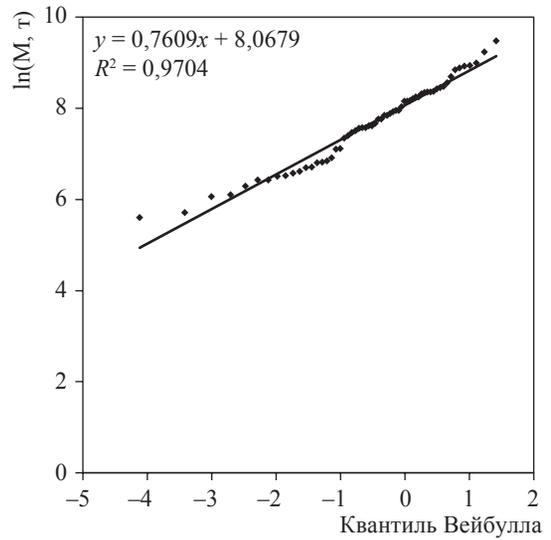
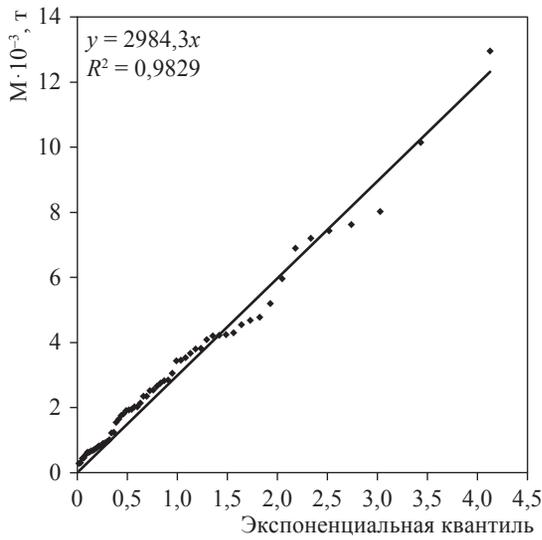


Рис. 2. Графики квантилей функций распределения случайной величины M

Таким образом, случайная величина Y_n (руб.) может описываться следующей функцией распределения:

$$F(Y_n) = \Phi \left[\frac{\ln \left(\frac{Y_n}{242801} \right)}{1,8} \right]. \quad (2)$$

Для определения функции распределения случайной величины «ущерб почве» соответствующие статистические данные практически отсутствуют. В этом случае сделано допущение, что законы распределения случайных величин «ущерб почве» и «ущерб лесу» совпадают по типам и различаются только параметрами в силу общего поражающего фактора. Тогда параметры функции распределения случайной величины «ущерб почве» должны быть определены с учетом имеющихся данных, при отсутствии которых эти параметры возможно скорректировать при помощи расчетных формул¹ [6].

Функции распределения экологического ущерба при авариях без возгорания газа

Для определения функции распределения случайной величины «ущерб атмосферному воздуху» без возгорания газа использован вариационный ряд чисел, характеризующий массу газа, выброшенного в атмосферу при авариях на ЛЧ МГ различного диаметра, и построены графики квантилей (рис. 2). Видно, что наибольшая степень правдоподобия, оцениваемая по $R^2 = 0,983$, соответствует экспоненциальному распределению, что в соответствии со шкалой Чеддока характеризует силу связи как «очень сильная», следовательно, для описания функции распределения случайной величины «масса выброшенного газа» (М) обосновано применение экспоненциального распределения

$$F(x) = 1 - \exp(-\beta x), \quad (3)$$

где β – параметр функции распределения.

Линейное уравнение регрессии (см. рис. 2), соответствующее экспоненциальному распределению, имеет вид: $y = a + bx = 2984x$. Тогда

$$\beta = \frac{1}{b} = \frac{1}{2984} = 3,4 \cdot 10^{-4}. \quad (4)$$

Таким образом, случайная величина М (т) описывается следующей функцией распределения:

$$F(M) = 1 - \exp(-3,4 \cdot 10^{-4} M). \quad (5)$$

Для определения параметров функции распределения случайной величины «ущерб атмосферному воздуху» при авариях без возгорания газа, например в целях страхования, возможно использование полученных значений параметров распределения массы выброшенного газа в расчетных формулах¹ [6] оценки размера платы за причинение вреда атмосфере вследствие возможного выброса метана как парникового газа, тем самым получая искомые значения, такие как математическое ожидание и дисперсия ущерба атмосферному воздуху.

Таким образом, обоснована возможность использования логнормального и экспоненциального законов распределения для описания случайных величин экологического ущерба по реципиентам воздействия поражающих факторов аварии на ЛЧ МГ. Это способствует адекватной для страхователя оценке размеров показателей экологического страхования, в частности, размера страховой премии. Полученные результаты были применены для обоснования величин потенциального экологического ущерба при авариях на различных линейных частях газопроводов, входящих в состав Восточной газовой программы, и предложений по ключевым параметрам страхования².

² См. Программу природных и компенсационных природоохранных мероприятий для объектов ОАО «Газпром» при развитии газодобывающих, газотранспортных, газоперерабатывающих и газохимических мощностей в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока / утв. Членом Правления, начальником Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ПАО «Газпром» О.Е. Аксютиним 09.09.2014.

Список литературы

1. Цховребов Ю.В. Страховая защита предприятий нефтяной отрасли как элемент управления промышленными рисками: дис. ... канд. техн. наук 05.26.03 / Ю.В. Цховребов. – М., 2006. – 196 с.
2. Меньшиков В.В. Экологическая ответственность и экологическое страхование в России / В.В. Меньшиков, О.В. Меньшикова // Вестник экологического образования в России. – 2012. – № 2. – С. 36–41.
3. Быков А.А. Приложения асимптотической теории вероятностей экстремальных значений к прогнозированию риска экстремальных чрезвычайных ситуаций / А.А. Быков // Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования. – 2012. – Т. 2. – № 1(2). – С. 53–63.
4. 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.
5. 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), 2009. – 524 с.
6. Ямников С.А. Методический подход к обоснованию оптимального значения страховой премии для программ экологического страхования / С.А. Ямников // тез. докл. IV Международной конференции «Экологическая безопасность в газовой промышленности» (ESGI-2015), 02–03 декабря 2015 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – 66 с.

On the issue of possible distribution functions of environmental damage in relation to accidents on the linear part of main gas pipelines for insurance purposes

S.A. Yamnikov¹, A.V. Shevchenko¹

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

* E-mail: S_Yamnikov@mail.ru

Abstract. On the basis of data on accidents at linear parts of main gas pipelines the application of lognormal and exponential distribution functions for description of random variables of possible values of environmental damage by types of impact recipients is substantiated using a technique of graphical statistical analysis.

Keywords: environmental damage, main gas pipelines, insurance, extreme value theory.

References

1. TSKHOVREBROV, Yu.V. *Insurance protection of oil-gas industrial enterprises as an element of industrial risks control* [Strakhovaya zashchita predpriyatij nefryanoy otrasli kak element upravleniya promyshlennymi riskami]: candidate thesis (engineering). Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2006. (Russ.).
2. MENSHIKOV, V.V., O.V. MENSHIKOVA. Environmental responsibility and environmental insurance in Russia [Ekologicheskaya otvetstvennost i ekologicheskoye strakhovaniye v Rossii]. *Vestnik Ekologicheskogo Obrazovaniya v Rossii*. 2012, no. 2, pp. 36–41. ISSN 2079-1623. (Russ.).
3. BYKOV, A.A. Applications of the asymptotic theory of extrema probabilities for forecasting risks of extremal emergencies [Prilozheniya asimptoticheskoy teorii veroyatnoste ekstremalnykh znacheniy k prognozirovaniyu riska ekstremalnykh chrezvychaynykh situatsiy]. *Strategiya Grazhdanskoj Zashchity: Problemy i Issledovaniya*. 2012, vol. 2, no. 1(2), pp. 53–63. ISSN 2224-8617. (Russ.).
4. BYKOV, A.A. *Statistical analysis of loss settlement according to property insurance programs: recommendations for police holders and risk-managers from big companies* [Statisticheskiy analiz uregulirovaniya ubytkov po programmam imushchestvennogo strakhovaniya: rekomendatsii dlya strakhovateley i risk-menedzherov krupnykh kompaniy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. (Russ.).
5. AKIMOV, V.A., A.A. BYKOV, Ye.Yu. SHCHETININ. *Introduction to extrema statistics and its applications* [Vvedeniye v statistiku ekstremalnykh znacheniy i eye prilozheniya]. Moscow: All-Russian Research Institute for Civil Defense and Emergencies of Russia (Federal Centre for Science and High Technology), 2009. (Russ.).
6. YAMNIKOV, S.A. Methodical approach to justification of insurance bonus value for environmental insurance programs at emergencies at trunk gas pipelines [online]. In: Environmental Safety in Gas Industry: abstracts of papers at the IV International Conference ESGI-2015 (2–3 December 2015). Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. Available from: http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/esgi-2015_en.pdf

Сведения об авторах

<i>Белинский Александр Вячеславович</i>	к.т.н., директор центра АО «Газпром промгаз». Тел.: +7(495)817-00-46. E-mail: A.Belinsky@promgaz.gazprom.ru
<i>Бочков Александр Владимирович</i>	к.т.н., заместитель директора Центра анализа рисков ООО «НИИГазэкономика». Тел.: +7(916)234-40-32. E-mail: A.Bochkov@econom.gazprom.ru
<i>Бузников Никита Александрович</i>	главный научный сотрудник Лаборатории внутрипромышленного транспорта газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-16. E-mail: N_Buznikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Власова Лада Владимировна</i>	к.с.-х.н., начальник Лаборатории природно-техногенных рисков Центра управления рисками, повышения устойчивости функционирования и промышленной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-59. E-mail: L_Vlasova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Габриелов Александр Олегович</i>	к.э.н., заведующий Отделом анализа рисков Центра анализа рисков ООО «НИИГазэкономика». Тел.: +7(495)631-51-47. E-mail: a.gabriellov@econom.gazprom.ru
<i>Гаденин Михаил Матвеевич</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Института машиноведения им. А.А. Благонравова РАН. Тел.: +7(499)135-55-09. E-mail: safety@imash.ru
<i>Гамера Юрий Васильевич</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории техногенных рисков и промышленной безопасности Центра управления рисками, повышения устойчивости функционирования и промышленной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-09. E-mail: Y_Gamera@vniigaz.gazprom.ru
<i>Грыб Руслан Ярославович</i>	заместитель заведующего Отделом управления технологическим развитием транспорта газа Центра экономики транспорта и подземного хранения углеводородов ООО «НИИГазэкономика». Тел.: +7(495)719-21-28. E-mail: R.Gryb@econom.gazprom.ru
<i>Демкин Игорь Вячеславович</i>	д.э.н., главный научный сотрудник Отдела анализа рисков Центра анализа рисков ООО «НИИГазэкономика». Тел.: +7(495)631-51-47. E-mail: i.demkin@econom.gazprom.ru
<i>Долгов Сергей Иванович</i>	к.т.н., директор Центра управления рисками, повышения устойчивости функционирования и промышленной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-46. E-mail: S_Dolgov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Евстифеев Андрей Александрович</i>	начальник Лаборатории прогнозирования использования и экономики газотопного топлива Центра использования газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-82. E-mail: A_Evstifeev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ермолаев Алексей Енальевич</i>	заместитель начальника Лаборатории прогнозирования использования и экономики газотопного топлива Центра использования газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-05. E-mail: A_Ermolaev@vniigaz.gazprom.ru

<i>Ершова Анастасия Николаевна</i>	младший научный сотрудник Лаборатории природно-техногенных рисков Центра управления рисками, повышения устойчивости функционирования и промышленной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(926)162-58-09. E-mail: A_Ershova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Зубарев Геннадий Владимирович</i>	к.э.н., начальник Управления 817/3 Департамента 817 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)609-33-53. E-mail: G.Zubarev@adm.gazprom.ru
<i>Ковалев Сергей Андреевич</i>	к.т.н., главный научный сотрудник Отдела анализа устойчивости функционирования нефтегазовой отрасли Центра анализа рисков ООО «НИИГазэкономика». Тел.: +7(495)631-56-34. E-mail: s.kovalev@econom.gazprom.ru
<i>Косарев Алексей Юрьевич</i>	к.э.н., заведующий отделом экономики СПГ и КПГ, заместитель директора Центра экономики транспорта и подземного хранения углеводородов ООО «НИИГазэкономика». Тел.: +7(495)719-21-28. E-mail: A.Kosarev@econom.gazprom.ru
<i>Котенева Анастасия Владимировна</i>	ведущий специалист Отдела управления технологическим развитием транспорта газа Центра экономики транспорта и подземного хранения углеводородов ООО «НИИГазэкономика». Тел.: +7(495)719-21-28. E-mail: A.Koteneva@econom.gazprom.ru
<i>Кузьбожьев Павел Александрович</i>	научный сотрудник Отдела надежности и ресурса Северного коридора ГТС Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)77-24-41. E-mail: p.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Лесконог Анастасия Александровна</i>	научный сотрудник АНО «Агентство исследований промышленных рисков». Тел.: +7(919)991-06-77. E-mail: an.sinicina@mail.ru
<i>Лисанов Михаил Вячеславович</i>	д.т.н., директор Центра анализа риска ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности». Тел.: +7(495)620-47-50. E-mail: risk@safety.ru
<i>Люгай Дмитрий Владимирович</i>	д.т.н., Генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-49-93. E-mail: D_Lyugai@vniigaz.gazprom.ru
<i>Махутов Николай Андреевич</i>	чл.-кор. РАН, д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Института машиноведения им. А.А. Благонравова РАН, сотрудник ООО «НИИ «Транснефть»». Тел.: +7(495)930-80-78. E-mail: kei51@mail.ru
<i>Никонов Игорь Михайлович</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Отдела анализа рисков нефтегазовых проектов Центра анализа рисков ООО «НИИГазэкономика». Тел.: +7(495)631-51-55. E-mail: i.nikonov@econom.gazprom.ru
<i>Петрова Юлия Юрьевна</i>	заместитель начальника Лаборатории техногенных рисков и промышленной безопасности Центра управления рисками, повышения устойчивости функционирования и промышленной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-09. E-mail: PetrovaYY@vniigaz.gazprom.ru
<i>Полякова Светлана Васильевна</i>	экономист в Отделе управления технологическим развитием транспорта газа Центра экономики транспорта и подземного хранения углеводородов ООО «НИИГазэкономика». Тел.: +7(495)719-21-28. E-mail: SV.Polyakova@econom.gazprom.ru

<i>Попов Руслан Владимирович</i>	к.т.н., ассистент кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(985)148-93-41. E-mail: r.v.popov@hotmail.com
<i>Простокишин Валерий Михайлович</i>	главный специалист Лаборатории имитационного моделирования Центра газотранспортных систем и технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-90-29. E-mail: V_Prostokishin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ракитина Галина Сергеевна</i>	начальник Лаборатории гражданской защиты и повышения устойчивости функционирования в чрезвычайных ситуациях Центра управления рисками, повышения устойчивости функционирования и промышленной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-86. E-mail: G_Rakitina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Рачевский Борис Сергеевич</i>	д.т.н., генеральный директор ООО «НефтеГазТоп», председатель правления ГК «НефтеГазТоп», профессор РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(499)782-33-62. E-mail: info@neftegaztop.ru
<i>Ребров Олег Игоревич</i>	заведующий отделом АО «Газпром промгаз». Тел.: +7(495)817-00-61. E-mail: O.Rebrov@promgaz.gazprom.ru
<i>Речинский Сергей Николаевич</i>	заместитель директора центра АО «Газпром промгаз». Тел.: +7(495)817-00-62. E-mail: S.Rechinskiy@promgaz.gazprom.ru
<i>Сальников Сергей Юрьевич</i>	директор Центра газотранспортных систем и технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-36. E-mail: S_Salnikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сафонов Владимир Сергеевич</i>	д.т.н., профессор, советник Генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-90-13. E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Стурейко Игорь Олегович</i>	к.ф.-м.н., заведующий Отделом управления технологическим развитием транспорта газа, заместитель директора Центра экономики транспорта и подземного хранения углеводородов ООО «НИИГазэкономика». Тел.: +7(495)719-21-28. E-mail: i.stureyko@econom.gazprom.ru
<i>Сулейманов Владимир Алекперович</i>	заместитель начальника Лаборатории внутрипромыслового транспорта газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-16. E-mail: V_Suleimanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сумской Сергей Иванович</i>	к.т.н., старший преподаватель Национального исследовательского ядерного университета «МИФИ». Тел.: +7(985)304-14-17. E-mail: sumskoi@mail.ru
<i>Сухарев Михаил Григорьевич</i>	д.т.н., профессор кафедры прикладной математики и компьютерного моделирования Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(916)651-89-98. E-mail: mgsukharev@mail.ru
<i>Трифонов Олег Владимирович</i>	д.т.н., начальник Лаборатории научно-методического и нормативного обеспечения Корпоративного научно-технического центра управления техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-00. E-mail: O_Trifonov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Хатьков Виталий Юрьевич</i>	начальник Департамента 817 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)609-33-04. E-mail: V.Khatkov@adm.gazprom.ru
<i>Чуркин Глеб Юрьевич</i>	к.т.н., заместитель директора АНО «Агентство исследований промышленных рисков». Тел.: +7(985)764-83-16. E-mail: churkin@safety.ru
<i>Швыряев Александр Анатольевич</i>	к.х.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории безопасности химических производств МГУ им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(916)685-81-64. E-mail: aash_2000@mail.ru
<i>Шевченко Андрей Владимирович</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Лаборатории управления рисками и страхования Центра управления рисками, повышения устойчивости функционирования и промышленной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-02. E-mail: A_Shevchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шишкин Иван Владимирович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Отдела надежности и ресурса Северного коридора ГТС Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)77-24-41. E-mail: i.shishkin@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Щуровский Владимир Александрович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Центра газотранспортных систем и технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-89-93. E-mail: V_Schurovskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ямников Станислав Андреевич</i>	аспирант ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(985)134-08-94. E-mail: S_Yamnikov@mail.ru

Information about the authors

<i>Belinskiy Aleksandr Vyacheslavovich</i>	candidate of engineering, director of the center at the Gazprom Promgaz JSC. Tel.: +7(495)817-00-46. E-mail: A.Belinsky@promgaz.gazprom.ru
<i>Bochkov Aleksandr Vladimirovich</i>	candidate of engineering, deputy director of the Risk analysis center at the NIIGazekonomika LLC. Tel.: +7(916)234-40-32. E-mail: A.Bochkov@econom.gazprom.ru
<i>Buznikov Nikita Aleksandrovich</i>	chief research associate in the Laboratory for intra-field transport of gas of the Center for gas production at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-16. E-mail: N_Buznikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Churkin Gleb Yuryevich</i>	candidate of engineering, deputy director of the ANO "Industrial Risk Research Agency". Tel.: +7(985)764-83-16. E-mail: churkin@safety.ru
<i>Demkin Igor Vyacheslavovich</i>	doctor of economics, chief research associate at the Department for risk analysis in the Risk analysis center at the NIIGazekonomika LLC. Tel.: +7(495)631-51-47. E-mail: i.demkin@econom.gazprom.ru
<i>Dolgov Sergey Ivanovich</i>	candidate of engineering, director of the Center for risk management, improvement of operation stability and industrial safety at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-46. E-mail: S_Dolgov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gabriyelov Aleksandr Olegovich</i>	candidate of economics, head of the Department for risk analysis in the Risk analysis center at the NIIGazekonomika LLC. Tel.: +7(495)631-51-47. E-mail: a.gabriyelov@econom.gazprom.ru
<i>Gadenin Mikhail Matveyevich</i>	candidate of engineering, leading research associate of the A.A. Blagonravov Mechanical engineering research institute of RAS. Tel.: +7(499)135-55-09. E-mail: safety@imash.ru
<i>Gamera Yuriy Vasilyevich</i>	leading research associate at the Laboratory for man-caused risks and industrial safety in the Center for risk management, improvement of operation stability and industrial safety at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-09. E-mail: Y_Gamera@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gryb Ruslan Yaroslavovich</i>	deputy head of the Department for control of gas transport technological development in the Center for economics of hydrocarbon transportation and underground storage at the NIIGazekonomika LLC. Tel.: +7(495)719-21-28. E-mail: R.Gryb@econom.gazprom.ru
<i>Khatkov Vitaliy Yuryevich</i>	head of the Department no. 817 of the Gazprom PJSC. Tel.: +7(812)609-33-04. E-mail: V.Khatkov@adm.gazprom.ru
<i>Kosarev Aleksy 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. Tel.: +7(495)719-21-28. E-mail: A.Kosarev@econom.gazprom.ru
<i>Koteneva Anastasiya Vladimirovna</i>	leading specialist of the Department for control of gas transport technological development in the Center for economics of hydrocarbon transportation and underground storage at the NIIGazekonomika LLC. Tel.: +7(495)719-21-28. E-mail: A.Koteneva@econom.gazprom.ru

<i>Kovalev Sergey Andreyevich</i>	candidate of engineering, chief research associate at the Department for analysis of industrial stability of oil-gas production of the Risk analysis center at the NIIGazekonomika LLC. Tel.: +7(495)631-56-34. E-mail: s.kovalev@econom.gazprom.ru
<i>Kuzbozhev Pavel Aleksandrovich</i>	research associate at the Department for reliability and resource of the Northern corridor of the gas transport system at the Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta Subsidiary. Tel.: +7(8216)77-24-41. E-mail: p.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Leskong Anastasiya Aleksandrovna</i>	research associate at the ANO "Industrial Risk Research Agency". Tel.: +7(919)991-06-77. E-mail: an.sinicina@mail.ru
<i>Lisanov Mikhail Vyacheslavovich</i>	doctor of engineering, director of the Center for risk analysis at the CJSC "Scientific Technical Center of Industrial Safety Problems Research". Tel.: +7(495)-620-47-50. E-mail: risk@safety.ru
<i>Lyugay Dmitriy Vladimirovich</i>	doctor of engineering, General director of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-49-93. E-mail: D_Lyugai@vniigaz.gazprom.ru
<i>Makhutov Nikolay Andreyevich</i>	associate member of RAS, doctor of engineering, professor, chief research associate of the A.A. Blagonravov Mechanical engineering research institute, collaborator at the Pipeline transport institute LLC. Tel.: +7(495)930-80-78. E-mail: kei51@mail.ru
<i>Nikonov Igor Mikhaylovich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate at the Department of risk analysis of oil-gas projects in the Risk analysis center at the NIIGazekonomika LLC. Tel.: +7(495)631-51-55. E-mail: i.nikonov@econom.gazprom.ru
<i>Petrova Yuliya Yuryevna</i>	deputy head of the Laboratory for man-caused risks and industrial safety in the Center for risk management, improvement of operation stability and industrial safety at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-09. E-mail: PetrovaYY@vniigaz.gazprom.ru
<i>Polyakova Svetlana Vasilyevna</i>	economist in the Department for control of gas transport technological development in the Center for economics of hydrocarbon transportation and underground storage at the NIIGazekonomika LLC. Tel.: +7(495)719-21-28. E-mail: SV.Polyakova@econom.gazprom.ru
<i>Popov Ruslan Vladimirovich</i>	candidate of engineering, assistant of the Chair for design and operation of gas-oil pipelines in Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). Tel.: +7(985)148-93-41. E-mail: r.v.popov@hotmail.com
<i>Prostokishin Valeriy Mikhaylovich</i>	chief specialist of the Simulation laboratory in the Center for gas transport systems and technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-90-29. E-mail: V_Prostokishin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rachevskiy Boris Sergeevich</i>	doctor of engineering, general director of the NefteGazTop LLC, chairman of the NefteGazTop Group board, professor of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). Tel.: +7(499)782-33-62. E-mail: info@neftegaztop.ru

<i>Rakitina Galina Sergeevna</i>	head of the Laboratory for civil protection and improvement of operation stability in emergency situations in the Center for risk management, improvement of operation stability and industrial safety at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-86. E-mail: G_Rakitina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rebrov Oleg Igorevich</i>	head of the department at the Gazprom Promgaz JSC. Tel.: +7(495)817-00-61. E-mail: O.Rebrov@promgaz.gazprom.ru
<i>Rechinskiy Sergey Nikolayevich</i>	deputy director of the center at the Gazprom Promgaz JSC. Tel.: +7(495)817-00-62. E-mail: S.Rechinskiy@promgaz.gazprom.ru
<i>Safonov Vladimir Sergeevich</i>	doctor of engineering, professor, adviser of the Gazprom VNIIGAZ LLC general director. Tel.: +7(498)657-90-13. E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Salnikov Sergey Yuryevich</i>	director of the Center for gas transport systems and technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-36. E-mail: S_Salnikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shchurovskiy Vladimir Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, leading research associate the Center for gas transport systems and technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-89-93. E-mail: V_Schurovskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shevchenko Andrey Vladimirovich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate at the Laboratory for risk management and insurance in the Center for risk management, improvement of operation stability and industrial safety at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-02. E-mail: A_Shevchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shishkin Ivan Vladimirovich</i>	candidate of engineering, leading research associate at the Department for reliability and resource of the Northern corridor of the gas transport system at the Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta Subsidiary. Tel.: +7(8216)77-24-41. E-mail: i.shishkin@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Shvyryayev Aleksandr Anatolyevich</i>	candidate of chemistry, leading research associate of the Laboratory for safety of chemical production enterprises in Lomonosov Moscow State University. Tel.: +7(916)685-81-64. E-mail: aash_2000@mail.ru
<i>Stureyko Igor Olegovich</i>	candidate of physics and mathematics, head of the Department for control of gas transport technological development, deputy director of the Center for economics of hydrocarbon transportation and underground storage at the NIlgazekonomika LLC. Tel.: +7(495)719-21-28. E-mail: i.stureyko@econom.gazprom.ru
<i>Sukharev Mikhail Grigoryevich</i>	doctor of engineering, professor of the Chair for applied mathematics and computer simulation in Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). Tel.: +7(916)651-89-98. E-mail: mgsukharev@mail.ru
<i>Suleymanov Vladimir Alekperovich</i>	deputy head of the Laboratory for intra-field transport of gas in the Center for gas production at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-16. E-mail: V_Suleimanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sumskoy Sergey Ivanovich</i>	candidate of engineering, senior lecturer in MEPhI National Research University. Tel.: +7(985)304-14-17. E-mail: sumskoi@mail.ru

<i>Trifonov Oleg Vladimirovich</i>	doctor of engineering, head of the Laboratory for scientific-procedural guidance and standards support in the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of the gas transportation system at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-00. E-mail: O_Trifonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Vlasova Lada Vladimirovna</i>	candidate of agricultural sciences, head of the Laboratory for natural-and-man-caused risks in the Center for risk management, improvement of operation stability and industrial safety at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-59. E-mail: L_Vlasova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Yamnikov Stanislav Andreyevich</i>	post-graduate student of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(985)134-08-94. E-mail: S_Yamnikov@mail.ru
<i>Yermolayev Aleksey Yenyayevich</i>	deputy head of the Laboratory for utilization forecast and economics of gas motor fuel in the Gas utilization center at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-05. E-mail: A_Ermolaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Yershova Anastasiya Nikolayevna</i>	junior research associate at the Laboratory for natural-and-man-caused risks in the Center for risk management, improvement of operation stability and industrial safety at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(926)162-58-09. E-mail: A_Ershova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Yevstifeev Andrey Aleksandrovich</i>	head of the Laboratory for utilization forecast and economics of gas motor fuel in the Gas utilization center at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-82. E-mail: A_Evstifeev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zubarev Gennadiy Vladimirovich</i>	candidate of economics, head of Administration no. 817/3 in the Department no. 817 of the Gazprom PJSC. Tel.: +7(812)609-33-53. E-mail: G.Zubarev@adm.gazprom.ru

**По вопросам публикаций, подписки и приобретения
сборника «Вести газовой науки» обращаться:
vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru
www.vesti-gas.ru**