

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

**1
2017**



Научно-технический
сборник

«Вести газовой науки»

№ 1 (29) / 2017

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
имени И.М. Губкина
А.Н. Шахвердиев, д.т.н., профессор, Азербайджанский технический университет

Научный редактор

В.С. Сафонов, д.т.н., профессор

Рецензент

Н.И. Иванов, д.т.н., профессор

Над номером работали

Ответственный редактор
Редактор
Корректор
Перевод
Верстка
Дизайн

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

Адрес редакции

Российская Федерация, 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 17.04.2017 г. Тираж 500 экз.
Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

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

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2017

Цена свободная.

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

Слово редактора

Во исполнение поручения¹ В.В. Путина в 2013–2016 гг. произошли знаковые изменения законодательства в области промышленной безопасности. Основная цель изменений – устранение избыточных административных барьеров для бизнеса путем внедрения риск-ориентированного подхода на стадиях проектирования и эксплуатации опасных производственных объектов (ОПО), основанного на методологии анализа риска и позволяющего оптимизировать организационно-технические мероприятия по снижению рисков, а также методы и частоту проверок (контрольно-надзорных мероприятий) с учетом уровня опасностей (степени риска) ОПО.

Среди сформированных стратегических целей социально-экономического развития Российской Федерации важное место занимают увеличение продолжительности жизни и снижение рисков жизнедеятельности и жизнеобеспечения². Повышение требований к безопасности производственной деятельности требует дальнейшего совершенствования и развития научно-методической базы обеспечения надежности и безопасности структурно сложных систем, к которым относится в частности Единая система газоснабжения (ЕСГ) России.

Предлагаемый читателям тематический выпуск научно-технического сборника «Вести газовой науки» содержит 25 статей и условно структурирован по пяти смежным предметным областям (в порядке перечисления): надежность функционирования ЕСГ России, промышленная (пожарная) безопасность, анализ рисков, производственная безопасность, проекты в сфере производства сжиженного природного газа. В качестве авторов статей выступили научные сотрудники ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ООО «Газпром проектирование», ООО «НИИгазэкономика», ООО «НПК «Изотермик», ЗАО НТЦ «Промышленная безопасность», АО «Газпром промгаз», ЗАО «ЦНИИПСК» им. Мельникова.

Сборник «Вести газовой науки» такой тематической направленности выпускается ООО «Газпром ВНИИГАЗ» впервые. Однако, учитывая актуальность и значимость рассматриваемой проблемы, в дальнейшем представляется целесообразным издание подобных выпусков на регулярной основе с привлечением ведущих специалистов РАН, Минобрнауки, ПАО «Газпром», АО «Роснефть» и других компаний разного профиля. Материалы сборника могут быть полезны широкому кругу специалистов химической и нефтегазовой отраслей промышленности, а также студентам и аспирантам высших учебных заведений.



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

¹ См. Перечень поручений Президента Российской Федерации от 29.03.2010 № Пр-839, п. 26.

² См. Закон от 28.06.2014 № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации».

Содержание

- 4 **Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р., Шелекета В.С.**
Влияние фактора системной надежности на решения при планировании развития и реконструкции объектов системы газоснабжения
- 13 **Щуровский В.А.**
Анализ методических подходов к обеспечению работоспособности компрессорного парка
- 22 **Семушкин А.В., Подлозный А.О., Черникова Е.А., Щуровский В.А.**
Методические принципы параметрической диагностики технического состояния газотурбинных газоперекачивающих агрегатов
- 32 **Чернов А.Н., Козлов Ю.И., Авдиенко И.Н., Захаров Ю.А., Татусьян А.О., Неменко Ю.А.**
Оптимизация требований к надежности подводных добычных комплексов, работающих в условиях российского арктического шельфа
- 41 **Сальников С.Ю., Снежин А.Н., Простокишин В.М., Васкань И.Я.**
Моделирование нештатных и аварийных ситуаций в современных тренажерах
- 49 **Власова Л.В.**
Оценка влияния природных воздействий в задачах обеспечения надежной и безопасной эксплуатации газотранспортной системы ПАО «Газпром»
- 57 **Власова Л.В., Ракитина Г.С., Долгов С.И.**
Геоинформационные аналитические модели комплексной оценки природных опасностей для Единой системы газоснабжения России
- 71 **Гамера Ю.В., Бурутин О.В., Овчаров С.В., Петрова Ю.Ю., Ягупова Л.В.**
Логико-вероятностный метод прогнозирования ожидаемой частоты аварий на проектируемых компрессорных станциях магистральных газопроводов
- 83 **Сафонов В.С.**
Обоснование режимных параметров технологических трубопроводов комплексов СПГ с учетом требований промышленной безопасности
- 100 **Онищенко Д.А., Сафонов В.С.**
О необходимости учета айсберговой опасности при обосновании концепции освоения арктических месторождений углеводородов
- 119 **Мансуров М.Н., Востров В.К.**
Критические ледовые воздействия на морские нефтегазопромысловые сооружения
- 129 **Бочков А.В., Жигирев Н.Н.**
О некоторых прикладных задачах безопасности и ситуационного управления Единой системой газоснабжения на основе анализа потока оцененных данных методом опорных векторов
- 142 **Ковалёв С.А., Железов К.С., Ершова А.Н., Киркин М.А.**
Обоснование нормативных требований к пересечениям магистральных газопроводов с автомобильными и железными дорогами методами анализа риска
- 154 **Сафонов В.С.**
О необходимости проведения анализа рисков при обосновании типа и конструктивных характеристик изотермических хранилищ для комплексов СПГ различного назначения
- 171 **Власова Л.В., Гамера Ю.В., Овчаров С.В., Петрова Ю.Ю.**
Методические подходы к оценке риска аварий на линейной части магистральных газопроводов, обусловленного опасными природными процессами
- 179 **Лисанов М.В., Печеркин А.С., Сумской С.И., Швыряев А.А.**
Методическое обеспечение и проблемы анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса
- 187 **Терехов А.Л.**
Повышение безопасности труда на предприятиях ПАО «Газпром» (компрессорные станции)
- 196 **Терехов А.Л.**
Повышение безопасности труда на предприятиях ПАО «Газпром» (буровые установки в Арктике)
- 205 **Глебова Е.В., Волохина А.Т.**
Разработка программного обеспечения для определения профессиональной пригодности персонала, работающего вахтовым методом в условиях Крайнего Севера
- 211 **Люгай Д.В., Мутовин Ю.Г., Одишария Г.Э.**
Разработка и реализация масштабных проектов СПГ

- 218 **Люгай Д.В., Шайхутдинов А.З., Мутовин Ю.Г., Одишария Г.Э.**
Проблемные вопросы разработки и реализации проектов СПГ
- 227 **Горбачёв С.П., Дроздов Ю.В., Кириенко К.И., Кускова О.Л., Люгай С.В., Медведков И.С.**
Методические подходы к формированию программ малотоннажного производства и использования сжиженного природного газа
- 241 **Ханухов Х.М.**
Перспективы развития отечественного изотермического резервуаростроения
- 249 **Ханухов Х.М., Алипов А.В., Четвертухин Н.В., Коломыцев А.В., Шигапов Р.Р.**
Конструкционные методы снижения риска при эксплуатации изотермических резервуаров для хранения СПГ
- 259 **Пятахин М.В., Пятахина Ю.М.**
Новый подход к геомеханическому моделированию для оптимизации разработки, бурения скважин, проведения гидроразрыва пласта
- 267 **Сведения об авторах**
- 272 **Information about the authors**

В 38

Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 1 (29): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – 276 с. – ISSN 2306-8949.

Сборник содержит 25 статей и условно структурирован по пяти смежным предметным областям (в порядке перечисления): надежность функционирования ЕСГ России, промышленная (пожарная) безопасность, анализ рисков, производственная безопасность, проекты в сфере производства сжиженного природного газа. Материалы сборника могут быть полезны широкому кругу специалистов химической и нефтегазовой отраслей промышленности, а также студентам и аспирантам высших учебных заведений.

Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 1 (29): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, 276 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.).

Collected book includes 25 articles conventionally divided to five parts (in order of priority according to five subjects, namely: reliability of Unified Gas Supply System of Russia, industrial (fire) safety, risk analysis, production safety, projects related to production of liquefied natural gas. 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.

УДК [622.691.4.07::519.711]:004.94

Влияние фактора системной надежности на решения при планировании развития и реконструкции объектов системы газоснабжения

М.Г. Сухарев¹, Е.Р. Ставровский¹, В.С. Шелекета^{2*}

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

² АО «Газпром промгаз», Российская Федерация, 117420, Москва, ул. Наметкина, д. 6

* E-mail: sheleketa@gmail.com

Ключевые слова: газоснабжение, системная надежность, показатели надежности, магистральный транспорт газа, планирование развития и реконструкции, программный комплекс.

Тезисы. Мероприятия по повышению надежности транспорта газа предусматривались ранее проектной документацией всех основных газопроводов, начиная со строительства газопровода Уренгой – Помары – Ужгород (начало 1980-х гг.). Среди этих мероприятий были решения, которые сейчас отнесли бы к сфере системной надежности. Во многом благодаря им обеспечивалась надежность функционирования Единой системы газоснабжения за прошедшие с того времени десятилетия.

Чтобы решить, целесообразно ли реализовывать мероприятия по повышению системной надежности, надо знать, как распределены аварийные дефициты (мгновенные и накопленные) подачи газа потребителям. Для вычисления соответствующих функций распределения необходимо рассчитать, во-первых, вероятности всех возможных состояний рассматриваемой газотранспортной системы и, во-вторых, газопотоки в каждом из этих состояний. В целях однозначного решения второй задачи задают правило, согласно которому ограничивается подача газа потребителям в условиях дефицита.

На основе полученных рядов распределения вероятностей строятся гистограммы коэффициента загрузки и текущего резерва мощности магистралей. Дополнительными характеристиками надежности служат такие показатели, как вероятность покрытия нагрузки, интегральная вероятность полного удовлетворения спроса потребителя за заданный период времени, средний недоотпуск газа, коэффициент обеспеченности и гамма-процентная обеспеченность потребителя газом.

Модель расчета показателей системной надежности реализована в программно-вычислительном комплексе СИНАГС. Он предназначен, в частности, для выбора технических решений по обеспечению системной надежности проектируемых магистральных газопроводов. Поскольку критерий, по которому принимается решение о выборе того или иного из сопоставляемых вариантов, неизбежно будет носить вероятностный характер, для ответа на вопросы, является ли уровень надежности газоснабжения потребителей приемлемым и достаточны ли системные резервы, целесообразно проводить экспертизу с привлечением для ее подготовки и обработки данных методов экспертного логического анализа.

Стандарт ПАО «Газпром», нормирующий обеспечение системной надежности (СН) транспорта газа¹, введен в действие в 2011 г. Однако проблемы СН до сих пор не утратили актуальности. Во-первых, само понятие нуждается в объяснении и комментариях, доступных не только узким специалистам. Во-вторых, по сути дела, СТО Газпром 2-2.1-512-2010, несмотря на значительный период времени, прошедший после его утверждения, не вошел в практику проектных организаций. Широко известен афоризм: строгость российских законов смягчается необязательностью их исполнения. Оказывается, то же высказывание можно применить и к нормативной документации в системе Группы Газпром, вопреки действующему принципу обязательности выполнения требований стандартов ПАО «Газпром» всеми его структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями, если иное не установлено в конкретном стандарте².

Фактически требования СН учитывались при составлении проектов новых газопроводов в период наиболее интенсивного развития газовой отрасли в Советском

¹ СТО Газпром 2-2.1-512-2010. Обеспечение системной надежности транспорта газа и стабильности поставок газа потребителям. – М.: Газпром экспо, 2011. – 88 с.

² СТО Газпром 1.0-2009. Система стандартизации ОАО «Газпром». Основные положения.

Союзе в конце 70-х и в 80-х гг. прошлого века. В проектной документации всех основных газопроводов, начиная с газопровода Уренгой – Помары – Ужгород, присутствовал том, предусматривающий мероприятия по повышению надежности транспорта газа. Среди них были решения, которые сейчас отнесли бы к сфере СН. И это явилось одной из причин надежного функционирования Единой системы газоснабжения (ЕСГ) за прошедшие с того времени десятилетия: более чем за 30 лет не произошло ни одной системной аварии, последствия которой привели бы к нарушению энергетической безопасности государства. Вероятно, это успокоило специалистов и ослабило интерес к рассматриваемым проблемам.

Но главная причина неостребованности СТО Газпром 2-2.1-512-2010 – падение научно-технического уровня специалистов, вызванное, в частности, длительным периодом резкого снижения активности трубопроводного строительства в 1990-е гг., и размыванием в этой связи кадрового состава опытных проектировщиков высокой квалификации. Не последнюю роль сыграло и сложившееся в «Газпроме» прохладное отношение к научным исследованиям и нежелание прислушиваться к мнению специалистов, пытающихся с упреждением на срок жизненного цикла проектируемых и реконструируемых объектов ЕСГ предугадать последствия принимаемых ныне решений.

В соответствии с п. 3.2.25 СТО Газпром 2-2.1-512-2010 «системная надежность – это надежность системы как сложного технического или производственного объекта» ([1], см. п. 2.16). Понятие системной надежности включает балансовую и режимную составляющие. Так, *балансовая надежность*, или *готовность*, есть «свойство объекта удовлетворять требованиям потребителей в пределах заданных значений и ограничений на поставки энергоресурса с учетом запланированных и незапланированных перерывов в работе его элементов и эксплуатационных ограничений» ([1], см. п. 2.6). В свою очередь, *режимной надежностью* называется «свойство объекта сохранять заданные режимы функционирования при изменении условий, отказах элементов и внезапных возмущениях» ([1], см. п. 2.12). Готовность связана с годовым циклом функционирования в текущий период и на перспективу, а режимная надежность – с оперативным управлением. Далее показаны несколько

примерных технологических ситуаций, в которых обоснованное решение невозможно принять без использования понятийного аппарата теории системной надежности.

Пример 1. Усиление режимно-технологического взаимодействия между двумя южными технологическими коридорами газоснабжения Московского региона путем сооружения газопроводов-перемычек. Намечено расположение двух перемычек и сопоставляются четыре варианта решения: 1) сохранение статус-кво (перемычек не нужно); 2) сооружается первая перемычка; 3) сооружается вторая перемычка; 4) сооружаются обе перемычки. При сопоставлении необходимо исследовать распределение потоков по системе во всех возможных технологических ситуациях. Ситуация определяется: требуемыми объемами потребления, техническим состоянием объектов системы (ремонтируемые участки, работоспособные газоперекачивающие агрегаты на компрессорных станциях), возможными поставками газа на входах рассматриваемой системы и т.д. Очевидно, что количество ситуаций может быть очень велико и для их перебора придется прибегать к компьютерным вычислениям по специальной программе.

Пример 2. Выбор параметров комплекса для производства и хранения сжиженного природного газа (СПГ) в целях обеспечения надежного газоснабжения Петербурга. Комплекс, в случае его реализации, окажет весьма существенное влияние на среднесрочное и оперативное управление системой газоснабжения Северо-Запада России. Для выбора параметров, определяющих мощность комплекса, – максимального суточного производства СПГ, объема хранилища и др. – необходимо рассмотреть режимы системы транспорта и распределения природного газа Ленинградского промышленного узла, учитывая выход из строя крупных объектов этой системы, а также динамику перспективного спроса в регионе, в частности при экстремальных понижениях температуры в зимний период.

Пример 3. Решение о консервации и ликвидации объектов системы магистрального транспорта при уменьшении ее загрузки. Эта проблема актуальна для ЕСГ в связи с падением дебитов месторождений Надым-Пуртазовского района и вводом в эксплуатацию нового центра добычи на п-ове Ямал. Очевидно, что в данном случае наряду с магистральными

газопроводами следует рассматривать систему добычи газа, принимая во внимание возможность открытия новых месторождений, а также перспективы экспортных поставок и динамику спроса на газ внутренних потребителей.

В двух последних примерах так же, как и в первом, исходные данные нельзя определить достоверно и следует прибегать к вероятностным постановкам или другим моделям, учитывающим неопределенность информации.

Основные принципы расчета системной надежности

Основное назначение ЕСГ – удовлетворение спроса потребителей, покрытие расчетной нагрузки в узлах системы. Спрос изменяется по сезонам года под воздействием случайных погодных факторов, что особенно важно в зимний период. Мероприятия по повышению СН направлены на повышение надежности покрытия спроса. Для того чтобы оценить целесообразность мероприятий такого рода, нужно выполнить следующие требования:

- 1) ввести меру (критерий) удовлетворения спроса;
- 2) предложить методы вычисления этого критерия;
- 3) договориться о том, что такое хорошо и что такое плохо, т.е. определить, какие значения критерия можно считать приемлемыми, а какие нет.

Определение показателей надежности снабжения потребителей (см. требование 1). Обозначим через I совокупность всех потребителей системы. Подача газа x_i потребителю i ($i \in I$) из-за аварийных дефицитов является случайной величиной (с.в.). Она описывается функцией распределения $F_i(y) = \mathbf{P}\{x_i < y\}$. Однако одной только функции $F_i(y)$ недостаточно для того, чтобы охарактеризовать надежность снабжения потребителя i , целесообразно наряду с x_i еще ввести с.в. $z_i(T)$ – накопленный дефицит за период T . Функцию распределения $z_i(T)$ обозначим через $\Phi_i(z, T)$. Накопленный дефицит целесообразно рассчитывать за зимний период и за год. В качестве расчетных периодов могут рассматриваться также месяц, квартал и др.

Величины x_i и $z_i(T)$ всегда можно считать дискретными, а распределение каждой из них задавать рядом распределения – совокупностью возможных значений и соответствующих

им вероятностей. Это удобно еще и потому, что фактически распределения $F_i(y)$ и $\Phi_i(z, T)$ определяются расчетным путем с применением программных комплексов. В расчетах учитываются все возможные аварийные режимы (потоки газа в системе при различных авариях на газопроводах), оказывающие влияние на результат.

Ряд для значений x_i подачи газа i -му потребителю имеет вид:

$$\mathbf{P}\{x_i = x_i^s\} = p_i^s, \quad s = 0, 1, \dots, S, \quad (1)$$

причем $s = 0$ соответствует номинальному режиму, т.е. подача газа в единицу времени i -му потребителю при работоспособном состоянии всех элементов системы равна $x_i = x_i^0$. Состояния $s = 1, \dots, S$ соответствуют уровням x_i^s подачи газа в аварийных режимах, а объем дефицита в единицу времени при s -й аварийной ситуации равен $\Delta_i^s = q_i - x_i^s$, где q_i – требуемый объем поставок (спрос потребителя i).

Ряд распределения для $z_i(T)$ имеет вид:

$$\mathbf{P}\{z_i^k \leq z_i(T) < z_i^{k+1}\} = \pi_i^k, \quad k = 0, 1, \dots, K-1, \quad (2)$$

где π_i^k – вероятность того, что накопленный за расчетный период T суммарный дефицит поставки газа i -му потребителю находится в полуинтервале $[z_i^k, z_i^{k+1})$. Здесь $z_i^0 = 0 < z_i^1 < z_i^2 < \dots < z_i^{K-1} < z_i^K$. Интервал $[0, z_i^1)$ отвечает нулевому (пренебрежимо малому) накопленному дефициту. Величина π_i^k указывает на вероятность того, что суммарная недоподача газа в результате аварий за время T составляет величину $z_i(T)$, заключенную в пределах $z_i^k \leq z_i(T) < z_i^{k+1}$.

Распределения (1), (2) позволяют вычислить следующие показатели надежности снабжения потребителей:

вероятность покрытия нагрузки (K_i) – вероятность того, что в произвольный момент времени спрос потребителя будет удовлетворен:

$$K_i = \mathbf{P}\{x_i = q_i\} = \sum_{s \in S_{i0}} p_i^s, \quad (3)$$

где S_{i0} – множество режимов, при которых спрос i -го потребителя удовлетворяется полностью ($\Delta_i^s = q_i - x_i = 0$);

интегральную вероятность полного удовлетворения спроса i -го потребителя за заданный период времени $\pi^0(T)$;

средний недоотпуск газа – математическое ожидание количества газа, недоотпущенного потребителю за заданный период времени:

$$\sum_{k=0}^{K-1} \pi^k(T) \frac{z_i^k + z_i^{k+1}}{2}; \quad (4)$$

коэффициент обеспеченности i -го потребителя газом ($K_{i\Sigma}$) – отношение математического ожидания количества газа, отпущенного потребителю за заданный период времени, к требуемому его количеству за заданный период времени:

$$K_{i\Sigma} = \frac{1}{q_i T} \sum_{k=0}^{K-1} \pi^k(T) \frac{z_i^k + z_i^{k+1}}{2}; \quad (5)$$

гамма-процентную обеспеченность i -го потребителя энергоресурсом (газом), т.е. γ -квантиль распределения с.в. величины z_i :

$$\mathbf{P}\{z_i < z_\gamma\} = \gamma. \quad (6)$$

Надежность газоснабжения территории – района, региона, зоны ответственности газотранспортной организации – характеризуется следующими показателями:

- ожидаемой величиной недопоставленного энергоресурса (газа), т.е. суммарной недопоставкой по всем потребителям территории за заданный период времени (см. ф. (4));
- вероятностью ограничения потребления вследствие ограничения поставок (в результате отказа) энергоресурса (газа) потребителям территории;
- средней частотой отключения и/или ограничения потребителей системы, т.е. отношением математического ожидания суммарного числа отключений и/или ограничений потребителей в год к числу обслуживаемых потребителей в системе.

Методы расчета показателей надежности снабжения потребителей (см. ранее требование 2, с. 6). Для расчета показателей надежности снабжения потребителей должны быть учтены все возможные состояния системы газоснабжения. Состояние системы определяется

состоянием всех ее объектов. Каждое состояние характеризуется вероятностью пребывания в нем системы и распределением потоков. Таким образом, модель должна включать две составляющие: расчет вероятности состояний и расчет потокораспределения в этих состояниях. Вероятностная модель процесса смены состояний системы подробно описана в справочнике [2]. Рассматриваются системы сетевой структуры, каждый объект v ($v \in V$, где V – множество объектов системы) системы может быть представлен дугой графа. Состояние объекта v как функция времени t представляет собой случайный процесс $\omega_v(t)$: $q_v(\omega_v(t))$ – значение производственной мощности (пропускной способности); $x_v(\omega(t))$ – фактический расход газа; $r_v(\omega_v(t)) = q_v(\omega_v(t)) - x_v(\omega(t))$ – текущий резерв производственной мощности объекта. Здесь $\omega(t) = \|\omega_v(t)\|$ – вектор состояния системы, т.е. совокупность процессов $\omega_v(t)$, $v \in V$. Учтено, что производственная мощность объекта определяется его состоянием, а фактическая подача – состоянием всей системы. Потокораспределение $x(t) = \|x_v(\omega(t))\|$ отыскивается известными методами [2]: для однозначного определения $x(t)$ задается правило распределения газа в условиях дефицита. Мощность объекта v описывается распределением, показанным в табл. 1.

Главным результатом расчета СН являются ряды распределений вероятностей различных режимов (схем потоков), т.е. распределений производительности (фактического расхода) для каждого объекта v ($v \in V$) (табл. 2).

Вектор-поток с номером 0 отвечает нормальному состоянию системы газоснабжения и задает штатный (плановый) режим ее работы. Данные в графе 0 содержат значения показателей работы объекта v в штатном режиме. Остальные режимы – нештатные. Они возникают при отказах объектов, приводящих к снижению их мощности, или при случайных отклонениях спроса потребителей от расчетного уровня. Данные табл. 2 позволяют построить гистограммы производительности,

Таблица 1

Ряд распределения мощности объекта v : m_v – число состояний объекта v

Номер состояния объекта v (ω_v)	0 _v	1 _v	2 _v	...	m_v
Стационарная вероятность нахождения объекта v в состоянии ω_v (p_{ω_v})	p_{0_v}	p_{1_v}	p_{2_v}	...	p_{m_v}
Мощность объекта в состоянии ω_v (q_{ω_v})	q_{0_v}	q_{1_v}	q_{2_v}	...	q_{m_v}

Таблица 2

Ряды распределения мощности, производительности, резерва мощности, коэффициента загрузки объекта v

Номер режима функционирования ЕСГ (s)	0	1	2	...	S
Вероятность режима s (p^s)	p^0	p^1	p^2	...	p^S
Средняя мощность объекта v в режиме s (q_v^s)	q_v^0	q_v^1	q_v^2	...	q_v^S
Производительность (фактический расход) объекта v в режиме s (x_v^s)	x_v^0	x_v^1	x_v^2	...	x_v^S
Текущий резерв мощности объекта v в режиме s (r_v^s)	r_v^0	r_v^1	r_v^2	...	r_v^S
Коэффициент загрузки объекта v в режиме s $k_v^s = x_v^s / q_v^s$	k_v^0	k_v^1	k_v^2	...	k_v^S

коэффициента загрузки и текущего резерва мощности (рис. 1), которые дают наглядное представление о возможных значениях этих параметров и существенно облегчают анализ загрузки мощностей каждого объекта.

Плановый коэффициент загрузки объекта v определяется штатным режимом и равен k_v^0 . *Ожидаемый коэффициент загрузки объекта*, вычисленный с учетом возможных состояний ω системы и потоков в этих состояниях, определяется как $K_v = \mathbf{M}k_v(\omega) = \sum_{s=0}^S p^s k_v^s$, где \mathbf{M} – символ математического ожидания. *Среднее значение резерва* $\mathbf{M}r_v(\omega) = \sum_{s=0}^S p^s r_v^s = \mathbf{M}[q_v(\omega) - x_v(\omega)]$

дает общее представление об использовании мощности объекта. Вместо показателя «средний резерв» можно пользоваться «эквивалентным временем простоя».

Все перечисленные показатели, рассчитанные по описанному ранее алгоритму для

дуг (т.е. линейных объектов ЕСГ), могут быть точно так же рассчитаны и для узлов (т.е. потребителей). Тогда данные табл. 2 интерпретируются следующим образом:

- «мощность» q_v^s объекта задает спрос потребителя v , который в пиковый и в отопительный периоды может рассматриваться как случайная величина, зависящая от погодных условий;
- x_v^s – объем поставки газа в единицу времени при реализации s -го режима;
- «резерв мощности» r_v^s – объем возможных дополнительных поставок газа потребителю v в единицу времени при реализации s -го режима (глубина дефицита).

Если в нормальном состоянии система обеспечивает расчетный спрос всех потребителей, что является обязательным условием проведения расчетов, то:

- 1) для всех потребителей $r_v^0 = 0, k_v^0 = 1$;
- 2) среднее значение дефицита газа у потре-

бителя $\mathbf{M}r_v(\omega) = \sum_{s=0}^S p^s r_v^s$;

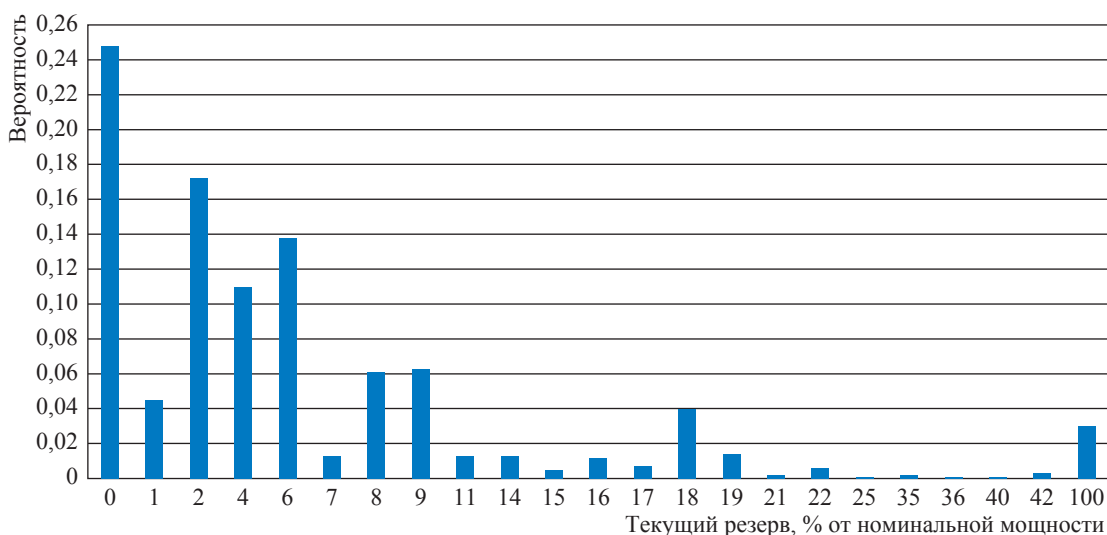


Рис. 1. Гистограмма текущего резерва мощности объекта

3) вероятность наличия дефицита газа у потребителя v составляет $\sum_s p^s \sigma(r_v^s)$, где $\sigma(r_v^s) = 0$, если $r_v^s = 0$, и $\sigma(r_v^s) = 1$, если $r_v^s > 0$.

Из-за сезонного изменения требований к надежности снабжения потребителей расчеты показателей надежности газоснабжения рекомендуется проводить отдельно по следующим характерным периодам года: отопительно-пиковому (наивысшего спроса на газ) и летнему. Такой подход позволяет отдельно учесть различные факторы, влияющие на надежность газоснабжения потребителей:

- в пиковый период из-за его кратковременности вероятность отказов оборудования достаточно мала, поэтому основное внимание при оценке надежности следует уделять влиянию погодных факторов на спрос приоритетных потребителей (население, коммунально-бытовой сектор). Кроме того, в пиковый период допускаются временные отключения некоторых потребителей (согласно утверждаемым административными органами условиям на поставку газа) и форсированный отбор газа из подземных хранилищ (ПХГ);

- в отопительный период при отсутствии пикового потребления следует ориентироваться на средние статистические значения температуры воздуха и определять расчетный спрос в зависимости от этих значений, а в числе случайных факторов учитывать главным образом возможность возникновения временных дефицитов газа из-за отказов основного производственного оборудования на объектах системы. При крупных авариях допускается временное снижение (до определенной величины) поставок газа агрегированным потребителям согласно устанавливаемым ограничениям поставок некоторым потребителям газа;

- в летний период случайные колебания спроса в связи с погодными факторами не учитываются, основную роль при оценке надежности газоснабжения играют случайные отказы оборудования и временное снижение мощности объектов в связи с проведением профилактических ремонтов и обследований, а ПХГ (закачка газа) относятся к числу неприоритетных потребителей.

В результате расчетов получаются ряды распределения подачи газа потребителям (1) и накопленного дефицита газа у потребителей (2), а кроме того, ряды распределения накопленного отбора газа из ПХГ или суммарное

с начала отопительного сезона потребление резервного топлива из запасов (для потребителей с двойным топливным хозяйством). Ряды (1) позволяют оценить вероятность ограничения питания каждого потребителя из-за аварий в системе газоснабжения, а также глубину ограничения подачи газа каждому потребителю в единицу времени. На основании этих данных можно заключить, достаточно ли высока надежность снабжения газом конкретных потребителей, и выделить из них тех, для которых должны быть разработаны специальные меры по повышению надежности. Ряды (2) используются для оценки суммарной недопдачи газа каждому потребителю за рассматриваемый период. Если нельзя пренебрегать вероятностью глубоких и продолжительных ограничений питания конкретного потребителя, то необходимо принять меры либо по повышению надежности его газоснабжения (за счет создания структурных или нагрузочных резервов в ЕСГ), либо по резервированию снабжения этого потребителя другими видами котельно-печного топлива.

Одним из основных методов обеспечения СН является использование ПХГ не только для регулирования сезонной неравномерности потребления, но и для демпфирования аварийных дефицитов и дефицитов при экстремальных похолоданиях. Разработанные модели позволяют оценить нагрузки на ПХГ (необходимые объемы и максимальные суточные дебиты) для выполнения этих функций. Ту же роль снижения аварийных дефицитов могут выполнять установки сжижения и регазификации для сокращения аварийных дефицитов газа в период пиков потребления. Все эти объекты вводятся в расчетную сеть специальными конструкциями, а ряды распределения их производительности рассчитываются одинаковыми методами. Поэтому расчет аварийной нагрузки для этих объектов осуществляется аналогично расчету нагрузки ПХГ.

Модель для расчета показателей системной надежности реализована в программно-вычислительном комплексе (ПВК) СИНАГС, который предназначен, в частности, для выбора технических решений по обеспечению СН проектируемых магистральных газопроводов. ПВК СИНАГС реализует следующие функции:

- оценки влияния технического состояния объекта на надежность функционирования сопряженной с объектом системы газоснабжения;

- оценки достаточности резервов мощности объекта с точки зрения требований к нему со стороны системы газоснабжения;

- оценки влияния реконструкции объекта (и соответствующего повышения надежности) на улучшение показателей стабильности поставок газа потребителям;

- сопоставления реконструкции объекта с другими способами повышения надежности газоснабжения потребителей (развитием ПХГ, созданием дополнительных узлов сопряжения объекта с системой и газопроводов-перемычек, обеспечением резервов мощности других газопроводов и т.д.).

В состав ПВК СИНАГС входят следующие блоки:

- решения потоковых задач по двум критериям:

- минимума товаротранспортной работы;
- распределения аварийного дефицита с учетом значимости потребителей;

- определения потерь производительности (путем расчета ряда распределения производительности) участков магистральных газопроводов из-за собственных аварий и по системным причинам;

- определения дефицита поставок газа (ряд распределения поставок газа) потребителям системы;

- оценки показателей надежности участков магистральных газопроводов и надежности снабжения потребителей.

Интерпретация результатов – рассчитанных показателей надежности (см. ранее требование 3, с. 6). Критерий, по которому

принимается решение о выборе того или иного из сопоставляемых вариантов, неизбежно будет носить вероятностный характер, поэтому выполнение 3-го требования неизбежно вызовет трудности привыкания к вероятностной терминологии, необходимости соотносить вероятностные характеристики с реакцией потребителей на ухудшение качества газоснабжения.

Для ответа на вопросы, является ли уровень надежности газоснабжения потребителей приемлемым, достаточны ли системные резервы, целесообразно привлекать методы экспертного логического анализа [3, 4]. Вариант схемы экспертного логического анализа для оценки достаточности уровня надежности системы газоснабжения приведен на рис. 2. При вынесении экспертных суждений надо принимать во внимание следующее:

- в различные периоды года (пиковый, отопительный и летний) тяжесть последствий от ограничения поставок газа неравнозначна;

- высокая вероятность дефицита газа у потребителя при малой глубине дефицита не означает низкой надежности газоснабжения, так как многие агрегированные потребители могут практически без ущерба пройти частые, но небольшие по величине и продолжительности ограничения поставок;

- большие значения глубины дефицита при малой вероятности его возникновения также не указывают на низкую надежность газоснабжения: подобный риск может оказаться приемлемым;

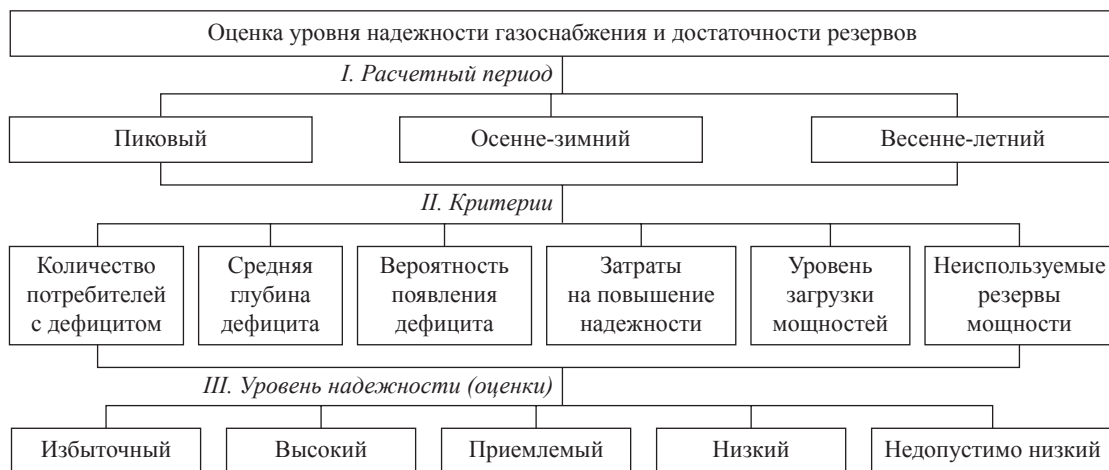


Рис. 2. Схема экспертного логического анализа для оценки достаточности уровня надежности, обеспечиваемого программой развития и реконструкции ЕСГ

- высокий уровень затрат на обеспечение надежности может не оправдываться достигнутым эффектом (т.е. рост надежности газоснабжения может не приводить к повышению коммерческой эффективности), в особенности с учетом изменений в структуре мощностей и потоков, которые произойдут на последующих интервалах планирования, и неопределенности оценок;

- низкие коэффициенты загрузки действующих объектов при выбранном плане развития системы косвенно указывают на значительное несоответствие структуры транспортных мощностей ЕСГ спросу потребителей и допустимым отборам из месторождений газа.

Если надежность системы оценивается как достаточная, т.е. системные резервы обеспечивают приемлемый уровень нарушений газоснабжения потребителей, то анализируемый вариант развития и реконструкции объектов ЕСГ считается допустимым. В противном случае необходима его коррекция.

Таким образом, при подготовке решений по планированию развития и реконструкции объектов газотранспортной системы, ее территориальных подсистем следует проводить анализ надежности транспорта газа и стабильности поставок газа потребителям. Этот следует делать на всех уровнях принятия решений: на стадиях инвестиционного замысла, обоснования инвестиций и составления проектной документации.

Надежность функционирования системы обеспечивается системными резервами производственной мощности объектов, а также средствами временного резервирования – ПХГ, установками сжижения и регазификации,

запасами замещающих газ топлив у потребителей. Исследования СН проводятся для количественной оценки частоты и глубины возможных ограничений потребителей, нагрузок на средства временного резервирования и резервы производственных мощностей.

Учет системной надежности следует проводить при формировании стратегии и программ развития и реконструкции систем газоснабжения, разработке генеральных схем газоснабжения и газификации регионов, формировании заданий на проектирование сооружаемых и реконструкцию действующих магистральных газопроводов, планировании капитальных ремонтов в системах газоснабжения.

Результаты исследования СН позволяют обосновать эффективные решения по резервированию мощностей ЕСГ при планировании ее развития, сформулировать требования к надежности проектируемых объектов. Если показатели надежности газоснабжения для некоторых потребителей оказываются низкими, то выявляют причины и проводят корректировку решений.

Список литературы

1. Надежность систем энергетики: сб. рекомендуемых терминов. – М.: Энергия, 2007. – 192 с.
2. Надежность систем энергетики и их оборудования: справ. в 4 т. Т. 3: Надежность систем газо- и нефтеснабжения. – М.: Недра, 1994. – Кн. 1: 414 с.; кн. 2: 288 с.
3. Саати Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий / Т. Саати. – М.: Радио и связь, 1993. – 320 с.
4. Сухарев М.Г. Методы прогнозирования / М.Г. Сухарев. – М.: МАКС Пресс, 2010. – 176 с.

System reliability factor impact to decisions made while planning development and reconstruction of gas supply system objects

M.G. Sukharev^{1*}, Ye.R. Stavrovskiy¹, V.S. Sheleketa^{2*}

¹ Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Bld. 65, Est. 1, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

² Gazprom promgaz JSC, Bld. 6, Nametkina street, Moscow, 117420, Russian Federation

* E-mail: sheleketa@gmail.com

Abstract. Formerly, arrangements on improvement of gas transport reliability have been foreseen by a design documentation of all the primary gas pipelines as from construction of the Urengoy – Pomary – Uzhgorod in the

beginning of 1980s. Among these arrangements there were some decisions, which could be attributed nowadays to the system reliability sphere. In many respects they have provided reliable behavior of the Unified System of Gas Supply for several past decades.

In order to understand if it is reasonable to realize a system reliability improving measure, one should know how the emergency deficits (immediate and accumulated ones) of consumer gas supply are distributed. To calculate the correspondent distribution functions it's necessary to compute, first of all, the probabilities of all the possible states of a studied gas-transport system and, secondly, the gas flows in every of such states. In order to get a unique solution of the second problem a rule for limitation of gas supply to consumers must be set.

On the grounds of acquired probability rows the bar charts for load factors and current power reserves of mains are graphed. There are such additional reliability characteristics as a probability of load-factoring, an integral probability of full consumer demand coverage within a given period of time, a medium gas undersupply, a use factor, and a gamma-percentile consumer provision with gas.

A pattern for system reliability indices calculation is realized by means of SINAGS (*translit. from Russ.*) software complex. In particular, SINAGS is aimed at choosing technical decisions providing for system reliability of gas mains being designed. Whereas a criterion for choosing one of the variants being compared will be inevitably probable, to answer either the level of gas supply reliability is acceptable for the consumers, or the system reserves are sufficient, it is reasonable to carry out an expertise using the T. Saati methods of hierarchy analysis for its preparation and data processing.

Keywords: gas supply, system reliability, reliability indices, main gas transport, planning of development and reconstruction, complex software.

References

1. *Reliability of systems in power engineering* [Nadezhnost sistem energetiki]: collection of recommended terms. Moscow: Energiya, 2007. (Russ.).
2. Reliability of gas and petroleum supply systems [Nadezhnost sistem gazo- i neftesnabzheniya]. In: *Reliability of power-engineering systems and their equipment* [Nadezhnost sistem energetiki i ikh oborudovaniya]: ref. book in 4 vol. Moscow: Nedra, 1994, vol. 3. bk. 1, 2. (Russ.).
3. SAATI, T. *Decision making. Hierarchy analysis technique* [Prinyatiye resheniy. Metod analiza iyerarkhiy]. Moscow: Radio i svyaz, 1993. (Russ.).
4. SUKHAREV, M.G. *Prognostic methods* [Metody prognozirovaniya]. Moscow: MAKS Press, 2010. (Russ.).

УДК [622.691.4.052:621.51]:[621.3.019.3+519.711]

Анализ методических подходов к обеспечению работоспособности компрессорного парка

В.А. Щуровский

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

Тезисы. Совершенствовать процесс эксплуатации компрессорного парка планируется с помощью Системы управления техническим состоянием и целостностью площадных объектов (СУТСЦ ПО), которая как информационно-аналитическая должна способствовать оптимизации этого процесса на базе современных информационных технологий. В статье показано текущее состояние вопроса, который пока условно находится на стадии «мониторинга», но не «управления». В отличие от предшествующего периода сегодня не ставится задача обязательного поддержания всех элементов площадных объектов в исправном (работоспособном) состоянии. Современное назначение СУТСЦ ПО – оптимальное управление ресурсами для поддержания ограниченной работоспособности объектов на уровне текущих потребностей транспортировки газа.

Проблема анализируется в ракурсе понятий «технология транспорта газа», «надежность и безопасность» и «техническое обслуживание и ремонт» (включая диагностику) главным образом применительно к технологическому оборудованию компрессорных станций (КС). Показано, что методология управления техническим состоянием линейной части газопровода не может быть перенесена на КС (кроме технологических трубопроводов) в силу различий физических процессов деградации объектов в ходе эксплуатации.

КС не является производителем товарной продукции, поэтому поддержание технического состояния оборудования имеет значение только как элемент организации процессов добычи, транспортировки и хранения газа на единой методической основе. Система сбора, обработки, анализа и прогноза статистических показателей надежности оборудования должна быть актуализирована с целью усиления аналитических и управляющих функций.

Продление ресурсов газотурбинной установки (полного и межремонтного) по типоразмерным паркам должно осуществляться на основе комплексных исследований образцов с длительной наработкой, как правило, выполняемых разработчиком (изготовителем) или специализированной фирмой и ориентированных на физические методы исследований состояния узлов и деталей. Для КС ключевыми критериями безопасности на данном этапе должны стать результаты экспертизы промышленной безопасности, реализуемой путем определения степени агрегирования объектов, оценки уровня соответствия (несоответствия) действующим нормативам и использования результатов продления ресурса (срока службы) физическими методами.

Продолжена дискуссия о принципах и методах диагностирования газоконпрессорного оборудования (необходимый объем, методическое обеспечение, физический способ реализации). С учетом отставания нормативно-методического обеспечения СУТСЦ ПО для КС и газоперекачивающих агрегатов по сравнению с линейной частью газопроводов рекомендован перечень необходимых разработок.

В состав компрессорного парка ПАО «Газпром» входят 307 компрессорных станций (КС) (805 компрессорных цехов – КЦ) с установленной мощностью около 51 ГВт (доля газотурбинного привода 87 %), в которых насчитывается 4484 агрегата. В связи с падением пластового давления на базовых месторождениях доля дожимных компрессорных станций (ДКС) возросла до 10,8 % установленной мощности. Еще 1,7 % мощностей установлено на станциях подземного хранения газа. Парк также характеризуется большим разнообразием типоразмеров и сроков выпуска установок (65 типов различных приводных двигателей, более 100 модификаций центробежных газовых компрессоров).

На протяжении десятилетий техническое состояние газотранспортной системы (ГТС) ПАО «Газпром» поддерживается на уровне, достаточном для выполнения функций транспортировки газа потребителям, которые в долгосрочной перспективе определяются периодически обновляемой Генеральной схемой развития газовой отрасли,

Ключевые слова:
компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, техническое состояние, надежность, диагностика.

в среднесрочной перспективе – Программой реконструкции и технического перевооружения и оперативным краткосрочным планированием поставок газа потребителям. Система поддержания работоспособности, безопасности и эффективности компрессорного парка традиционно построена в основном по принципу централизации и опирается на нормативно-техническую документацию¹, в большинстве своем требующую актуализации.

В связи с опережающим развитием информационных технологий наблюдается разнообразие методических подходов к обеспечению работоспособности КС – прежде всего газоперекачивающих агрегатов (ГПА). Все эти подходы выработаны эксплуатирующими организациями совместно с различными сторонними научными и научно-производственными учреждениями [1].

Совершенствовать методы эксплуатации компрессорного парка планируется при помощи информационно-аналитической Системы управления техническим состоянием и целостностью площадных объектов (СУТСЦ ПО), которая призвана оптимизировать этот процесс на базе современных информационных технологий. К сожалению, распространено необоснованное мнение, что задачу можно быстро решить, опираясь на опыт создания СУТСЦ ЛЧ для линейной части (ЛЧ) магистральных газопроводов (МГ).

В 2015–2016 гг. сделан первый шаг к созданию СУТСЦ ПО в форме методикорегламентных документов, а именно: методики оценки технического состояния, расчета надежности, оценки техногенного риска; регламента оптимизации диагностического обслуживания (ДО) и технического

обслуживания и ремонта (ТОиР). При разработке этих документов взят курс на единство методических подходов для ЛЧ МГ и КС, что нельзя признать обоснованным с научно-методической позиции в силу разницы процессов ДО и ТОиР. Отличие обусловлено физическими процессами деградации технологических трубопроводов (ТТ) и оборудования и ТОиР. Для ТТ КС процесс ДО является базовым и может быть конечным (без необходимости ТОиР), тогда как для оборудования (независимо от типа обслуживания) ДО – один из элементов ТОиР [1]. Поэтому системы показателей для ЛЧ и для КС не могут быть унифицированными и сопоставимыми. Символически эти противоречия отражаются такими понятиями, как «срок службы» и «наработка».

Для создания СУТСЦ ЛЧ в течение многих лет разрабатывалось большое количество нормативных документов в статусе рекомендаций и стандартов «Газпрома», а затем на их основе – системная методология [2]. Применительно к ПО наблюдается противоположный принцип: системная методология формируется на базе существующей нормативно-технической документации, во многом не приспособленной для поставленной задачи. Предлагается ряд спорных положений, в частности: планирование транспортировки газа «по возможности», а в случае недопоставок – компенсация ущерба; ранжирование КС по объему перекачки газа, не имеющее смысла при условии последовательной топологии КС; ранжирование ГПА внутри КЦ по «отношению затрат к мощности»; директивное задание показателей надежности ГПА, объективно не реалистичное в краткосрочной перспективе.

Зарубежная практика поддержания работоспособности, эффективности и безопасности компрессорных мощностей сложилась применительно к менее масштабным ГТС с большей однородностью оборудования и ориентирована на комплексную оптимизацию операционных затрат, не ограниченную только техническим состоянием [3–5]. Опыт смежных отраслей промышленности, применяющих энерготехнологическое оборудование, может быть частично использован с учетом следующих особенностей: а) для авиационной и судовой техники приоритетом является живучесть при отсутствии структурного резерва приводов; б) в электроэнергетике во многих случаях мощности резервируются системно,

¹ Имеются в виду следующие стандарты организации: СТО Газпром 2-3.5-454-2008. Правила эксплуатации магистральных трубопроводов; СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов; СТО Газпром 2-2.1-512-2010. Обеспечение системной надежности транспорта газа и стабильности поставок газа потребителям; Р Газпром 2-3.5-433-2010. Методика по проведению гидравлических расчетов и определению технически возможной производительности эксплуатируемых систем магистральных газопроводов; СТО Газпром 2-3.5-138-2007. Типовые технические требования к газотурбинным ГПА и их системам; ГОСТ Р 52527-2006. Установки газотурбинные. Надежность, готовность, эксплуатационная технологичность и безопасность; СТО Газпром 2-2.3-681-2012. Компрессорные станции. Газоперекачивающие агрегаты. Порядок проведения технического обслуживания и ремонта.

а также имеется парк пиковых электростанций, эксплуатируемых исходя из других принципов.

Далее в статье понятия «технология транспорта газа», «надежность и безопасность» и ТОиР (включая диагностику) анализируются главным образом применительно к технологическому оборудованию.

Системно-технологическое состояние КС. Функциональная работоспособность объектов ГТС – это комбинация параметрических (энергетических) показателей и показателей надежности (показатели безопасности в данном случае являются свойствами надежности). В отличие от предшествующего периода не ставится задачи поддержания всех элементов площадных объектов в исправном состоянии. Современное назначение СУТСЦ ПО – оптимальное управление ресурсами для поддержания ограниченной работоспособности объектов на уровне текущих потребностей транспортировки газа [6].

Технологическая работоспособность КС обеспечивается, если текущее состояние ГПА по располагаемой мощности и параметрам центробежных газовых компрессоров отвечает требуемым режимам МГ. При этом следует подчеркнуть, что КС (КЦ) не производят товарной продукции, а являются технологическими элементами ГТС. Критериями технологического соответствия режимов эксплуатации и технического состояния оборудования КЦ служат:

- согласование потребляемой и располагаемой мощности на муфте ГПА;
- соответствие надежности ГПА нормативным показателям;
- соответствие количества рабочих и резервных агрегатов требованиям СТО Газпром 2-3.5-051.

Поддержание технического состояния и целостности ГТС в широком смысле предполагает мониторинг и управление системно-технологическими свойствами, основными из которых являются показатели технически возможной пропускной способности и технически возможной производительности (см. Р Газпром 2-3.5-433-2010). Стандарт предусматривает также возможность идентификации текущих коэффициентов технического состояния оборудования и гидравлической эффективности ЛЧ. Текущие производственные возможности определяются в ежегодных расчетно-технологических паспортах МГ.

Технологическая работоспособность и эффективность компрессорного парка в составе МГ ГТС поддерживается на основе значительного количества программных, концептуальных и методических документов, в числе которых можно отметить: системы поддержки принятия диспетчерских решений, расчетно-технологические паспорта ГТС, стратегические целевые показатели и ключевые показатели эффективности, схемы узких мест ГТС, программы реконструкции ГТС, автоматизированные системы управления ТОиР, программы энергосбережения и др. Ни один из этих документов пока не предусматривает использования СУТСЦ ПО и наоборот.

Таким образом, приоритетна разработка концепции, методических и регламентных документов для прогноза и планирования системно-технологического состояния КС. Более сложной (но важной) задачей является актуализация Временной инструкции по расчету показателей надежности МГ (ВНИИГАЗ, 1980 г.).

Реконструкция КС. Одновременно с подготовкой методического обеспечения СУТСЦ ПО разрабатываются и внедряются организационные, методические и программные документы, относящиеся к реконструкции объектов ГТС и дожимного комплекса. Стратегия «реконструировать устаревшие мощности в том же темпе, в котором осуществлялся их ввод» не отвечает современным условиям [6]. Поэтому в целях оптимизации управления инвестициями и производственными издержками методические подходы к программам реконструкции объектов ГТС подвергаются существенной корректировке путем ранжирования по приоритетам, а именно: обеспечение потоков для мегапроектов; федеральные программы газоснабжения РФ; обеспечение максимального использования потенциала подземных хранилищ газа; промышленная безопасность объектов МГ; применение принципа «приемлемого технологического ущерба».

Основная часть парка эксплуатируется в режиме постоянного продления ресурса с применением «поузловой реновации» ГПА. Методология мониторинга, прогнозирования, планирования и управления для реконструкции и в рамках СУТСЦ ПО, в принципе, должна быть единой. При разработке необходимо обеспечить также и внутреннее единство (непротиворечивость) категорий «технологическое

состояние МГ (ГТС)» – «техническое состояние объектов» – «системная надежность и надежность оборудования» – «промышленная и экологическая безопасность».

Надежность. В соответствии с ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения» эксплуатируемый объект может находиться в следующих состояниях: исправное, работоспособное, неработоспособное. Для ГТС показателями исправного состояния считаются проектные показатели, показателями работоспособности могут служить и другие параметры, установление которых составляет одну из задач СУТСЦ применительно к «старому» парку КС.

В рамках СУТСЦ должны использоваться следующие основные механизмы управления надежностью ГПА:

а) мониторинг эксплуатационных показателей надежности и анализ их структуры и тенденций;

б) сокращение физических, временных и стоимостных затрат на операции ТОиР;

в) сокращение количества и времени вынужденных (аварийных) остановов ГПА;

г) продление ресурсов (межремонтных и общих) оборудования;

д) усовершенствование оборудования на базе опыта в разных районах эксплуатации;

е) исключение конструктивно-производственных дефектов на базе анализа статистики причин отказов;

ж) прогноз показателей надежности на краткосрочную и среднесрочную перспективу.

Действующая в ПАО «Газпром» система сбора, обработки, анализа и прогноза статистических показателей надежности ГПА основана на ОСТ 51.136-85 «Надежность и экономичность компрессорных станций магистральных газопроводов. Система сбора и обработки информации. Основные положения». Однако в последнее время система сбора эксплуатационной информации постепенно утратила аналитические и управляющие функции, ограничившись годовыми отчетами о статистике состояний ГПА (работа, резерв, плановый и вынужденный простой) и требует актуализации с учетом: а) преювенности в отношении существующей практики²; б) расширения номенклатуры показателей (долговечность, эквивалентная наработка, структурный анализ

причин отказов, удельные затраты ТОиР)³ [7]; в) универсальности применения терминологии в разных процессах в соответствии с ISO 14224:2016⁴ (маркетинг – BEN, оценка стоимости жизненного цикла – LCC, анализ риска – QRA, анализ надежности, готовности и обслуживаемости – RAM, программы повышения надежности – RCM).

Эксплуатация ГПА «по состоянию» возможна на базе решения следующих взаимосвязанных задач: а) нормативного продления ресурсов после длительной наработки; б) оперативного применения показателя «эквивалентной наработки».

Продление ресурсов газотурбинной установки (ГТУ) (полного и межремонтного) по типоразмерным паркам должно осуществляться на основе комплексных исследований образцов с длительной наработкой, как правило, выполняемых разработчиком (изготовителем) или специализированной фирмой следующими методами⁵:

- путем анализа условий эксплуатации;
- углубленным техническим диагностированием узлов и деталей при разборке ГПА;
- исследованием микроструктуры и механических свойств базовых деталей после длительной наработки;
- испытаниями и прочностными расчетами.

Эквивалентная наработка ГПА (КЦ) применяется для ГТУ с целью увеличения межремонтного ресурса по техническому состоянию и в общем виде рассчитывается по формуле, представленной в ГОСТ Р 52527. Однако конкретная детализация этой формулы для очень большого количества старых типоразмеров вряд ли реальна, поэтому необходима ее более универсальная интерпретация.

Для стареющего парка ГПА линейных КС и для ДКС целесообразно изучить альтернативные принципы эксплуатации, а именно: а) постоянное (нагруженное) резервирование

² См. ГОСТ 27.002-89, ОСТ 51.136-85.

³ См. ГОСТ Р ИСО 20815-2013. Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленность. Управление обеспечением эффективности производства и надежностью.

⁴ См. ISO 14224:2016(E). Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment (Промышленность нефтяная, нефтехимическая и газовая. Сбор и обмен данными по надежности и техническому обслуживанию оборудования).

⁵ Р Газпром 2-2.3-291-2009. Инструкция по оценке технического состояния и определению дополнительного ресурса ГТД ГПА типа MS5002.

(по ГОСТ 27002-89); б) применение «пиковых режимов» с расходом ресурса для дополнительной мощности; в) эксплуатацию «до разрушения» и т.п.

Безопасность и риск. В состав КС (КЦ) входят объекты, к которым в соответствии с ГОСТ 27.002-89 применимы методы теории статистической надежности (с определенными ограничениями – это ГПА), а также объекты, к которым применяются другие (например, физические) методы. В данном случае СТО Газпром 2-2.3-523-2010⁶ («единая КС») не может применяться по следующим причинам: 1) показатель наработки на отказ механической части на порядок превосходит планируемый период; 2) комбинация разнородных показателей на базе коэффициентов влияния не имеет физического обоснования. Для ранжирования оборудования КЦ в СУТСЦ ПО предложена функция ранжирования (Р), состоящая из набора взвешенных показателей технического состояния и целостности: вероятности отказа, риска отказа, параметрического показателя технического состояния ГПА, наработки, ресурса, коэффициента готовности, приоритета объекта по важности. Данная комбинация не имеет ни теоретического, ни практического обоснования. Вывод о неадекватности интегральных коэффициентов получен также и для ЛЧ [2]. (Еще одна комбинация критериев и их рейтинг для оценки технического состояния оборудования КЦ ПХГ предложена в статье Д.В. Гришина и П.А. Захарова [1].)

На данном этапе для ранжирования КЦ (ГПА) в качестве интегрального показателя может быть принята расчетная потребность ресурсов ТОиР (времени и затрат). Безопасность КЦ должна быть оценена рейтинговым показателем соответствия (несоответствия) действующим нормативам по результатам экспертизы промышленной безопасности.

Методические подходы СУТСЦ ПО к анализу риска эксплуатации ТТ и оборудования КС ориентированы на устаревший стандарт⁷, который базируется на расчете таких показателей, как ожидаемая частота аварий, ущерб в результате аварий, объектные и интегральные

показатели техногенного риска, а также на установлении технологического приоритета (в качестве замены технологическому риску). Данная методология должна послужить предметом принципиальной дискуссии о правомерности преимущественного использования методов статистической теории надежности (особенно в части оборудования). Так, показатели надежности (безотказности) не являются доминирующими применительно к оценке технического риска и экспертизе и установлению сроков промышленной безопасности компрессорных цехов. При этом снова на первый план выходят различия ЛЧ (включая ТТ КС) и ГПА:

- определение понятия «авария» для ГПА не сформулировано, однако используются показатели частоты аварий и ущерба, величины которых рассматриваются в широком диапазоне и не имеют подтверждения. Выход из строя ГПА по причине разрушения механической части – довольно редкое (но вероятное) событие (наработка – десятки и даже сотни тысяч часов, что превосходит горизонт прогноза). Поэтому подобные события и тем более другие отказы являются предметом анализа надежности, но не риска. Терминология, употребляемая применительно к оборудованию, должна быть ориентирована на технический регламент Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»;

- многолетняя историческая статистика аварий КС не имеет практической ценности, так как их причины уже устранены. В такой же мере неопределенна и статистика ущербов;

- детализированная оценка ущерба (например, возраст и свойства деревьев и компенсации лесному фонду) для КС не имеет смысла, так как существует санитарно-защитная зона;

- с позиций безопасности ТТ КС должны быть объединены с ЛЧ, что и происходит на практике [2];

- в целях управления работоспособностью КЦ и оборудования перспективной представляется методология НАЗОР⁸;

- существующая неопределенность в оценке технологического ущерба в результате вынужденных остановов КЦ (ГПА) может быть преодолена разработкой методики, основанной на энергетических показателях товаротранспортной работы (ТТР);

⁶ СТО Газпром 2-2.3-523-2010. Методические указания по прогнозированию и оценке технического состояния компрессорной станции как единого объекта.

⁷ СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».

⁸ См. ГОСТ Р 51901-2005. Менеджмент риска. Исследование опасности и работоспособности. Прикладное руководство.

- для КС ключевыми критериями безопасности на данном этапе должны стать результаты экспертизы промышленной безопасности, реализуемой путем определения степени агрегирования объектов, оценки уровня соответствия (несоответствия) действующим нормативам и результатов продления ресурса (срока службы) физическими методами.

Техническое обслуживание и ремонт. Для ГПА СТО Газпром 2-2.3-681-2012 предусматривает следующие виды ТОиР: техническое обслуживание при использовании; техническое обслуживание агрегата, находящегося в резерве; плановые ремонты (средний и капитальный). Объем и затраты ТОиР определяют такие факторы, как:

- режимы работы (потребляемая мощность и количество моточасов);
- процесс физического старения и деградации эксплуатационных показателей;
- показатели надежности, обуславливающие время работоспособного состояния;
- удельные затраты на ТОиР.

Компенсирующие (управляющие) воздействия на объемы и затраты ТОиР:

- 1) поддержание технического состояния, сокращающее необходимые моточасы;
- 2) продление ресурса – нормативного на базе специальных исследований и оперативного («по состоянию») на базе концепции «эквивалентной наработки»;
- 3) управление надежностью – оперативное (анализ статистических данных) и долгосрочное (модернизация);
- 4) сокращение затрат за счет организационных мероприятий («централизация – децентрализация», обеспечение запчастями, долгосрочные сервис-контракты и др.).

Основанием для принятия решений и ранжирования КЦ должна быть потребность (объем и стоимость) ГПА в ремонтных работах в планируемый период с учетом фактического технического состояния и планируемой загрузки КЦ. Указанная потребность выражается суммой календарного времени, необходимого для ТОиР (ремонтчасы), т.е. принимается постулат о прямой пропорциональности затрат на ТОиР и ремонтного времени.

Для нормативной поддержки СУТЦ ПО необходимо разработать положение о среднесрочном и долгосрочном планировании ТОиР ГПА, включая методику расчета планируемых объемов ТОиР в показателях ремонтного

времени, трудозатрат и стоимости на основе планируемых технологических заданий (в форме ТТР и (или) режимов компримирования) и диагностической информации, получаемой в рамках Регламента диагностического обслуживания ГПА.

Диагностика ГПА. В процессе эксплуатации ГПА предусматриваются следующие виды диагностического обслуживания: базовое диагностирование, расширенное диагностирование, пред- и послеремонтное диагностирование; установление и анализ причин выхода из строя, связанных с разрушением деталей и узлов ГПА.

Дискуссия о принципах и методах диагностирования длится уже довольно давно. Обсуждаются необходимый объем, методическое обеспечение, физический способ реализации. На современном техническом уровне сложилась следующая базовая структура оперативной диагностики: вибродиагностика, параметрическая диагностика, трибодиагностика, экологический и энергетический мониторинг, специализированные методы, касающиеся отдельных элементов ГПА.

В настоящее время различные отечественные разработчики и производители диагностических систем (преимущественно общего и универсального характера) предлагают ПАО «Газпром» свою продукцию. Однако она не подходит для прямого использования на КС. Требуется более четкое определение сфер применения разных видов диагностики ГПА, а также компетенций исполнителей. Так, выделяют:

- оперативную параметрическую диагностику в составе системы автоматизированного управления (САУ) ГПА, САУ КЦ и (или) информационно-аналитической системы, агрегатных автоматизированных систем диагностики (АСД);
- специализированную диагностику силами инженерно-технических центров с оснащением стационарными и передвижными средствами;
- диагностику ремонтную – элемент технологий ремонта;
- удаленную диагностику производителя.

Оснащение всего парка ГПА дополнительными агрегатными АСД и создание на этой основе вертикально интегрированных систем не представляется реальным по технико-экономическим критериям (стоимость полномасштабной агрегатной АСД составляет

порядка 10 % стоимости ГПА). В современных условиях дооснащение ГПА старых типов не имеет смысла (можно обойтись возможностями САУ ГПА), а применительно к современным ГПА вопрос необходимо решать с поставщиком: если диагностические функции и системы необходимы, то они должны включаться в комплект ГПА (с учетом цены). Примером оснащения диагностическими функциями является САУ ГПА (разработчик – Compressor Controls Corporation), в составе которой предусмотрено оснащение подсистемой параметрической диагностики и вибродиагностическим комплексом «Вибродоктор».

Таким образом, для современных условий необходимо разработать технологии диагностики, способные функционировать в разных конфигурациях. В качестве первого шага в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработана технология параметрической диагностики текущего состояния ГПА (методика и технологический регламент), представляющая собой комплекс унифицированных стандартных расчетных методик на базе фактических режимов работы [8].

Срок действия рекомендаций «Типовые технические требования к системам диагностики оборудования компрессорных станций» (Р Газпром 2-2.1-563-2011), введенных в 2011 г., истек в 2014 г. Однако не только формальные ограничения не позволяют использовать документ применительно к ГПА: область его применения распространена на разное оборудование (как вращающееся, так и неподвижное), и потому в нем отсутствуют конкретные критерии и показатели технического состояния ГПА, которые могут быть проверены и взяты на вооружение.

Следовательно, разработка СТО Газпром «Типовые технические требования к технологиям и системам диагностики ГПА» актуальна.

Таким образом, создание СУТСЦ ПО условно находится в начальной стадии мониторинга и ранжирования объектов и требует методического и нормативного развития для перехода на стадию управления.

КС не является производителем товарной продукции, поэтому поддержание технического состояния оборудования в данном случае имеет значение только как элемент процессов добычи, транспортировки и хранения газа

на единой методической основе, требующей разработки технологических функций СУТСЦ ПО.

В текущем состоянии СУТСЦ ПО отстает от информационно-аналитического формата и включает в себя элементы нормативного характера, разработанные без стандартных процедур.

Методология управления техническим состоянием ЛЧ МГ не может быть перенесена на КС (кроме технологических трубопроводов) в силу неодинаковости физических процессов деградации объектов в ходе эксплуатации. Для развития СУТСЦ ПО в части КЦ и ГПА рекомендуются корректировка методических подходов и разработка поддерживающих их нормативно-технических документов, а именно:

- концепции, методических и регламентных документов для оценки, прогноза и планирования системно-технологического состояния КС;
- единой методологии оценки, прогнозирования и планирования технического состояния в рамках СУТСЦ ПО и при разработке программ реконструкции, вывода из эксплуатации, консервации и ликвидации КЦ;
- методики сбора и анализа статистики показателей надежности ГПА (актуализация);
- положения и методики среднесрочного и долгосрочного планирования ТОиР ГПА;
- типовых технических требований к технологиям и системам диагностики ГПА;
- положения и методики установления и продления ресурсов (полных и межремонтных) ГПА;
- инструкции по установлению причин остановов ГПА, связанных с разрушением узлов и деталей;
- методики расчета эквивалентной наработки ГТУ;
- оценки эффективности и целесообразности ТОиР по долгосрочным сервисконтрактам с поставщиком ГПА или специализированным ремонтным предприятием;
- норм эксплуатационной годности ГПА;
- унифицированных электронных эксплуатационных формуляров, включая дефектные ведомости;
- банка данных о модернизациях оборудования;
- норм качества запасных частей;
- методики оценки риска с соответствующим ранжированием КЦ (КС) на основании

принципов соответствия (несоответствия) действующим нормативам и методологии HAZOP;

- методики оценки технологического ущерба из-за вынужденных остановок ГПА на базе энергетических показателей ТТР;

- положения об экспертизе промышленной безопасности КЦ и технологического оборудования.

Список литературы

1. Гришин Д.В. Оптимизация технического обслуживания и ремонтов оборудования подземных хранилищ газа на основе оценки его технического состояния / Д.В. Гришин, П.А. Захаров // Газовая промышленность. – 2013. – № 700: Диагностика и ремонт на транспорте углеводородов (спецвып.). – С. 103–108.
2. Куимов С.Н. Информационно-аналитическое сопровождение процессов управления техническим состоянием газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / С.Н. Куимов, С.В. Баусов, А.И. Истомин и др. // Вести газовой науки: Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 3(27). – С. 131–138.
3. Crow P. Telvent's SCADA systems dominate Northern Hemisphere pipeline scene // Compressor Tech Two. – 2011. – May. – P. 34–35.
4. Tunch G. Building an effective monitoring and diagnostics program // Compressor Tech Two. – 2016. – March. – P. 42–50.
5. Butler S.W. An assessment methodology for data-driven and model-based techniques for engine health monitoring / S.W. Butler, K. Pattipati, A. Volponi // GT 2006-91096: Proceeding of ASME Turbo Expo 2006, May 8–11, Barselona.
6. Чепкасов А.В. Принципы формирования комплексной программы реконструкции и технического перевооружения объектов транспорта газа на 2016–2020 гг. / А.В. Чепкасов, А.В. Женов, С.Ю. Сальников и др. // Сборник докладов VI Международной научно-технической конференции «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (GTS-2015) 28–29 октября 2015 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015.
7. Лучкин Н.А. Автоматизация процессов учета и анализа отказов в работе оборудования газоперекачивающих и турбодетандерных агрегатов // Газовая промышленность. – 2016. – № 737: Диагностирование, техническое обслуживание и ремонт объектов газовой отрасли (спецвып.). – С. 92–95.
8. Методика проведения удаленной параметрической диагностики и мониторинга текущих показателей технического состояния газоперекачивающих агрегатов без изменения режима их эксплуатации / ПАО «Газпром». – М., 2016.

Analysis of methodology for up-state conditioning of gas-compressor fleet

V.A. Shchurovskiy

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: V_Schurovskiy@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. It is planned to perfect the gas-compressor fleet operation by means of a system for control of technical condition and integrity of grid facilities (SCTCI GF), which being an informational and analytical one should promote optimization of this process on the grounds of modern IT. The paper illuminates current state of the issue, which nowadays, by convention, is on a stage of “monitoring” but not “control”. Unlike the previous period today there is no task to maintain all the elements of grid facilities in faultless (running) order. Present task of SCTCI GF is the optimal resource managing in order to provide limited running ability of facilities at a level of current gas transport requirements.

The problem is being analyzed in a view of such categories as “gas transport technology”, “reliability and safety”, “technical maintenance and repair” (including diagnostics) mainly in respect to the process equipment of compressor stations (CS). It is shown that methodology for technical control of linear gas mains’ parts can’t be applied to CSs (except internal process pipelines) due to inequality of physical processes leading to facility degradation during operation.

CSs do not produce commodity output, so technical maintenance is sensible only as an element of gas production, transportation and storage administration on the grounds of methodical unification. A system for collection, processing, analysis and forecast of statistical indices of equipment reliability should be actualized in order to improve its analytical and control functions.

Prolongation of gas-turbine unit life (total and turnaround) according to standard families should be carried out on the grounds of complex testing of samples with durable operating time. Generally, these tests are executed by a design contractor (manufacturer), or by a specialized company, and are directed to physical research of units and parts. At the point, the results of industrial safety expertise meaning determination of facility aggregation extent, estimation of its norm compliance (incompliance) and results of life-time prolongation using physical methods, should be the key criteria of CS safety.

The principals and methods for gas-compressing equipment diagnostics are being discussed (namely, necessary amount of equipment, methodical provision and physical technique of its implementation). On account of lag of SCTCI GF legislative and methodical ware for CSs and gas-compressor units in comparison with linear part of pipe-lines, a list of necessary projects is suggested.

Keywords: compressor station, gas compressor unit, technical condition, reliability, diagnostics.

References

1. GRISHIN, D.V. and P.A. ZAKHAROV. Optimization of technical maintenance and repairs of equipment for underground gas storages on the grounds of its technical conditions [Optimizatsiya tekhnicheskogo obsluzhivaniya i remontov oborudovaniya podzemnykh khranilishch gaza na osnove otsenki yego tekhnicheskogo sostoyaniya]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2013, spec. iss. no. 700: Diagnostics and repair at hydrocarbon transport [Diagnostika i remont na transporte uglevodorodov], pp. 103–108. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. KUIMOV, S.N., S.V. BAUSOV, A.I. ISTOMIN et al. Informational and analytical provision of processes within technical control of gas pipe-lines subject to stress corrosion [Informatsionno-analiticheskoye soprovozhdeniye processov upravleniya tekhnicheskim sostoyaniyem gazoprovodov, podverzhennykh korrozionnoy rastreskivaniyu pod napryazheniyem]. *Vesti gazovoy nauki*. Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking [Povysheniye nadezhnosti magiztralnykh gazoprovodov, podverzhennykh korrozionnomu rastreskivaniyu pod napryazheniyem]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2016, no. 3(27), pp. 131–138. ISSN 2306-8949. (Russ.).
3. CROW, P. Telvent's SCADA systems dominate Northern Hemisphere pipeline scene. *Compressor Tech Two*. 2011, May, pp. 34–35. ISSN 1085-2468.
4. TUNCH, G. Building an effective monitoring and diagnostics program. *Compressor Tech Two*. 2016, March, pp. 42–50. ISSN 1085-2468.
5. BUTLER, S.W., K. PATTIPATI, A. VOLPONI. An assessment methodology for data-driven and model-based techniques for engine health monitoring. In: *GT 2006-91096: Proceeding of ASME Turbo Expo 2006, May 8–11, Barcelona*.
6. CHEPKASOV, A.V., A.V. ZHENEV, S.Yu. SALNIKOV et al. Principals of complex program for reconstruction and technical upgrading of gas transport facilities for 2016–2029 [Printsipy formirovaniya kompleksnoy programmy rekonstruktsii i tekhnicheskogo perevooruzheniya obyektov transport gaza na 2016–2020 gg.]. In: *Proc. of International conference "Gas transportation systems: present and future" (GTS-2015), October 28–29, 2015, Moscow*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015.
7. LUCHKIN, N.A. Automatization of account and analysis of equipment failures in operation of gas-compressor units and turbo expanders [Avtomatizatsiya protsessov ucheta i analiza otkazov v rabote oborudovaniya gazoperekachivayushchikh i turbodetandernykh agregatov]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2016, spec. iss. no. 737: Diagnostics, technical maintenance and repair of the gas industry facilities [Diagnostirovaniye, tekhnicheskoye obsluzhivaniye i remont obyektov gazovoy otrasli], pp. 92–95. ISSN 0016-5581. (Russ.).
8. GAZPROM PJSC. *Procedure for remote parametric diagnostics and monitoring of current indices of gas compressor units' technical conditions without changing a mode of their operation* [Metodika provedeniya udalennoy parametricheskoy diagnostiki i monitoringa tekushchikh pokazateley tekhnicheskogo sostoyaniya gazoperekachivayushchikh agregatov bez izmeneniya rezhima ikh ekspluatatsii]. Moscow, 2016. (Russ.).

УДК [622.691.4.052:621.66]::519.233

Методические принципы параметрической диагностики технического состояния газотурбинных газоперекачивающих агрегатов

А.В. Семушкин¹, А.О. Подлозный¹, Е.А. Черникова¹, В.А. Щуровский^{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_Schurovskiy@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: газоперекачивающий агрегат, показатели технического состояния, параметрическая диагностика.

Тезисы. Идентификация и мониторинг технического состояния газоперекачивающих агрегатов (ГПА) с точки зрения их мощности и энергоэффективности осуществляются в рамках разных эксплуатационных процедур (диагностики, технического обслуживания и ремонта, оценки качества и технического уровня и др.), что стимулирует разработку единых критериев оценки и показателей технического состояния ГПА, которыми могли бы пользоваться все участники отмеченных процессов. В качестве критериев стабильности показателей и характеристик газотурбинных установок (ГТУ) и центробежных газовых компрессоров (ЦБК) используются коэффициенты технического состояния (КТС) либо значения фактических номинальных приведенных мощностей и КПД (по существу, это взаимозаменяемые показатели). Понятия КТС ГТУ и ЦБК впервые были введены в Инструкции по определению эффективности работы и технического состояния газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистральных газопроводов (ВНИИГАЗ, 1975 г.).

Современное оснащение средствами автоматизации, а также характер и уровень «деградации» оборудования позволяют с определенной достоверностью осуществлять текущий мониторинг параметрических показателей ГТУ и ЦБК. В статье показано, что задачи технологической параметрической диагностики ГПА возможно решать с использованием разработанной информационно-аналитической технологии параметрической диагностики, представляющей собой комплекс базовых данных, расчетных методик и алгоритмов, унифицированных для применения в разных элементах автоматизированных систем управления. Основные принципы унификации критериев оценки технического состояния ГПА: единство номенклатуры КТС и методик их расчета; применение преимущественно штатно измеряемых параметров; создание банка данных эталонных теплотехнических и газодинамических характеристик типовых ГТУ и ЦБК; оценка технического состояния ГПА без изменения режимов эксплуатации (наряду с результатами эксплуатационных испытаний); гармонизация с существующими информационно-аналитическими системами и нормативно-технической документацией (НТД); использование многолетних результатов предшествующих исследований и разработанной НТД. Унифицированная система параметрических показателей эффективности и технического состояния, методов и расчетных алгоритмов обеспечивает единство и сопоставимость результатов в различных областях сопровождения эксплуатации ГПА (испытания, диагностика, проектные и диспетчерские расчеты и др.).

Компрессорный парк ПАО «Газпром» отличается большим разнообразием типов, размерностей и возрастов газоперекачивающих агрегатов (ГПА), газотурбинных установок (ГТУ), центробежных газовых компрессоров (ЦБК). В эксплуатации находятся более 200 комбинаций различных ЦБК и ГТУ. Системы автоматического управления (САУ) ГПА, САУ компрессорных цехов (КЦ) и системы диагностики также крайне разнообразны с точки зрения типа, поколения и технического уровня.

Диагностике технического состояния ГПА (в том числе его параметрической составляющей) посвящено большое число исследований и публикаций. В последнее время в этот процесс вовлечено значительное количество новых участников. Однако данная тематика продолжает оставаться актуальной в связи с опережающим развитием информационных технологий и построением информационно-управляющих систем для разных бизнес-процессов газовой отрасли [1, 2]. В зарубежной практике также совершенствуются процессы мониторинга и диагностики состояния газотурбинного оборудования как в составе современных распределенных автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) магистральных

газопроводов [3], так и в составе централизованных систем технического обслуживания и ремонта (ТОиР) [4].

Параметрическая диагностика ГПА осложняется тем, что ее функции и расчетные задачи дублируются разными структурными элементами АСУ ТП. Кроме того, проблемой является выбор регламента оценки технического состояния: либо по результатам эксплуатационных испытаний на разных режимах по нагрузке [5], либо на базе мониторинга текущих эксплуатационных режимов [6].

Задачи идентификации и мониторинга технического состояния ГПА по мощности и энергоэффективности решаются в рамках разных эксплуатационных процедур (испытаний, диагностики, контроля с применением САУ и информационно-аналитических систем управления и др.), что стимулирует потребность в разработке единых критериев и показателей технического состояния ГПА, которыми могли бы пользоваться все участники указанных процессов. В качестве критериев стабильности показателей и характеристик ГТУ и ЦБК используются коэффициенты технического состояния (КТС) (понятие введено ВНИИГАЗом [7]) либо значения фактических номинальных приведенных мощностей и коэффициентов полезного действия (КПД), что, по существу, одно и то же. Методическая база обработки результатов измерений параметров для целей контроля технического состояния отработана в ряде нормативных документов¹.

Основные принципы унификации критериев оценки технического состояния ГПА и методик их расчета:

- единство номенклатуры и методик расчета КТС;

- применение преимущественно штатно измеряемых параметров;

- создание банка данных эталонных теплотехнических и газодинамических характеристик ГТУ и ЦБК, общих для определенного типа ГТУ (ЦБК);

- оценка технического состояния ГПА без изменения режимов эксплуатации (наряду с результатами эксплуатационных испытаний);

- гармонизация с существующими информационно-аналитическими системами и нормативно-технической документацией (НТД);

- использование многолетних результатов предшествующих исследований и НТД.

Методические подходы к формированию технологии удаленной параметрической диагностики и мониторинга текущих показателей технического состояния ГПА по мощности и энергоэффективности подразумевают следующее:

1) показатели технического состояния ГТУ и ЦБК установлены отдельно;

2) метод контроля технического состояния ГПА заключается в определении текущих технологических показателей на основе штатных измерений в рамках САУ ГПА и сравнении их с эталонными показателями и характеристиками. Мощность определяется по мощности приводимого агрегата (по параметрам перекачиваемого газа), а также по измерителю крутящего момента (при его наличии). Измерение расхода технологического газа в настоящее время может быть обеспечено тарированием входного устройства ЦБК на воздухе или с помощью накладного ультразвукового измерителя расхода (предпочтительно) [8];

3) номинальные параметры ГТУ специфицированы для стационарных условий атмосферного воздуха по ГОСТ Р 52200-2004² (температура 288,15 К, давление 101,3 кПа);

4) фактические номинальные параметры ГТУ специфицированы по фактическим значениям параметров ограничения (уставок) режимов в САУ данного ГПА;

5) ограничения режимов ГПА по оборотам (вибрация, температура подшипников, граница помпажа и т.п.) являются факторами технического состояния по мощности и контролируются через «уставку» САУ или диспетчерским ограничением;

¹ См. в том числе: ГОСТ 20440-75. Установки газотурбинные. Методы испытаний; СТО Газпром 2-3.5-253-2008. Контроль качества обслуживания при поставке и эксплуатации. Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Аппараты воздушного охлаждения газа; ИР 51-31323949-43-99. Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов / В.А. Щуровский, Ю.Н. Синицин, В.И. Корнеев и др. – М.: ВНИИГАЗ, 1999. – 51 с.; СТО Газпром 2-1.20-122-2007. Методика проведения энергоаудита компрессорной станции, компрессорных цехов с газотурбинными и электроприводными ГПА; Р Газпром 2-3.5-438-2010. Расчет теплотехнических, газодинамических и экологических параметров газоперекачивающих агрегатов на переменных режимах.

² ГОСТ Р 52200-2004 (ИСО 3977-2-1997). Установки газотурбинные. Нормальные условия и номинальные показатели.

б) номинальные параметры ЦБК специфицированы согласно НТД на поставку, при этом номинал и оптимальное значение могут не совпадать;

7) эталонными энергетическими показателями привода и компрессора принимаются показатели мощности и эффективности, предусмотренные НТД для новой (чистой) машины, и абсолютная безотказность в пределах рабочего времени. Эталонными характеристиками принимаются единые для данного типа ГПА паспортные характеристики в соответствии с техническими условиями (ГУ) и/или техническими спецификациями. Из этого следует, что КТС нового оборудования могут отличаться от единицы в пределах допусков на поставку. Эксплуатационные показатели определяются относительно эталонных. Допущения для создания эталонных характеристик: для ГТУ – режимные характеристики соответствуют линии оптимумов силовой турбины по оборотам; для ЦБК – зависимости приведенных напоров (политропного и полного) от объемного расхода достаточны для построения газодинамических характеристик в любой другой форме; «сдвиг» характеристики при ухудшении технического состояния происходит линейно относительно эталонной, т.е. на разных режимах КТС постоянны;

8) дистанционная передача данных о показателях технического состояния ГПА должна быть организована в рамках действующих (проектируемых) систем автоматизации в соответствии с СТО Газпром 097-2011³: САУ ГПА, САУ КЦ, АСУ ТП компрессорных станций, системы оперативно-диспетчерского управления и системы поддержки принятия диспетчерских решений;

9) выявление причин «деградации» показателей ГТУ и ЦБК не является задачей и функцией данной технологии (это решается в рамках систем ТОиР).

Процессы деградации технологических показателей и их причины достаточно хорошо изучены и описаны. Такие процессы состоят из двух частей – оперативно восстанавливаемой и невосстанавливаемой (до капремонта); они достаточно инерционны: восстанавливаемая

часть измеряется сотнями, а невосстанавливаемая – тысячами и десятками тысяч часов. В связи с этим возникла необходимость разработать методический подход к осреднению периодов фиксации. Так, в качестве значений измеренных параметров ГТУ и ЦБК на фактическом режиме могут приниматься разовые результаты измерений или средние значения измеренных параметров за установленный интервал времени. Для мониторинга технического состояния ГПА в течение длительных периодов эксплуатации применяются известные методы статистического анализа и фильтрации входных и выходных значений.

Технология удаленной параметрической диагностики и мониторинга текущих показателей технического состояния ГПА использует в качестве исходных параметров штатные измерения САУ ГПА. В соответствии с СТО Газпром 2-3.5-253-2008 среднеквадратичная относительная погрешность определения показателей ГПА для мощности ГТУ составляет не более $\pm 5\%$, для политропного КПД ЦБК – не более $\pm 2\%$.

Для расчета КТС ГТУ используют эталонные теплотехнические характеристики ГТУ, а именно набор единых теплотехнических характеристик, принятых для данного типа ГТУ. Эталонные и фактические характеристики ГТУ представлены в приведенной обобщенной форме и сформированы применительно к ГТУ на базе теории турбомашин по кинематической схеме «со свободной силовой турбиной».

КТС ГТУ по мощности K_{N_e} определяют по формуле

$$K_{N_e} = \frac{N_{e_{0mp}}^{\Phi}}{N_{e_0}}, \quad (1)$$

где $N_{e_{0mp}}^{\Phi}$ – фактическая приведенная мощность ГТУ при значении параметра ограничения, соответствующем номинальной мощности ГТУ по технической документации; N_{e_0} – номинальная мощность.

Определение КТС ГТУ по мощности выполняют с использованием индивидуальных фактических параметров ограничения каждой ГТУ. (Параметром ограничения называется параметр, по которому в САУ ГПА предусмотрены предупредительная и аварийная сигнализация и (или) регулирование.) Мощность ГТУ ограничена одним или несколькими параметрами ограничения. Набор параметров ограничения индивидуален для каждого типа ГТУ,

³ СТО Газпром 097-2011. Автоматизация. Телемеханизация. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи, транспортировки и подземного хранения газа. Основные положения. См. табл. 7.2.

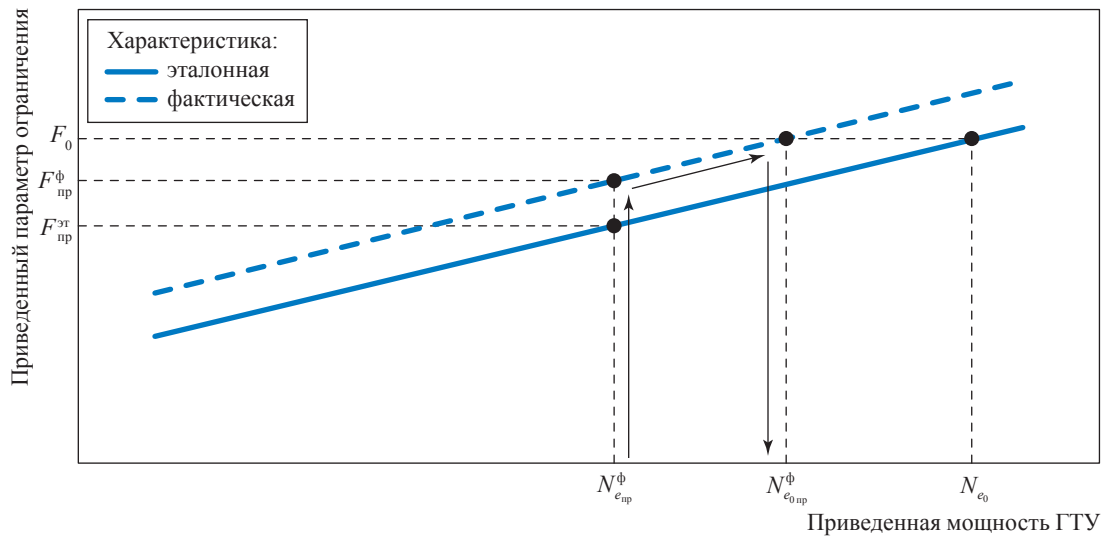


Рис. 1. Эталонная и фактическая теплотехнические характеристики ГТУ

их значения приведены в технической документации (формуляре, паспорте). Как правило, параметрами ограничения служат температура или температуры продуктов сгорания в разных сечениях турбины и/или частоты вращения компрессоров низкого и/или высокого давления в различных комбинациях, возможны и другие ограничения.

Эталонные теплотехнические характеристики ГТУ в общем виде описываются полиномом второй степени (рис. 1):

$$F_{\text{пр}}^{\text{эт}} = F_0(a(N_{\text{еп}}^{\text{ф}})^2 + bN_{\text{еп}}^{\text{ф}} + c),$$

где $F_{\text{пр}}^{\text{эт}}$ — приведенное значение параметра ограничения по эталонной теплотехнической характеристике при значении приведенной мощности на фактическом режиме; F_0 — приведенное значение параметра ограничения, соответствующее номинальной мощности ГТУ по технической документации; a , b , c — коэффициенты эталонных теплотехнических характеристик; $N_{\text{еп}}^{\text{ф}}$ — приведенная мощность ГТУ на фактическом режиме.

Фактические теплотехнические характеристики ГТУ:

$$F_{\text{пр}}^{\text{ф}} = K_{\text{сд}} F_0(a(N_{\text{еп}}^{\text{ф}})^2 + bN_{\text{еп}}^{\text{ф}} + c),$$

где $F_{\text{пр}}^{\text{ф}}$ — приведенное значение параметра ограничения ГТУ на фактическом режиме; $K_{\text{сд}}$ — коэффициент сдвига фактической теплотехнической характеристики.

Приемлемая стабильность относительных теплотехнических характеристик (независимость от технического состояния) подтверждается аналитически (метод малых отклонений) и результатами эксплуатационных испытаний разных типов ГТУ. Эталонные характеристики ГТУ приняты для стационарных условий в соответствии с ГОСТ 28775-90⁴ и ГОСТ 20440-75: температура на входе в двигатель 15 °С, барометрическое давление 0,1013 МПа.

КТС ГТУ по расходу топливного газа определяют по формуле

$$K_{\text{ГТ}} = \frac{G_{\text{ГТ0пр}}^{\text{ф}}}{G_{\text{ГТ0}}}, \quad (2)$$

где $G_{\text{ГТ0пр}}^{\text{ф}}$ — фактический приведенный расход топливного газа при номинальной мощности газотурбинной установки; $G_{\text{ГТ0}}$ — номинальный расход топливного газа.

Для оценки эффективности режима эксплуатации ГПА (ГТУ) при фактических условиях и мониторинга технически возможной производительности магистральных газопроводов применяют **коэффициент запаса по мощности ГТУ**:

$$K_{\text{зап}N} = \frac{N_e}{N_{\text{еп}}}, \quad (3)$$

где N_e — мощность, развиваемая ГТУ на фактическом режиме; $N_{\text{еп}}$ — располагаемая мощность.

⁴ ГОСТ 28775-90. Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия.

При расчете КТС ГТУ важно знать точные значения параметров ограничения ГТУ, которые определяют допустимые режимы работы ГПА, так как, не изменяя технического состояния ГТУ, неточные значения параметров ограничения могут при расчете существенно изменить значения КТС. Даже у новых двигателей одного типа существует разброс значений параметров ограничения (рис. 2): среднеквадратичное отклонение (СКО) приведенной температуры газа перед силовой турбиной (СТ)

равно 16 К, СКО приведенной частоты вращения ротора турбины высокого давления (ТВД) составляет 38 об./мин, что эквивалентно 5–6 % мощности ГТУ. Поэтому в методике для каждой ГТУ используются индивидуальные значения параметров ограничения, которые были определены при испытаниях и указаны в технической документации на ГТУ.

Компрессорные станции не производят товарной продукции, так как являются элементом технологии транспортировки газа. В качестве

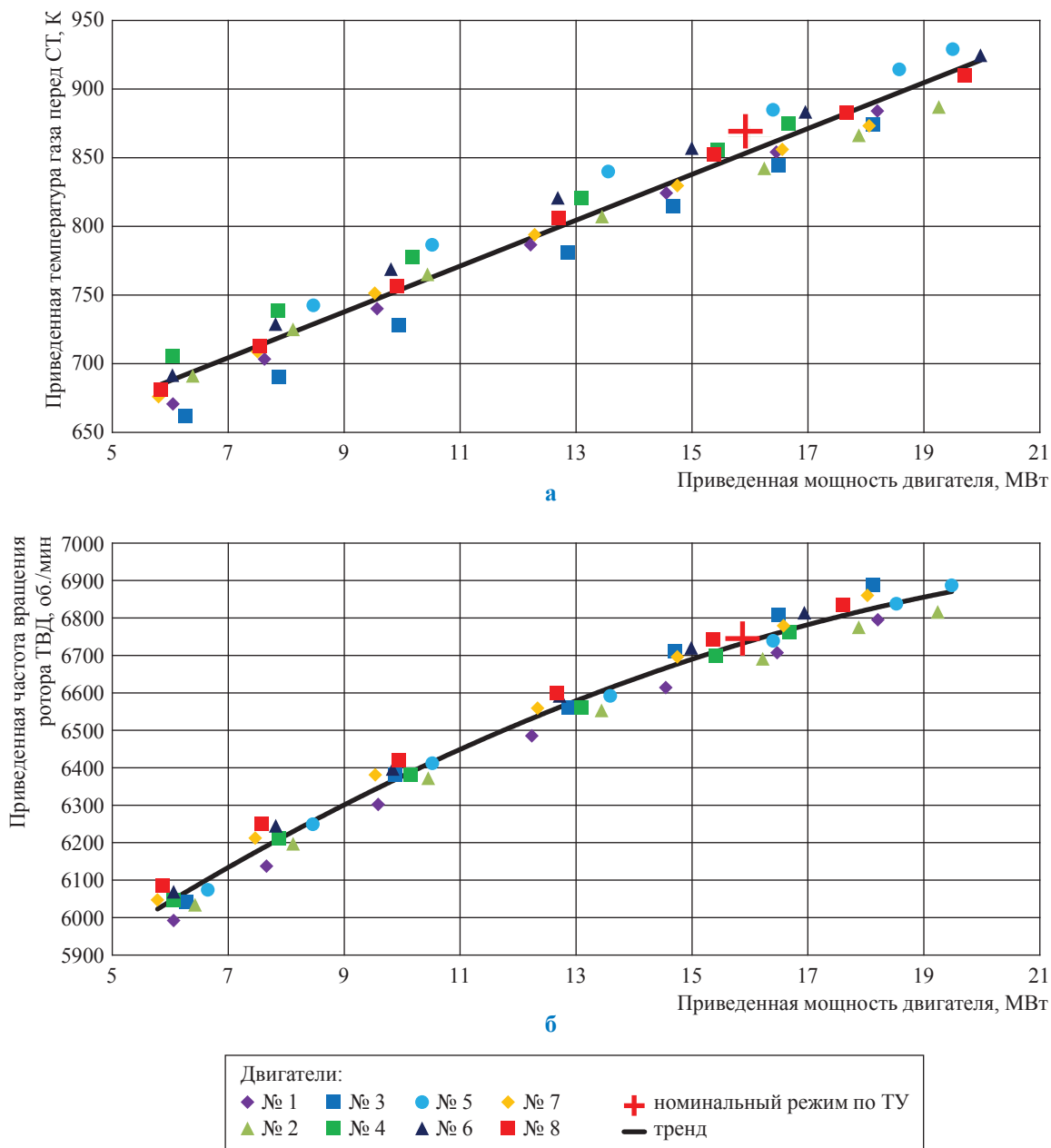


Рис. 2. Теплотехнические характеристики газотурбинных двигателей НК-16СТ по данным прямо-сдаточных испытаний: зависимость приведенной мощности двигателя от приведенной температуры газа перед СТ (а) и приведенной частоты вращения ротора ТВД (б)

полезного производственного показателя процесса компримирования газа принята условная политропная работа сжатия, а эффективность процесса оценивается соответствующим КПД.

Практически все ЦБК компрессорного парка ПАО «Газпром» относятся к классу ЦБК с нерегулируемым направляющим аппаратом, т.е. для номинальных входных параметров газа ЦБК имеет единственную газодинамическую характеристику (при наличии регулируемого направляющего аппарата ЦБК обладает дискретным набором таких характеристик). При обоснованном допущении автотельности по критериям Рейнольдса и Маха режимные характеристики могут быть представлены в виде зависимостей трех базовых критериальных параметров: приведенного объемного расхода, приведенных политропного и полного напоров. Любые другие параметры ЦБК (степень сжатия, мощность, КПД и др.) можно рассчитать на базе трех указанных. При этом расчетные алгоритмы этих зависимостей представляются степенными полиномами 2-й или 3-й степени. По сравнению с методами, которые применяют «оцифровку» графических номограмм, преимущество в данном случае заключается не столько в упрощении расчетов (указанные методики содержат многочленные полиномы), сколько в обеспечении точности эталонных и фактических характеристик.

Многолетний опыт эксплуатации и специальные исследования показывают, что «деградация» характеристик ЦБК заключается в уменьшении КПД и потере напорности (степени сжатия). Основные причины – перетечки газа в различных элементах статора и износ, повреждение или загрязнение лопаточного аппарата.

КТС ЦБК $K_{ТС}^{ЦБК}$ определяют по формуле:

$$K_{ТС}^{ЦБК} = \frac{\eta_{n_0}^{\phi}}{\eta_{n_0}^{э\tau}}, \quad (4)$$

где $\eta_{n_0}^{\phi}$ и $\eta_{n_0}^{э\tau}$ – соответственно фактический и номинальный политропные КПД центробежного газового компрессора при номинальной производительности и номинальной частоте вращения.

Для оценки эффективности фактического режима работы ГПА (ЦБК) применяют **коэффициент режима работы ЦБК** $K_p^{ЦБК}$:

$$K_p^{ЦБК} = \frac{\eta_n^{э\tau}}{\eta_{n_0}^{э\tau}}, \quad (5)$$

где $\eta_n^{э\tau}$ – политропный КПД ЦБК по эталонной характеристике при фактическом объеме на входе в ЦБК, приведенном к номинальной частоте вращения; $\eta_{n_0}^{э\tau}$ – номинальное значение политропного КПД ЦБК по эталонной характеристике.

Для определения $K_{ТС}^{ЦБК}$ и $K_p^{ЦБК}$ используют эталонные газодинамические характеристики ЦБК, т.е. набор единых газодинамических характеристик, принятых для данного типа ЦБК. В общем виде эталонные газодинамические характеристики ЦБК имеют вид полиномов (рис. 3):

$H_{i\text{пр}}^{э\tau} = a_1 Q_{1\text{н.пр}} + a_2$ – приведенный полный напор по эталонной характеристике, где $Q_{1\text{н.пр}}$ – объемная производительность, приведенная к начальным условиям; a_1, a_2 – коэффициенты эталонных газодинамических характеристик ЦБК;

$H_{i\text{пр}}^{э\tau} = b_1 Q_{1\text{н.пр}}^2 + b_2 Q_{1\text{н.пр}} + b_3$ – приведенный политропный напор по эталонной характеристике, где b_1, b_2, b_3 – коэффициенты эталонных газодинамических характеристик ЦБК.

Апробация методики выполнена на примере ГПА, эксплуатируемых в ООО «Газпром трансгаз Югорск». Для расчетов выбраны ГПА двух типов: стационарные (ГТК-10-4 и ГТН-25) и авиационные (ГПА-Ц-16 с приводом от двигателя НК-16-18СТ). По разработанной методике определена динамика изменения КТС ГПА в течение заданного периода времени (6–12 мес.). На рис. 4 представлена динамика изменения средних значений КТС ГТК-10-4. Результаты апробации методики подтвердили ее работоспособность и достаточность для оценки показателей фактического технического состояния ГПА без изменения режима их эксплуатации.

Для унификации КТС и методов расчета режимных характеристик ГТУ и ЦБК в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработаны Методика проведения удаленной параметрической диагностики и мониторинга текущих показателей текущего технического состояния газоперекачивающих агрегатов без изменения режима их эксплуатации (2017 г.) и соответствующий ей Технологический регламент на технологию удаленной параметрической диагностики и мониторинга текущих показателей технического состояния парка ГПА ЕСГ ПАО «Газпром».

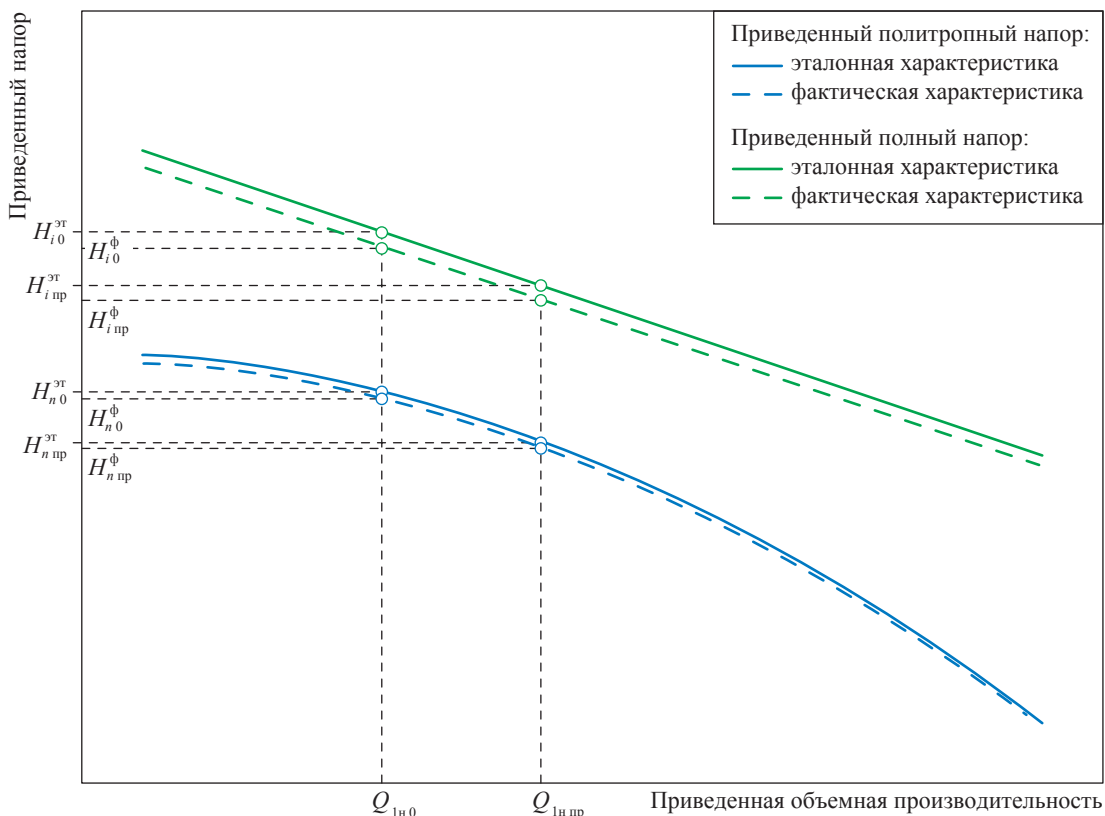


Рис. 3. Эталонные и фактические газодинамические характеристики ЦБК:

$Q_{1н0}$ – номинальная производительность на входе в ЦБК; $H_{i пр}^{\phi}$ – приведенный полный напор по фактической характеристике; $H_{n пр}^{\phi}$ – приведенный политропный напор по фактической характеристике; $H_{i0}^{эт}$ – приведенный полный напор при номинальной производительности и номинальной частоте вращения по эталонной характеристике; $H_{n0}^{эт}$ – приведенный политропный напор при номинальной производительности и номинальной частоте вращения по эталонной характеристике; H_{i0}^{ϕ} – фактический полный напор при номинальной производительности и номинальной частоте вращения; H_{n0}^{ϕ} – фактический политропный напор при номинальной производительности и номинальной частоте вращения

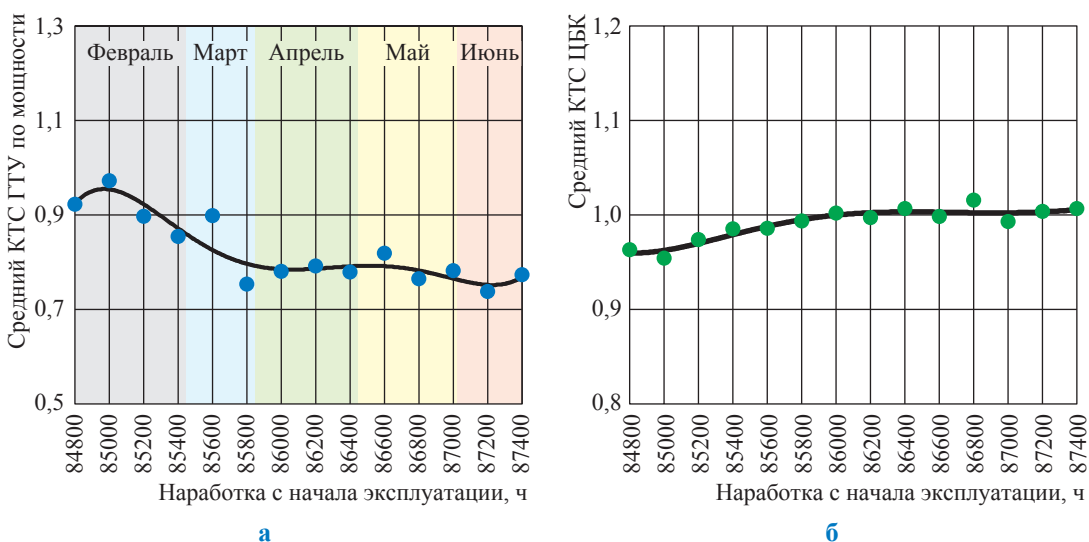


Рис. 4. Динамика изменения средних значений КТС ГТК-10-4:
а – КТС ГТУ по мощности; б – КТС ЦБК

Технологическая параметрическая диагностика может быть реализована в разных системах автоматизации:

- в составе комплексных автоматизированных систем диагностики (включающих подсистемы вибрационной, трибологической, экологической и другой диагностики);
- в качестве самостоятельной вертикально интегрированной системы;
- в качестве переносных диагностических устройств;
- в составе САУ ГПА, САУ КЦ, информационно-аналитических систем мониторинга энергоэффективности компрессорных цехов, газотранспортной системы, а также других элементов АСУ ТП.

Методы и результаты параметрических технологий оценки и мониторинга технического состояния ГПА применяются в следующих процедурах:

- оперативного диспетчерского управления (в том числе в системах поддержки принятия диспетчерских решений);
- управления техническим состоянием и целостностью площадных объектов;
- технического обслуживания и ремонта ГПА;
- нормирования и мониторинга энергоэффективности компрессорных станций (КС);
- контрольных испытаний (всех видов) ГПА;
- технологического проектирования газотранспортной системы и КС;

- мониторинга технически возможной производительности магистральных газопроводов;
- разработки программ реконструкции газотранспортной системы.

Таким образом, современное оснащение САУ ГПА и АСУ ТП КС (КЦ) позволяет с определенной точностью осуществлять текущий мониторинг параметрических показателей ГТУ и ЦБК. Для старых типов ГПА в этом отношении требуется провести определенные мероприятия.

Унифицированная система параметрических показателей эффективности и технического состояния, методов и расчетных алгоритмов обеспечивает единство и сопоставимость результатов в различных областях применения ГПА (испытания, диагностика, проектные и диспетчерские расчеты и др.).

Создание дополнительной вертикально интегрированной физической системы технологической параметрической диагностики ГПА не представляется необходимым, поскольку решать ее задачи возможно на базе информационно-аналитической технологии параметрической диагностики как комплекса базовых данных, расчетных методик и алгоритмов, унифицированных для применения в разных элементах АСУ, и прежде всего в САУ ГПА и САУ КЦ.

Список литературы

1. Никаноров В.В. Вопросы создания систем оперативного диспетчерского управления в современных условиях / В.В. Никаноров, А.С. Видрашку, А.Е. Якимов и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 680: спецвыпуск. – С. 13–17.
2. Гришин Д.В. Оптимизация технического обслуживания и ремонта оборудования подземных хранилищ газа на основе оценки его технического состояния / Д.В. Гришин, П.А. Захаров // Газовая промышленность. – 2013. – № 700: спецвыпуск. – С. 102–108.
3. Crow P. Telvent's scada systems dominate northern hemisphere pipeline scene / P. Crow // Compressor Tech ^{Two}. – 2011. – May. – P. 34–35.
4. Tunch G. Building an effective monitoring and diagnostics program / G. Tunch // Compressor Tech ^{Two}. – 2016. – March. – P. 42–50.
5. Избаш В.И. Совершенствование методов расчета теплотехнических показателей газотурбинных двигателей при комплексных обследованиях ГПА / В.И. Избаш, В.Д. Жиленко, С.Г. Родин и др. // Газовая промышленность. – 2011. – Приложение 2011: Диагностика объектов газотранспортной системы. – С. 64–66.
6. Житомирский Б.Л. Оценка располагаемой мощности ГТК-10-4 по результатам анализа архивов САУ ГПА / Б.Л. Житомирский, А.В. Сорокин, А.Е. Лапицкий и др. // Газовая промышленность. – 2016. – № 737: спецвыпуск. – С. 92–95.

7. Васильев Ю.Н. Инструкция по определению эффективности работы и технического состояния газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистральных газопроводов / Ю.Н. Васильев, В.А. Щуровский, И.А. Проклов и др. – М.: ВНИИГАЗ, 1975. – 45 с.
8. Канев Д.В. Применение ультразвукового метода при создании узлов измерения расхода природного газа / Д.В. Канев, В.С. Горбенко, В.Н. Чикало // Газовая промышленность. – 2012. – № 680: спецвыпуск. – С. 83–85.

Methodical grounds for parametric diagnostics of turbine gas-compressor units

A.V. Semushkin¹, A.O. Podlozny¹, Ye.A. Chernikova¹, V.A. Shchurovskiy^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. Identification and monitoring of gas-compressor units' (GCU) power and energy performance are being fulfilled within the frameworks of different operating procedures (namely: diagnostics, technical maintenance and repair, quality assessment, etc.). It stimulates development of unified criteria and indices for estimation of GCU technical conditions, which could be useful for all participants of the above mentioned procedures. Like stability criteria for indices and performance of gas-turbine plants (GTP) and radial gas compressors (RGC) some technical integrity factors (TIF), or values of factual nominal relative power and performance factor (in general, these are interchangeable figures) are used. First of all, a concept of GTP and RGC TIFs has been introduced in the Manual for determination of performance and technical integrity of GCUs within compressor stations of gas mains (©VNIIGAZ, 1975).

Modern automated means, as well as the character and the level of equipment degradation allows for routine monitoring of GTP and RGC factors with certain validity. This article shows that tasks of engineering parametric diagnostics of GCUs could be fulfilled using a new Technology of Informational and Analytical Parametric Diagnostics, which is a complex of basic data, calculation procedures and algorithms being unified for application in different elements of automated control systems. Main principals for unification of the GCU technical integrity assessment criteria are the following: unanimity of TIFs' nomenclature and calculation procedures; primary application of standard measured parameters; creation of a data bank for reference heat-engineering and gas-dynamic characteristics of typical GTPs and RGCs; estimation of GCU technical conditions without changing operation modes (together with results of industrial tests); harmonization with state-of-art informational and analytical systems and regulatory documents (RDs); usage of long-period results of preceding studies and previously developed RDs. Such a unified system of parametric factors and TIFs, methods and computation algorithms will provide unanimity and comparability of results in different spheres of GCU operation maintenance (namely: tests, diagnostics, design and dispatching calculations, etc.).

Keywords: gas-compressor unit, indices of integrity, parametric diagnostics.

References

1. NIKANOROV, V.V., A.S. VIDRASHKU, A.Ye. YAKIMOV et al. On creating real-time dispatching systems in modern conditions [Voprosy sozdaniya system operativnogo dispetcherskogo upravleniya v sovremennykh usloviyakh]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2012, no. 680: spec. iss., pp. 13–17. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. GRISHIN, D.V. and P.A. ZAKHAROV. Optimization of technical maintenance and repair of equipment for underground gas storages on the base of estimation of its integrity [Optimizatsiya tekhnicheskogo obsluzhivaniya i remonta oborudovaniya podzemnykh khranilishch gaza na osnove otsenki yego tekhnicheskogo sostoyaniya]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2013, no. 700: spec. iss., pp. 102–108. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. CROW, P. Telvent's scada systems dominate northern hemisphere pipeline scene. *Compressor Tech2*. 2011, May, pp. 34–35. ISSN 1085-2468.
4. TUNCH, G. Building an effective monitoring and diagnostics program. *Compressor Tech2*. 2016, March, pp. 42–50. ISSN 1085-2468.
5. IZBASH, V.I., V.D. ZHILENKO, S.G. RODIN et al. Perfection of methods for calculating heat-engineering indices of gas turbine engines at complex inspection of a gas-compressor unit [Sovershenstvovaniye metodov rascheta teplotekhnicheskikh pokazateley gazoturbinnnykh dvigateley pri kompleksnykh obsledovaniyakh GPA]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2011, Supplement 2011: Diagnostics of gas-transport system objects [Diagnostics ob'ektov gazotransportnoy sistemy], pp. 64–66. ISSN 0016-5581. (Russ.).

6. ZHITOMIRSKIY, B.L., A.V. SOROKIN, A.Ye. Lapitskiy et al. Estimation of available power of a GTK-10-4 gas-compressor unit by analyzing the automated control system archives [Otsenka raspolagayemoy moshchnosti GTK-10-4 po rezultatam analiza arkhivov SAU GPA]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2016, no. 737: spec. iss., pp. 92–95. ISSN 0016-5581. (Russ.).
7. VASILYEV, Yu.N., V.A. SHCHUROVSKIY, I.A. PROKLOV et al. *Manual on determination of performance and technical integrity of gas-compressor units within compressor stations of gas mains* [Instruktsiya po opredeleniyu effektivnosti raboty i tekhnicheskogo sostoyaniya gazoperekachivayushchikh agregatov kompressornykh stantsiy magistralnykh gazoprovodov]. Moscow: VNIIGAZ, 1975. (Russ.).
8. KANEV, D.V., V.S. GORBENKO, V.N. CHIKALO. Application of an ultrasonic method at creation of units for measuring flow rate of natural gas [Primeneniye ultrazvukovogo metoda pri sozdanii uzlov izmereniya raskhoda prirodnogo gaza]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2012, no. 680: spec. iss., pp. 83–85. ISSN 0016-5581. (Russ.).

УДК [551.462.32(1-922):622.279.04]:621.3.019.3

Оптимизация требований к надежности подводных добычных комплексов, работающих в условиях российского арктического шельфа

А.Н. Чернов¹, Ю.И. Козлов¹, И.Н. Авдиенко¹, Ю.А. Захаров¹,
А.О. Татусьян¹, Ю.А. Неменко^{1*}

¹ ООО «Газпром проектирование», Российская Федерация, 191036, Ленинградская обл., Санкт-Петербург, Суворовский пр-т, д. 16/13

* E-mail: yneenko@gazpromproject.ru

Ключевые слова:

арктический шельф, системная надежность, резервирование, подводный добычный комплекс, подводная компрессорная станция, подводная установка подготовки газа к транспорту.

Тезисы. Уникальные условия арктического шельфа Российской Федерации вынуждают отказаться от использования готовых технических решений при освоении соответствующих месторождений, поскольку адекватных технологий ни в России, ни за рубежом просто не существует. При проектировании объектов освоения шельфовых месторождений особое внимание необходимо уделять современным и инновационным средствам, существенно повышающим надежность системы добычи природного газа.

Одним из перспективных направлений развития подводного оборудования для освоения шельфовых месторождений является создание полностью подводных систем обустройства, в состав которых входят добычные комплексы, установки подготовки газа к транспорту и компрессорные станции. Анализ тенденций развития технологий освоения шельфовых месторождений показывает, что в настоящее время создание комплекса оборудования, позволяющего полностью под водой проводить добычу, подготовку и транспорт газа, практически завершено. Наиболее актуальная задача проектирования обустройства шельфовых объектов сегодня – это управление надежностью и рисками.

По результатам анализа основных тенденций развития подводных газовых технологий в ООО «Газпром проектирование» разработаны концепция подводного освоения газовых месторождений арктического шельфа, а также методика управления системной надежностью проектируемых объектов, позволяющая: обосновать объемы резервирования элементов и систем; определить потребность технологического объекта в запасных частях и трудоемкость планового и внепланового технического обслуживания и ремонта; спроектировать объекты ремонтной производственной инфраструктуры. На базе методики управления надежностью проведен комплекс аналитических исследований надежности и разработаны рекомендации по резервированию подводного оборудования.

Освоение месторождений арктического шельфа Российской Федерации связано с решением определенных технических проблем. В ряде случаев условия арктического шельфа РФ настолько уникальны, что в мировой практике невозможно найти соответствующих им готовых технических решений. Помочь в данном случае могут только инновации в сочетании с повышением надежности технических средств.

При проектировании объектов освоения шельфовых месторождений особое внимание уделяется современным и инновационным технологиям, которые могут существенно повысить надежность системы добычи природного газа на шельфе в целом. Одним из перспективных направлений развития подводного оборудования для освоения расположенных на шельфе месторождений является создание полностью подводных систем обустройства в составе добычных комплексов, установок подготовки газа к транспорту и компрессорных станций (КС).

Применительно к сухопутным транспортным системам накоплен значительный опыт эксплуатации и разработаны нормы и правила проектирования, которые вполне обеспечивают их надежность. Однако в отношении месторождений арктического шельфа российские нормы пока недостаточны. Управление надежностью и рисками при проектировании обустройства шельфовых объектов РФ – наиболее актуальная задача в этой области.

Анализ тенденции развития технологий и оборудования для освоения шельфовых месторождений показывает, что в настоящее время создание комплекса оборудования, позволяющего проводить добычу, подготовку и транспорт газа полностью под водой,

практически завершено. Работы по созданию подводного оборудования интенсивно велись с 1990-х по 2015 г. В этот период разработаны и введены в промышленную эксплуатацию подводные блочно-комплектные насосные и сепарационные установки. Можно выделить следующие ключевые этапы создания подводного оборудования:

1994 г. – начало промышленной эксплуатации первой подводной насосной станции на шельфе Италии;

2001 г. – начало опытно-промышленной эксплуатации первого подводного сепаратора на месторождении Тролль в Норвегии (*англ. Troll*);

2007 г. – начало промышленной эксплуатации подводного сепаратора на месторождении Тордис (*англ. Tordis*, Норвегия);

2010–2015 гг. – испытания подводных компрессоров. В августе 2015 г. началась эксплуатация подводного компрессора на месторождении Асгард (*англ. Asgard*, Норвегия). Это событие считается важнейшим этапом реализации новых подводных технологий, поскольку открывает широкие перспективы в освоении шельфовых месторождений.

Исходя из основных тенденций развития подводных газовых технологий, специалисты ООО «Газпром проектирование» разработали концепцию подводного освоения газовых месторождений арктического шельфа нашей страны (рис. 1), в том числе спроектировали подводную установку подготовки природного газа к транспорту [1] (рис. 2). По прогнозу, наиболее вероятно, что к 2020 г. прогресс подводных технологий приведет к отказу от применения морских технологических платформ. При этом подготовка газа к однофазному транспорту и компримирование газа будут осуществляться с помощью подводных установок подготовки газа к транспорту (УПГТ) и подводных компрессорных станций.

Для полностью подводного обустройства месторождений в настоящее время разработано все необходимое подводное оборудование, а именно: сепарационные установки, дроссели, теплообменники для охлаждения газа придонной морской водой, насосы. По заказу ПАО «Газпром» специалистами ООО «Газпром проектирование» подготовлены технические требования к подводной УПГТ производительностью 10 млрд м³/год, а также к модульным установкам для подводного обустройства

месторождений в условиях Карского моря производительностью 10 млрд м³/год в составе модулей:

- подводной добычной системы (фонтанной арматуры, опорных плит, манифольдов);
- подводных теплообменников;
- подводных сепараторов;
- утилизации;
- электроснабжения;
- распределения ингибитора гидратообразования;
- компримирования.

Помимо этого, в ООО «Газпром проектирование» начата разработка технического проекта подводной УПГТ, состоящей:

- из подводных теплообменников, в которых газ из скважин охлаждается морской водой (необходимо отметить, что температура придонного слоя воды арктических морей практически постоянна в течение года и изменяется в диапазоне от –1,5 до 2 °С);
- подводных сепараторов, предназначенных для отделения газовой фазы от сконденсировавшихся углеводородов и водного раствора ингибитора гидратообразования.

Серьезный фактор проектирования обустройства месторождений арктического шельфа – природно-климатические условия. Например, в экстремальных ледовых условиях Карского моря, которое может быть покрыто льдом от 8 до 10 месяцев в году, ремонт или замену оборудования можно производить ежегодно только в течение двух-четырех месяцев.

Риск внешнего воздействия на морской газопровод надежно определяют по статистическим данным. Так, анализ частоты повреждений подводных газопроводов длиной до 1200 км за 30 лет эксплуатации показывает, что вероятность их отказа составляет $8 \cdot 10^{-6}$. Это говорит о том, что повреждения газопровода в результате внешних воздействий маловероятны.

Однако для подводного добычного оборудования, технологических установок и КС ситуация в настоящее время, к сожалению, иная: частота отказов ряда систем достигает двух случаев в год. Это серьезная проблема с точки зрения эксплуатации подводного оборудования на замерзающем шельфе РФ. При этом необходимо отметить, что важна не только частота отказов, но и скорость восстановления производительности, определяемая временем ремонта или замены неисправного

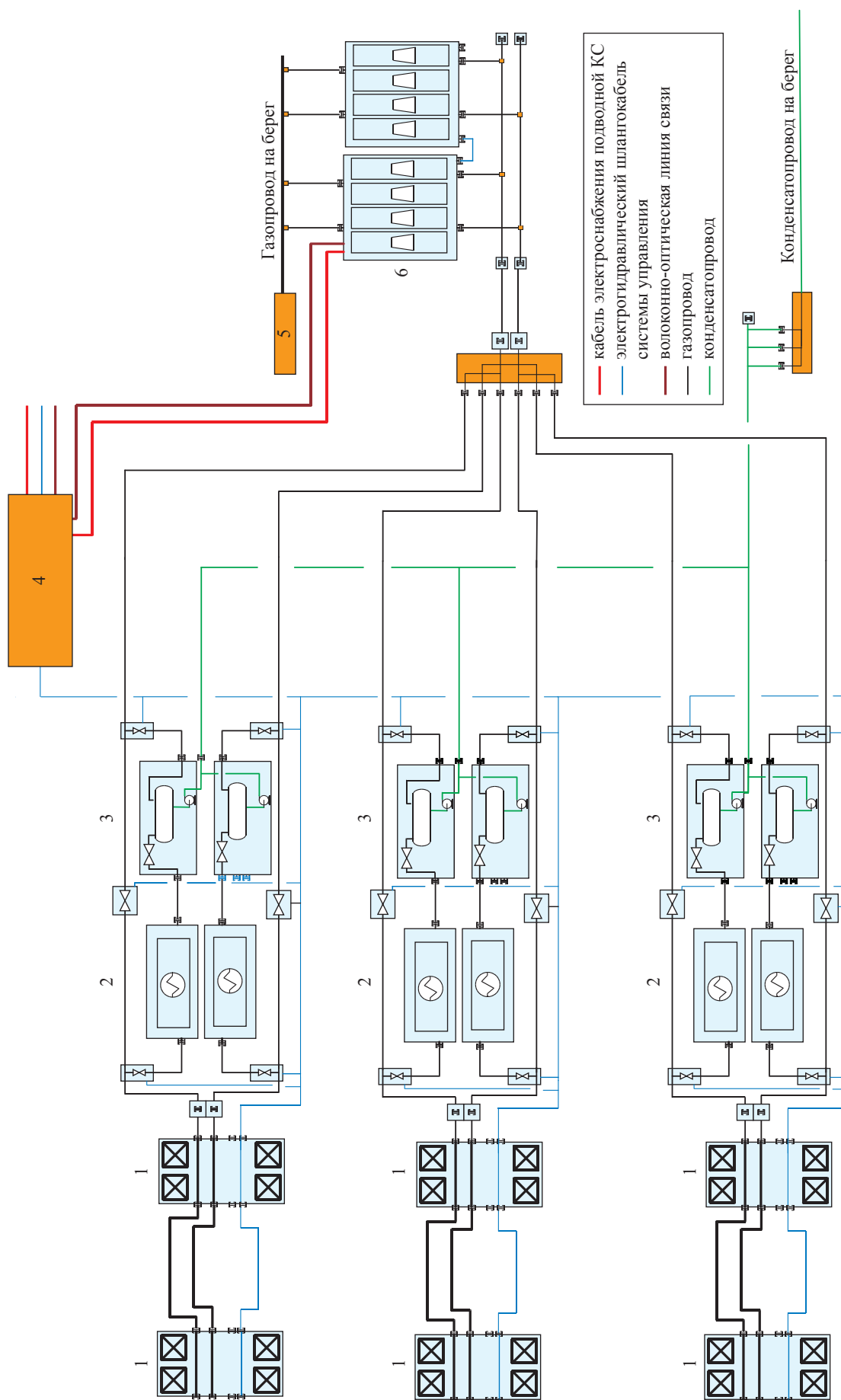


Рис. 1. Структурная блок-схема концепции подводного освещения газовых месторождений:

1 – интегрированный комплекс опорной плиты и манифольда; 2 – подводный теплообменник; 3 – подводная сепарационная установка; 4 – модуль распределения сигналов системы управления; 5 – оконечный манифольд подводного трубопровода; 6 – блоки компримирования

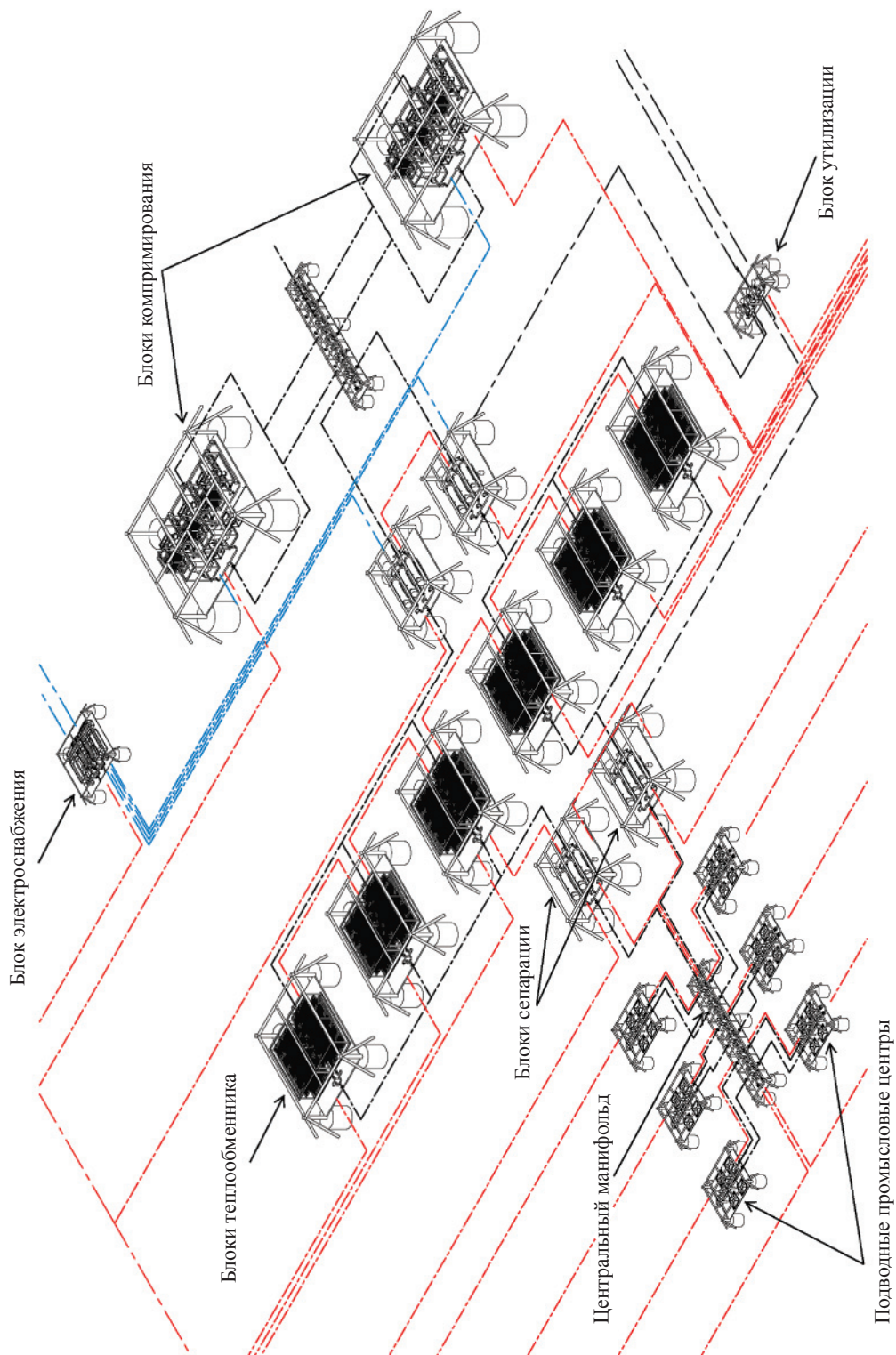


Рис. 2. Компоновка подводной УШГТ

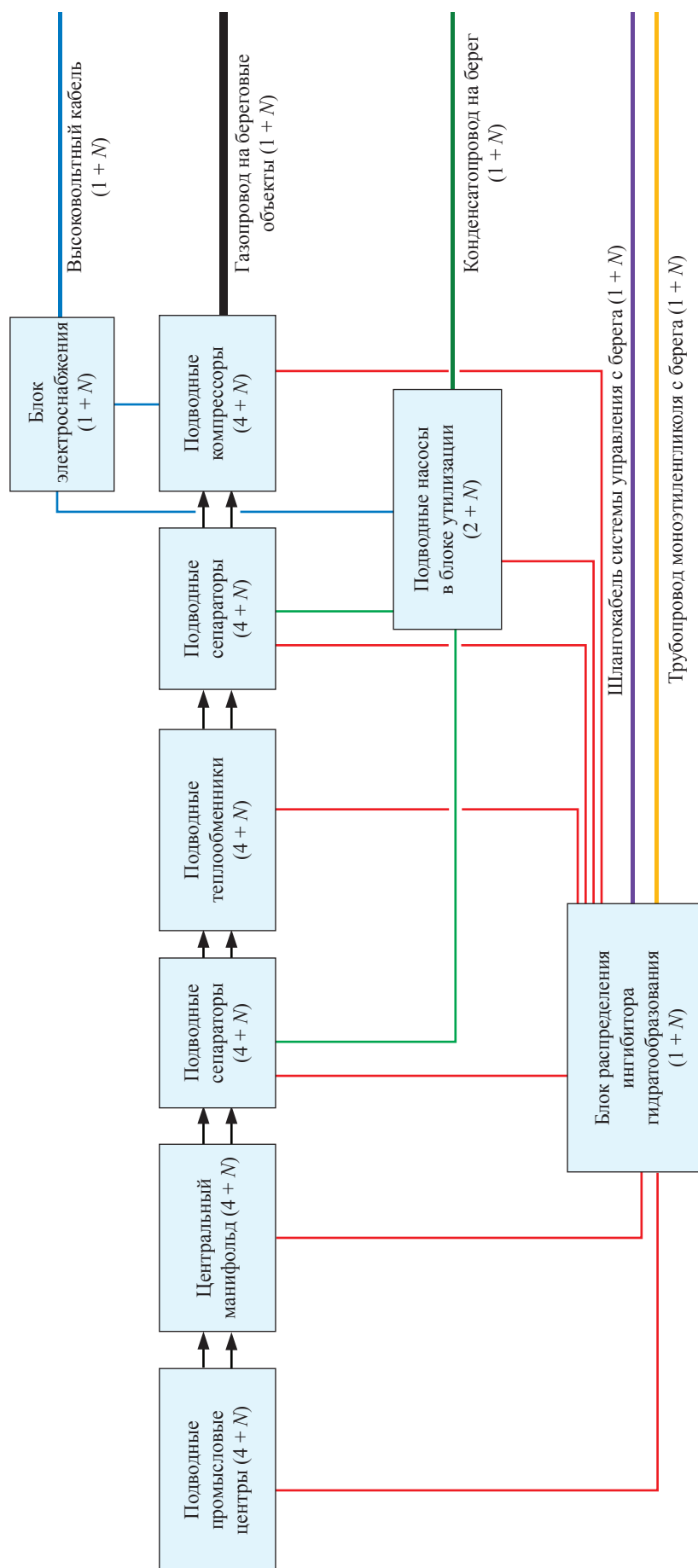


Рис. 3. Схема резервирования подводного оборудования при освоении шельфовых месторождений: N – число единиц резервного оборудования (см. далее)

оборудования. Время замены и ремонта оборудования складывается в том числе из периодов, необходимых для мобилизации специализированных судов и оборудования для выполнения подводных работ.

Разработанная в ООО «Газпром проектирование» методика управления надежностью проектируемых объектов успешно применяется для обеспечения системной надежности в полном соответствии с требованиями, предъявляемыми к системной надежности в ПАО «Газпром». В частности, методику использовали для решения актуальной задачи обеспечения надежной работы подводных добычных комплексов (ПДК), подводных УПГТ и КС в условиях Карского моря. Методика управления системной надежностью проектируемых объектов [2] позволяет:

1) обосновать уровень резервирования элементов и систем, необходимый для соблюдения требований технического задания к надежности технологического оборудования;

2) определить потребность в запасных частях для обеспечения надежного функционирования технологического объекта в течение установленного срока службы;

3) установить трудоемкость планового и внепланового технического обслуживания и ремонта технологических объектов;

4) выполнить разработку проектных решений по объектам ремонтной производственной инфраструктуры (ремонтным базам, складам, подъездным путям к технологическим объектам и др.).

Согласно требованиям¹ ПАО «Газпром» к обеспечению системной надежности, важнейшим показателем является коэффициент надежности (КН):

$$КН = \frac{q}{q_0},$$

где q – математическое ожидание объема добычи (транспорта) газа; q_0 – проектный объем добычи (транспорта) газа. КН – аналог коэффициента сохранения производительности (КСП) по ГОСТ 27.004-85². КСП определяется как отношение производительности, рассчитанной с учетом возможных отказов и снижений

производительности, к проектной производительности. Кроме того, надежность определяют такие факторы, как отказы технологического оборудования; организация технического обслуживания и ремонта (ТОиР); внешние воздействия; природно-климатические условия.

В суровых природно-климатических условиях российского арктического шельфа важнейшим условием эксплуатации является возможность обеспечения надежности за счет резервирования оборудования. Это обусловлено тем, что подводное оборудование, работающее в рамках мировых проектов по освоению газовых месторождений, находится в эксплуатации относительно непродолжительное время, достоверной статистики по отказам оборудования и методам повышения технической надежности конкретного вида оборудования за счет повышения надежности самого оборудования еще не накоплено. В ООО «Газпром проектирование» на базе методики управления надежностью проведен комплекс исследований надежности и разработаны рекомендации по резервированию подводного оборудования для условий Карского моря (рис. 3).

Как показали результаты, влияние резервирования на надежность очень существенно. Если допустить, что подводное оборудование будет работать без резерва, то КН имеет недопустимо низкое расчетное значение 0,15. Это означает следующее:

- подводная система обустройства будет работать не более 15 % времени, а 85 % времени – простаивать;
- недопоставка технологических линий общей производительностью 10 млрд м³/год составит 8,45 млрд м³/год.

В условиях Карского моря обустройство на основе подводного оборудования без резерва практически неработоспособно, поскольку не обеспечивается приемлемый уровень надежности. При той же рассматриваемой проектной производительности 10 млрд м³/год резервирование по схеме (4+2) – четыре основные единицы оборудования и две резервные – позволяет существенно увеличить надежность и повысить значение КН до 0,8, что снижает вероятную недопоставку газа до 2 млрд м³/год. Дальнейшее повышение надежности достигается резервированием высоковольтных кабелей системы энергообеспечения, трубопровода обеспечения моноэтиленгликоля, кабеля системы управления и конденсаторпровода

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

² ГОСТ 27.004-85. Надежность в технике. Системы технологические. Термины и определения.

по схеме (1+1). Резервирование оборудования по схемам (4+2) означает необходимость 50%-ного запаса оборудования, а для кабелей и трубопроводов моноэтиленгликоля и конденсата – 100%-ного резервирования.

Полученные результаты дают очень важный материал для технико-экономического анализа при разработке технических решений обустройства месторождений арктического шельфа РФ. На основе полученных оценок

по приращению надежности подводного оборудования за счет резервирования выполнены технико-экономические расчеты, позволяющие оценить оптимальный уровень надежности (таблица, рис. 4).

Повышение надежности приводит к повышению экономической эффективности проекта (рис. 5). В качестве показателя эффективности может быть принят доход, полученный от реализации добытого газа. Однако повышение

Варианты резервирования подводного оборудования

Оборудование	Основное оборудование, ед.	Резервное оборудование, ед.					
		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6
Подводные промысловые центры	4	–	2	2	2	2	2
Центральный манифольд		–	–	–	–	–	–
Подводные сепараторы перед модулем подводного теплообменника	4	–	2	2	2	2	2
Подводные теплообменники	4	–	2	2	2	2	2
Подводные сепараторы после модуля подводного теплообменника	4	–	2	2	2	2	2
Подводные насосы	2	–	2	2	2	2	2
Блок распределения ингибитора гидратообразования (ИГ)	1	–	–	–	–	1	1
Подводные компрессоры	4	–	–	2	2	2	2
Блок электроснабжения	1	–	–	–	–	–	–
Высоковольтные кабели с берега	1	–	–	–	1	–	1
Газопровод на береговые объекты	1	–	–	–	–	–	–
Конденсатопровод на берег	1	–	–	–	1	–	1
Трубопровод моноэтиленгликоля с берега	1	–	–	–	–	1	1
Магистральный шлангокабель системы управления с берега	1	–	–	–	–	1	1

Примечание: вариант № 1 не предполагает резервирования оборудования, в то время как вариант № 6 предполагает максимальный набор резервного технологического оборудования.

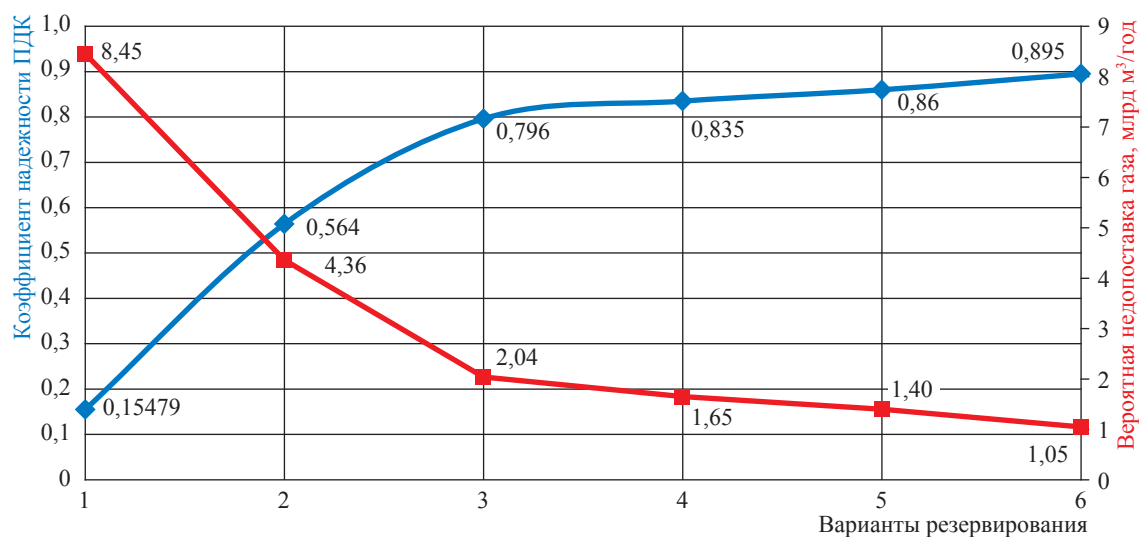


Рис. 4. Влияние объемов резервирования на надежность подводных КС и УПГТ (см. таблицу)

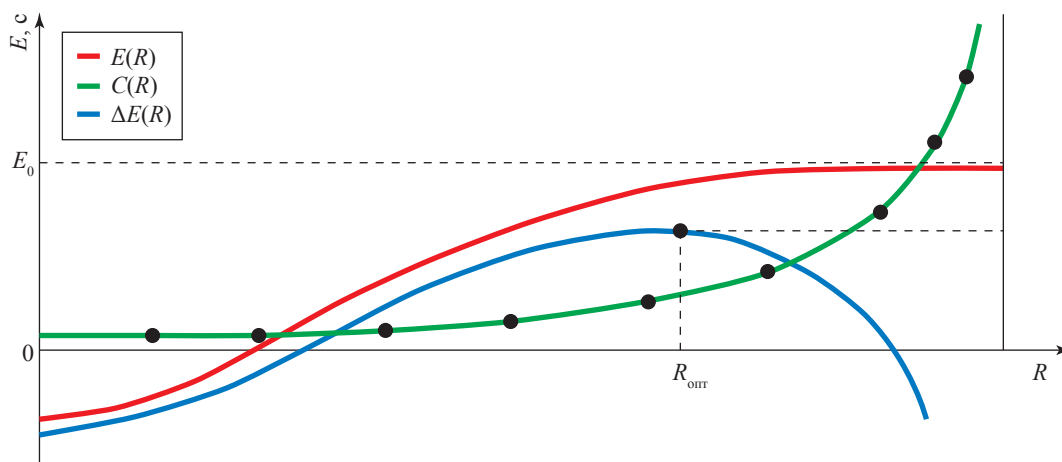


Рис. 5. Характер зависимостей показателя надежности системы R от показателя эффективности системы $E(R)$ (чистый дисконтированный доход), показателя стоимости $C(R)$, целевой функции для оптимизации надежности $\Delta E(R) = E(R) - C(R)$, по ГОСТ 27.003-90. Состав и общие правила задания требований по надежности

надежности также приводит и к повышению стоимости оборудования и его эксплуатации. Оптимальным с технико-экономической точки зрения считается такой уровень надежности, при котором разность показателей эффективности и стоимости максимальна.

Таким образом, в рамках оптимизации требований к надежности подводных добычных комплексов в ООО «Газпром проектирование» разработана методика управления системной надежностью проектируемых объектов, которая:

- позволяет оптимизировать состав и количество оборудования на основе заданных ограничений по времени ремонта оборудования после отказа;
- может быть использована при проектировании объектов освоения месторождений арктического шельфа Российской Федерации.

Применение методики впервые позволило выполнить последовательную оптимизацию состава ПДК с учетом тяжелых природно-климатических условий Российской Арктики, когда ремонт и техническое обслуживание возможны лишь в течение ограниченного

временного окна продолжительностью два-четыре месяца.

При проектировании наряду с показателями надежности ПДК необходимо выполнять расчет показателей экономической эффективности. Вариантная проработка состава ПДК по критерию «надежность-стоимость» позволит более эффективно выполнить поиск самого предпочтительного варианта.

Следует обратить особое внимание на реалистичность концепции освоения шельфовых месторождений с применением подводных УПГТ и КС, поскольку ее технологическая часть базируется на оборудовании, которое уже эксплуатируется на месторождениях или прошло все необходимые заводские испытания.

Предложенная концепция с учетом наличия оборудования, средств энергообеспечения, монтажа и ТОиР может быть реализована на практике в кратчайшие сроки. Анализ тенденции разработки и изготовления подводного оборудования показал, что внедрение подводного комплекса подготовки газа к однофазному транспорту может быть осуществлено в течение ближайших 5 лет.

Список литературы

1. Чернов А.Н. Моделирование работы и определение конструктивных параметров теплообменника подводной установки подготовки природного газа к транспорту / А.Н. Чернов, А.М. Пароменко, М.С. Кирик // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 5. – С. 82–86.
2. Чернов А.Н. Управление надежностью при проектировании / А.Н. Чернов, А.М. Пароменко // Газовая промышленность. – 2008 – № 5. – С. 32–33.

Optimization of reliability requirements to subsea production complexes working in offshore conditions of Russian Arctic

A.N. Chernov¹, Yu.I. Kozlov¹, I.N. Avdiyenko¹, Yu.A. Zakharov¹, A.O. Tatusyan¹, Yu.A. Nemenko^{1*}

¹ Gazprom proyektirovaniye LLC, Bld. 16/13, Suvorovskiy prospect, Sankt-Petersburg, Leningrad Region, 191036, Russian Federation

* E-mail: ymenenko@gazpromproject.ru

Abstract. The unique conditions of Russian Arctic shelf make one abandon the application of ready techniques for mastering correspondent hydrocarbon fields, as there are no any adequate means in the world. In regard to design of facilities for offshore fields developing, special attention should be paid to modern and innovative instruments, which will essentially improve the reliability of natural gas production systems.

One of the promising trends in development of the equipment for offshore applications is generation of totally subsea systems for field construction, which includes production complexes, plants for gas treatment and compressor stations. Analysis of tendencies in the offshore field development shows that nowadays creation of complex equipment allowing for complete submarine production, treatment and transport of gas is practically finished. Today the most topical issue at designing offshore field facilities is reliability-and-risk control.

According to the results of studying main trends in the subsea gas engineering, Gazprom proyektirovaniye LLC has developed a concept for subsea mastering of the offshore Arctic gas fields, and a procedure for system reliability control of facilities being designed. This procedure allows for grounding an amount of reserved equipment; determining the need of technological facility for spare parts, and labor content of scheduled and off-schedule maintenance and repair works; and projecting remedial infrastructure facilities. On the basis of the procedure for reliability control a complex analytical study of reliability was carried out and recommendations for reserving of subsea equipment were prepared.

Keywords: Arctic continental shelf, system reliability, reserving, subsea production complex, subsea compressor station, subsea plant for gas treatment.

References

1. CHERNOV, A.N., A.M. PAROMENKO, M.S. KIRIK. Simulation of work and determination of the design parameters for heat exchanger of the subsea installation aimed at preparing natural gas for transportation [Modelirovaniye raboty i opredeleniye konstruktivnykh parametrov teploobmennika podvodnoy ustanovki podgotovki prirodnogo gaza k transportu]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft i gaz*. 2012, no. 5, pp. 82–86. ISSN 0445-0108. (Russ.).
2. CHERNOV, A.N. and A.M. PAROMENKO. Reliability control at designing [Upravleniye nadezhnostyu pri proyektirovanii]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2008, no. 5, pp. 32–33. (Russ.).

УДК [007.51:622.691.7]:001.891.57

Моделирование нештатных и аварийных ситуаций в современных тренажерах

С.Ю. Сальников¹, А.Н. Снежин^{1*}, В.М. Простокишин¹, И.Я. Васкань¹

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_Snezhin@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В современных условиях быстроразвивающихся техногенных систем все большую роль с точки зрения обеспечения их надежности играет человеческий фактор. Анализ инцидентов, возникающих на таких производствах, как транспорт газа, показывает, что в половине из них складывалась непредсказуемая комбинация технических отказов и человеческих ошибок. Причиной возникновения инцидента, как правило, являются непреднамеренные действия, выходящие за регламентированные границы, или невыполнение необходимых действий персоналом.

Очевидно, что выработать устойчивые навыки работы в условиях нештатной ситуации возможно только с помощью модели поведения в этой ситуации. Реализация моделей, принимающих во внимание связи типа «человек – человек», до недавнего времени была задачей невыполнимой. В настоящий момент накопленная критическая масса результатов исследований в психолингвистике, вычислительной технике и информационных технологиях дает основание к созданию тренинговой системы принципиально нового уровня, учитывающей особенности сложных эргатических систем. В статье особенности моделирования эргатических производственных систем раскрыты на примере разрабатываемой в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» интеллектуальной системы функционального тренинга для руководителей и специалистов производственно-диспетчерской службы ООО «Газпром трансгаз Ухта».

Ключевые слова: интеллектуальная система тренинга, симулятор, аварийная ситуация, производственно-диспетчерская служба, учебно-тренировочные задачи, газотранспортная система.

Уровень производственной сложности процесса магистрального транспорта газа требует от задействованного в нем персонала глубоких знаний и навыков управления данным процессом. Так, важнейшие предпосылки безаварийной работы – подготовленность персонала, его способность к узнаванию и адекватному анализу факторов риска, а также быстрота принятия правильного решения. В условиях действующего опасного производства единственным способом приобрести полезный опыт служит моделирование, в особенности нештатных и аварийных ситуаций.

Общепринятой практикой наработки профессиональных навыков в таких случаях является использование тренажеров. Однако в отношении сложных производственных систем тренажеры пока не находили широкого применения. В целом в основе отказа от использования этих комплексов на производстве лежит противоречие методологии традиционного академического обучения и задачи практической наработки профессионального мастерства – основы успешного управления производством. Иными словами, работающий персонал психологически не готов регулярно заниматься на таких тренажерах. Кроме того, существующие тренажеры базируются на моделях, допускающих значительное расхождение расчетных характеристик объекта с фактическими, и недостаточно учитывают производственную обстановку, в особенности в части человеческого взаимодействия. Поэтому на производстве они малоэффективны и закономерно не находят там широкого применения. Также слабыми сторонами таких тренажеров:

- несоответствие обстановки рабочих мест на производстве и во время тренинга, негативно влияющее на способность к подсознательному овладению нужными приемами;

- слабое представление либо неучет организационного аспекта производства. На данный момент это основной недостаток, поскольку более половины управляющих воздействий на сложном производстве осуществляется при непосредственном взаимодействии человека с человеком.

Несовершенство тренажеров можно объяснить в первую очередь недостаточной мощностью вычислительной техники и отсутствием технологий, реализующих дополнительные, естественные для человека, модальные каналы (речевые и тактильные). Однако современные информационные технологии в сочетании с результатами исследований в области психолингвистики дают основание к созданию тренинговой системы без указанных недостатков, в том числе учитывающей организационно-функциональную структуру производства. Примером может служить разрабатываемая в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» интеллектуальная система функционального тренинга (далее – ИСТ ПДС) для руководителей и специалистов производственно-диспетчерской службы ООО «Газпром трансгаз Ухта» [1].

Интеллектуальная система состоит из двух взаимно интегрированных блоков, моделирующих технологические и эргатические¹ процессы. Первый блок – высокоточный газодинамический симулятор – базируется на прямом численном моделировании физико-технологических процессов транспорта газа и оснащен специальными редакторами и визуализаторами, позволяющими создавать подробные технологические схемы, начиная от схем цехов и до схемы всего газотранспортного общества. Второй блок – интеллектуальная мультиагентная гетерогенная система, ситуационно моделирующая организационно-технические процессы с использованием технологии динамического программирования оптимального выполнения производственных функций персонала.

Архитектура ИСТ ПДС

В первом блоке ИСТ ПДС на основе нового высокоточного газодинамического симулятора моделируется технологический процесс магистрального транспорта газа. Результат в форме телеметрической информации подается в систему SCADA² и дублируется в базе фактических данных (БФД), как и на реальном производстве. Структура БФД ИСТ ПДС в точности повторяет схему информационных потоков

ООО «Газпром трансгаз Ухта». При этом система (рис. 1) рассчитана на возможность подключения программно-вычислительных комплексов (ПВК) и информационных систем сторонних разработчиков, используемых в ООО «Газпром трансгаз Ухта», например: комплексов «Волна», «Астра-газ», системы поддержки принятия решений «Журнал диспетчера» и др.

ИСТ ПДС позволяет управлять виртуальной газотранспортной системой (ГТС) с помощью SCADA. Все протоколы межуровневого взаимодействия через SCADA выполняются в системе аналогично производственным. Вербальное взаимодействие происходит при помощи средств связи (телефонов, селектора и рации). Ответная реакция системы при вербальном взаимодействии реализуется с помощью мультиагентной интеллектуальной среды (второй блок ИСТ ПДС). Диспетчерский пульт организован так же, как на производстве (рис. 2). Отсутствием дополнительных интерфейсов достигается максимальная схожесть с производственной обстановкой и бизнес-процессами персонала.

Непременным условием наработки безошибочной последовательности действий в конкретных обстоятельствах является моделирование максимально схожих с ними параметров: структуры ГТС, организационной структуры, сопутствующих факторов (техногенных, природных, психологических). Поэтому для постановщика задач предоставлены специальные редакторы и визуализаторы, позволяющие строить технологические схемы, начиная от уровня цеха и до уровня всего газотранспортного предприятия. Для этого в системе использована современная технология «бесшовных миров», которая не ограничивает размерность пространства и количество объектов за счет особого построения графического конвейера.

Моделирование технологических режимов для тренинга требует большей точности, чем в производственных расчетно-аналитических комплексах. Газодинамический симулятор в ИСТ ПДС базируется на прямом численном моделировании физико-технологических процессов транспорта газа на основе адаптированных под возможность распараллеливания разностно-сеточных вычислительных алгоритмов. Технология распараллеливания на многоядерных графических ускорителях позволила увеличить скорость расчетов в сотни раз [2, 3]. Например, в ИСТ ПДС

¹ Эргатическими называются процессы, протекающие с участием человека.

² *англ.* Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA (диспетчерское управление и сбор данных) – программно-аппаратный комплекс, предназначенный для обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления.

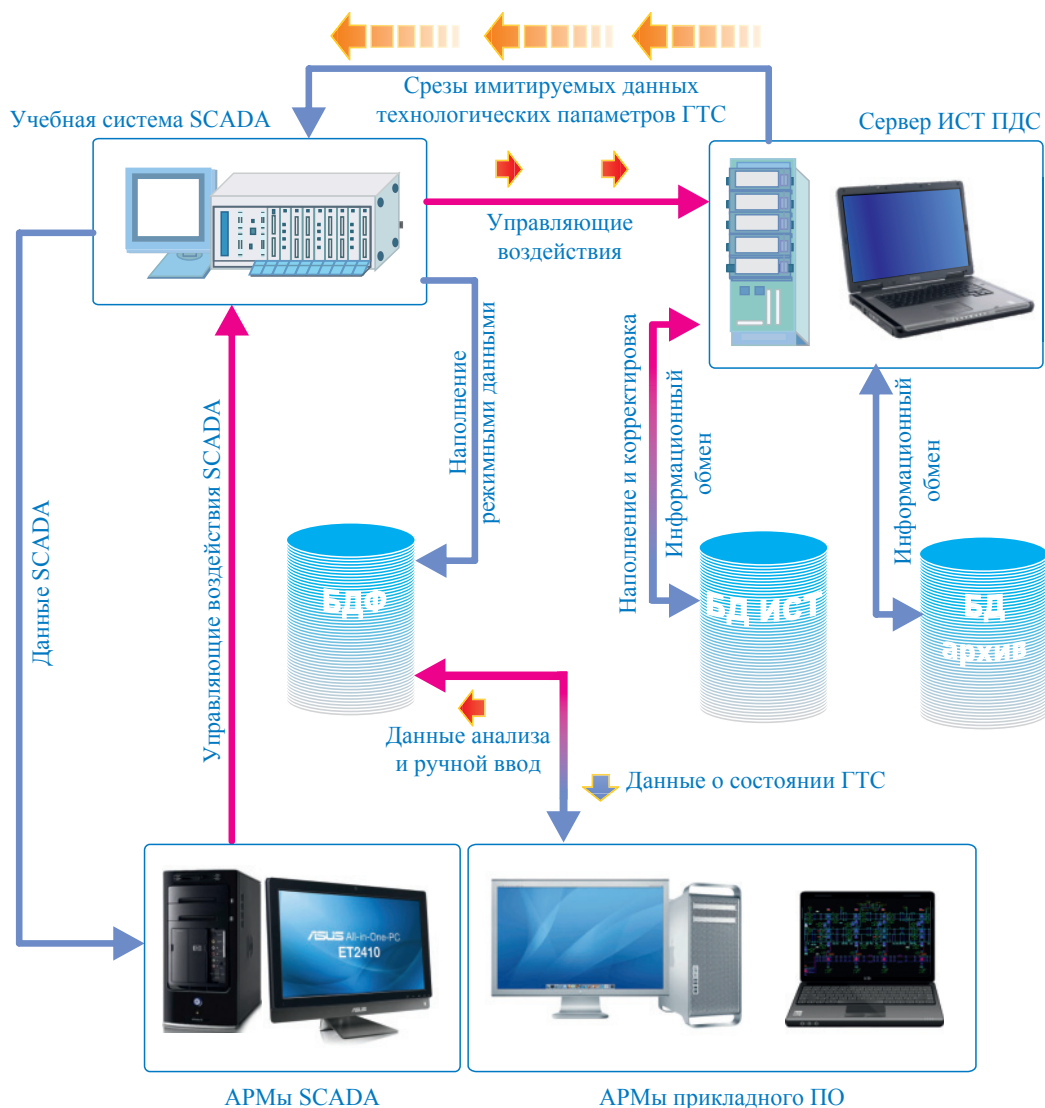


Рис. 1. Структура ИСТ ПДС Ухта:
АРМ – автоматизированное рабочее место; ПО – программное обеспечение



а



б

Рис. 2. АРМы диспетчера и начальника смены в ООО «Газпром трансгаз Ухта» (а) и в тренинговой аудитории ИСТ ПДС Ухта (б)

при использовании графического процессора Nvidia Tesla K40 с 2886 скалярными процессорами CUDA и производительностью 1,43 терафлопса для чисел с двойной точностью (при 1000 шагах по времени) расчет ГТС производится в 350–400 раз быстрее, чем с применением процессора Intel Core i7-5820K (6 ядер, 12 процессоров по 3,3 ГГц) и оперативной памяти DDR4 (2400 МГц) объемом 8 ГБ. Это позволяет рассчитывать гидродинамические процессы на большой подробной схеме с временным разрешением меньше 1 с.

Методология моделирования эргатических систем

Тренинг заключается в выполнении учеником учебно-тренировочных задач, состоящих из заданной цели и сценария, в содержание которого могут включаться события инцидентов (утечка газа, разрыв газопровода, самопроизвольное переключение крана, пожар и пр.). Тренировка начинается с запуска стартового состояния системы, в основу которого закладывается срез телеметрии и внешних факторов. Стартовое состояние ГТС в ИСТ ПДС может инициализироваться на основе реальных данных, взятых из БФД газотранспортного предприятия. Однако при необходимости для этих целей служит специально созданная схема ГТС. Для реальных срезов в ИСТ ПДС функционирует подробная технологическая схема линейной части ООО «Газпром трансгаз Ухта», а также всех компрессорных цехов.

Поведение человека на производстве основывается на том, как он сам понимает алгоритмы выполнения делегированных ему функций. Формулировка в нормативной документации в подавляющем большинстве не дает ясного понимания прикладного алгоритма функции. Это обусловлено тем, что на алгоритм может влиять множество динамически изменяющихся факторов. Именно этим объясняется наиболее оптимальное и безошибочное выполнение функций опытным персоналом, который действует в большинстве случаев рефлексивно, а не осмысленно. Однако применительно к новым технологиям опыт не всегда является достаточным подспорьем для эффективного выполнения производственных задач.

Для предотвращения ошибок в управлении технологическими процессами (в том числе при аварийных ситуациях) применяется

имитационное моделирование. Будучи участником человеко-машинной системы, человек в системе обозначен как эргатический объект, а человеко-машинная система в целом считается эргатической. Наиболее точно в таких системах моделируется технологический объект. До настоящего времени человек в подобных моделях учитывался как оператор, который должен наблюдать состояние системы и вовремя произвести управляющее воздействие. Первым шагом к моделированию поведения самого человека в производственной системе может быть создание средства, позволяющего перевести делегированные функции в практическую плоскость, учитывая доступный массив факторов в реальном времени, в том числе возможности самого человека и применяемых им средств управления. Попытка такой реализации – информационно-ситуационная карта (ИСК), впервые апробированная в составе ИСТ ПДС. ИСК – новое понятие, обозначающее совокупность методов и средств имитационного моделирования человеческого фактора на производстве. Фрагмент простейшей ИСК приведен на рис. 3.

Каждый элемент ИСК может иметь множество настроек и включать в себя специализированные методы. К примеру, микрофункция ИСК «Запрос (главный диспетчер). Разрешение приема смены» (см. рис. 3) частично показывает, что будет активирован диалог, основная смысловая нагрузка которого сведется к установлению возможности сдающим и принимающим смены начать процесс приема смены. Запрос направлен интеллектуальному объекту – «главному диспетчеру». Его реакция является важным параметром и влияет на формирование дальнейшего алгоритма действия. Диалог при этом не имеет точно заданной конструкции и строится по законам нормальной устной речи. Смысловая нагрузка диалога конвертируется в частном случае в определенный параметр, влияющий на выбор интеллектуальным объектом варианта действий в рамках дальнейшего выполнения своих функций.

Моделирование человеческого фактора в системе реализуется за счет гетерогенной мультиагентной взаимодействующей или конкурирующей среды с использованием интеллектуальных агентов – модельных программных проекций человека. Интеллектуальный агент – программа, имитирующая поведение человека (сотрудника), которому делегированы

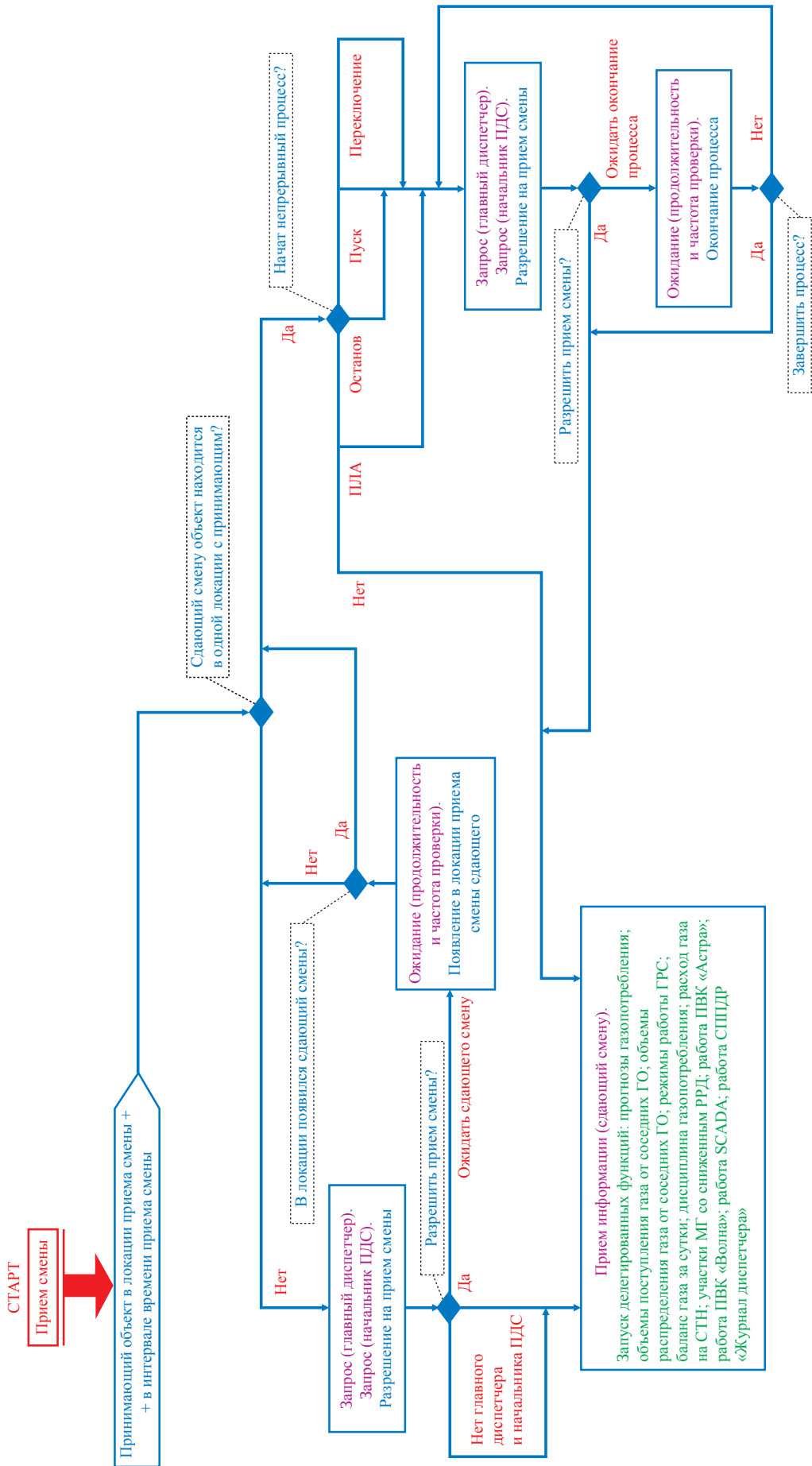


Рис. 3. **Фрагмент ИСК приема смены диспетчера:** ГО – газотранспортное общество; ГПА – газоперекачивающий агрегат; ГРС – газораспределительная станция; ПЛА – план ликвидации аварии; СППДР – система поддержки принятия решений; СТН – собственные технологические нужды; РРД – разрешенное рабочее давление

обязанности и для которого определены возможности в соответствии с нормативной документацией и текущими условиями внешней обстановки, природной, технологической и эргатической. Это самостоятельная интеллектуальная система, имеющая возможность принимать воздействие со стороны внешнего мира и других систем, определять свою реакцию на это воздействие и осуществлять ее исходя из делегированных ей полномочий организационно-технического плана.

В соответствии с целевой учебно-тренировочной задачей в ИСТ ПДС каждому агенту назначаются определенные производственные функции на основе ИСК, позволяющих программировать выполнение функций агентом. ИСК реализует модель практического выполнения человеком делегированной ему производственной функции, ее части или нескольких делегированных функций. Как следствие, карту можно разрабатывать для части или целой делегированной функции, а также для нескольких функций одновременно. ИСК допускают дробление и, наоборот, интеграцию в одну или несколько карт. Таким образом, всю производственную деятельность специалиста можно описать с помощью набора или одной большой ИСК.

ИСК состоит из функциональных паттернов и связей, соединенных между собой в виде разветвленного блочного алгоритма логически возможной последовательности выполнения делегированной макрофункции, квантованной на микрофункции и микрорешения (связи ИСК) – функциональные паттерны. Функциональный паттерн ИСК – это формализованное описание вида микрофункций, микровыборов или микрорешений, содержащее их свойства, условия инициализации и завершения, способствующие факторы и условия их влияния, а также методы выполнения паттерна. Перечисленные составляющие определяются при описании каждого функционального паттерна. Микрорешения имеют дополнительное свойство приоритета, вычисляемое каждый раз после выполнения очередного паттерна.

Основной особенностью ИСК является непрерывное изменение приоритетов решений в реальном времени, что обуславливает неоднозначность динамически формируемого сценария выполнения ИСК в зависимости от текущих условий. Всего при создании ИСК

в рамках данной технологии используются семь видов паттернов: активация, инициализация, микрофункция, микровыбор, микрорешение, встроенная ИСК, завершение (деактивация) ИСК. Обязательны паттерны активации, инициализации и завершения. В один момент времени один интеллектуальный агент может выполнять один или несколько паттернов, если таковые допускают пассивное выполнение. Таким образом, в активном состоянии один агент в один момент времени может выполнять параллельно несколько ИСК.

В основе поведения интеллектуальных агентов в ИСТ ПДС лежат ИСК, позволяющие в каждый момент времени, в зависимости от текущих обстоятельств, обоснованно определять наиболее оптимальные действия агента по выполнению делегированных ему производственных функций. На каждую делегированную функцию существует своя ИСК. Каждая такая карта имеет начало (описание набора факторов, при котором она инициализируется) и цель, достижение которой будет означать окончание функции. Все кванты выполнения ИСК основаны на прикладном проектировании действий, описанных в нормативной документации, и, значит, напрямую зависят от ситуации и поведения исполнителя.

Для информационного взаимодействия оператора с интеллектуальными агентами используются гаджеты связи, сконструированные на основе стандартных средств связи – стационарных и мобильных телефонов, раций и селекторов – с использованием речевых технологий. С точки зрения человека связь его с агентом осуществляется привычным способом – набором номера или нажатием клавиш и кнопок в форме естественного для человека речевого ситуационного диалога.

Процесс транспортировки газа управляется путем изменения состояния технологических объектов ГТС. Для оператора в роли диспетчера Общества или линейного производственного управления доступны инструменты управления SCADA, а также запросы и вводные инструкции, передаваемые посредством голосовой связи «человек – интеллектуальный агент». Агенту доступно как прямое воздействие в случае моделирования действий человека непосредственно на объекте ГТС (открытие крана и т.д.), так и с помощью инструментов SCADA.

Таким образом, реализованный подход обеспечивает высокую идентичность модели производственной обстановке и физике технологических процессов на предприятии. Это позволяет обучающемуся персоналу нарабатывать рефлексы оптимального выполнения диспетчерских функций в штатных и нештатных ситуациях, тем самым значительно повышая уровень своего профессионализма.

Список литературы

1. Юшманов В.Н. Пилотный проект повышения квалификации кадров в организации диспетчерского управления ООО «Газпром трансгаз Ухта» / В.Н. Юшманов, А.Н. Снежин, В.М. Простокишин // Газовая промышленность. – 2014. – № 4. – С. 47–49.
2. Простокишин В.М. Моделирование режимов нестационарного неизоэнтальпического течения неидеального газа по длинным промышленным трубам с использованием технологии распараллеливания вычислений CUDA / В.М. Простокишин, А.Н. Снежин, И.Я. Васкань и др. // Материалы XI Всероссийского съезда по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики. – Казань, 2015. – С. 233.
3. Васкань И.Я. Распараллеливание расчетов при моделировании ГТС с использованием технологии CUDA / И.Я. Васкань // VI Международная молодежная научно-практическая конференция «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность. Перспективы и проблемы импортозамещения»: тезисы докладов. – М., 2015. – С. 37.

Modelling off-nominal and emergency conditions in state-of-art training simulators

S.Yu. Salnikov¹, A.N. Snezhin^{1*}, V.M. Prostokishin¹, I.Ya. Vaskan¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. In modern conditions of fast-growing technological systems the human factor plays increasingly important role in regard of safety ensuring. Analysis of emergency incidents within gas transport industry shows that more than a of half of them occurred due to an unpredictable combination of technical failures and human errors. Usually, the unintentional actions beyond the regulated boundaries together with evasion of the necessary rules become the reason for such an incident.

The complexes for dispatch service training, available now in the gas-transport sphere, are based on the gas dynamic models of the industrial pipeline systems. In present, large amount of results accumulated in psycholinguistics, computing techniques and information technology opens the possibility to construct training systems on a principally new level, taking into account the peculiar properties of complicated ergatic systems – the systems where human function plays a governing role. For the first time in industrial practice a complicated industrial system is considered and modeled as a complex medium concerning interacting of technological and ergatic objects.

The article exposes the peculiarities of ergatic industrial systems' modelling on example of Smart Functional Training System for managers and specialists of Gazprom Transgaz Ukhta LLC dispatch service, which is being developed now in Gazprom VNIIGAZ LLC.

Keywords: intelligent training system, training equipment, simulator, emergency, dispatcher service, training tasks, Gas-Transport System (GTS).

References

1. YUSHMANOV, V.N., A.N. SNEZHIN, V.M. PROSTOKISHIN. Pilot project of in-service education on managing the dispatch control at Gazprom transgaz Ukhta [Pilotnyy proyekt povysheniya kvalifikatsii kadrov v organizatsii dispetcherskogo upravleniya ООО "Gazprom transgaz Ukhta"]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2014, no. 4, pp. 47–49. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. PROSTOKISHIN, V.M., A.N. SNEZHIN, I.Ya. VASKAN et al. Simulation of regimes for variable non-isothermal flow of an imperfect gas lengthwise long industrial pipes using the parallelizing CUDA technology [Modelirovaniye regimov nestatsionarnogo neizotermicheskogo techeniya neidealnogo gaza po dlinnym promyshlennym trubam s ispolzovaniyem tekhnologii rasparallelivaniya vychisleniy CUDA]. In: *Proc. of XI All-Russia congress on fundamental problems of theoretical and applied mechanics, Kazan, 2015*. Pp. 233. (Russ.).

3. VASKAN, I.Ya. Parallelizing of calculations while simulating a gas transport system by means of CUDA technology [Rasparallelivaniye raschetov pri modelirovanii GTS s ispolzovaniyem tekhnologii CUDA]. In: *Proc. of International youth scientific practical conference "New technologies in gas industry: experience and succession. Outlooks and issues for import substitution"* ["Novyye tekhnologii v gazovoy otrasli: opyt i preyemstvennost. Perspektivy i problemy importozameshcheniya"]. Moscow, 2015, no. VI, pp. 37. (Russ.).

УДК 622.691.4::332.36

Оценка влияния природных воздействий в задачах обеспечения надежной и безопасной эксплуатации газотранспортной системы 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. Многообразие природных факторов, влияющих на надежность объектов газоснабжения, связано со значительной протяженностью газопроводов Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России и разнообразием природно-климатических зон, в которых она эксплуатируется. Поэтому анализ статистических данных об авариях на объектах ЕСГ, отражающий реальное состояние процессов проектирования, строительства и эксплуатации системы, является основой для разработки адекватных мероприятий по обеспечению высокого уровня надежности эксплуатации инженерных сооружений.

В статье на основе данных корпоративной статистики за период 1990–2015 гг. анализируется структура причин аварий на объектах газотранспортной системы с целью идентификации и количественной характеристики составляющей природных воздействий в аварийных ситуациях. При этом природные источники опасности рассматриваются дифференцированно: как основные причины аварий и как факторы, способствующие проявлению скрытых дефектов трубопроводов.

Представленные данные могут быть использованы в качестве научно-информационной, методической и фактологической поддержки при разработке мероприятий, направленных на безопасную и надежную эксплуатацию газотранспортной системы.

Ключевые слова: газотранспортная система, магистральные газопроводы, линейная часть магистральных газопроводов, аварийность, природные риски, природные опасности.

Актуальность работ. Базовая проблематика

Актуальность оценки влияния природных воздействий на газотранспортную систему ПАО «Газпром» в целях обеспечения ее надежной и безопасной эксплуатации обусловлена:

- подверженностью объектов ПАО «Газпром» воздействию широкого спектра опасных природных процессов, оказывающих существенное влияние на их техническое состояние (аварийность) и устойчивое функционирование;
- продвижением газовой отрасли в районы Восточной Сибири и Дальнего Востока со сложными или экстремальными на значительных территориях природно-климатическими условиями;
- объективными (активизация процессов после строительства, расчет нагрузок и воздействий по ограниченным данным наблюдений в малоосвоенных регионах) и субъективными (ошибки проектирования, недостатки строительства) причинами возникновения аварийных ситуаций, инициированных природными факторами на функционирующих объектах газотранспортной системы (ГТС);
- необходимостью системного подхода к разработке адекватных масштабам природных воздействий и экономически обоснованных мероприятий по повышению надежности, безопасности функционирования объектов ГТС, предупреждению и смягчению последствий чрезвычайных ситуаций.

Природные факторы учитываются как источники потенциальной опасности для целостности магистральных газопроводов (МГ) различными методическими рекомендациями по анализу риска аварий, стресс-коррозионного (коррозионное растрескивание труб под напряжением – КРН) состояния, прогнозированию технического состояния МГ и оценке ресурса, приоритизации участков ремонтно-профилактических работ. В части оценки влияния природных факторов на аварийность газопроводов

применяемые методические подходы обладают определенными недостатками, а именно:

1) природные факторы не дифференцируются на источники одномоментной (прямые источники аварий) и перманентной (природные факторы как источники многолетних воздействий) опасности. Поэтому воздействие природных факторов – источников многолетних воздействий (геодинамические, эрозийные, криогенные процессы, просадочные свойства грунтов и качественный состав грунтовых вод и т.п.) – либо не учитывается, либо размывается по другим группам факторов влияния;

2) при назначении «веса» факторов – источников перманентной опасности – весовые коэффициенты присваиваются экспертно, без учета региональной специфики и подтверждения корреляционными связями или моделями, разработанными для дифференцированной оценки их вклада в аварийность по различным причинам аварий;

3) весовые коэффициенты рассчитываются по относительному вкладу аварий в общую структуру аварийности за последние пять (реже – 10) лет, т.е. за период, недостаточный для идентификации наиболее опасных природных процессов, повторяющихся раз в 25–50 лет и реже. Так, расчет весовых коэффициентов «природных аварий» по их вкладу в аварийность за период 2010–2015 гг. дает не только заниженные абсолютные оценки, но и исключает из оценки риска масштабные источники (например, массовые сели и дождевые паводки, имевшие место на обширных территориях Северо-Кавказского и Южного федеральных округов в 2002 г.);

4) в ряде методик генетически разные природные процессы и феномены, являющиеся как одномоментными, так и перманентными источниками, объединяются в одну группу (например, «движение грунта, вызванное природными явлениями», «подвижки и деформации грунта»). Это не позволяет корректно оценить опасность конкретного воздействия, поскольку каждый процесс имеет собственные закономерности развития и активизации (повторяемость событий, масштаб воздействия).

Таким образом, корректная количественная оценка влияния природных факторов на функционирование объектов ГТС на основе анализа многолетних статистических данных об авариях – актуальная задача.

Целью представленных в статье **исследований** являлась идентификация природных факторов, опасных и неблагоприятных с точки зрения функционирующих объектов ГТС, и получение количественных характеристик составляющей природных воздействий в аварийных ситуациях для использования при решении задач обеспечения надежной и безопасной эксплуатации ГТС ПАО «Газпром».

Методические аспекты. Количественные оценки влияния природных воздействий, которые позволили обосновать структуру аварийности объектов ГТС в зонах ответственности дочерних обществ и рассчитать весовые коэффициенты природных факторов, получены в ходе работ по идентификации источников природной опасности на основе данных корпоративной статистики аварий. Статистический анализ причин и факторов аварийности проведен по данным актов расследования причин аварий за период 1990–2015 гг. (более 700 актов), по отношению к авариям установленного природного характера – за период 1971–2015 гг. Продолжительность анализируемого периода выбрана исходя из необходимости применения единого подхода к определению причин аварий в установленный временной интервал: например, согласно статистической отчетности по аварийности, идентификация аварий по причине КРН началась с 1989 г. Кроме того, учитывалось, что продолжительность анализируемого периода должна быть достаточной для выявления влияния природных факторов более редкой повторяемости. Корректность выбора анализируемого периода подтверждается результатами анализа актов расследования за 1971–1989 гг. (708 актов), который не расширил спектр источников природных опасностей.

В статистическом учете основных причин аварий сложилась практика отражать в графе «причина аварии» влияние опасных природных процессов формулировкой «стихийное бедствие» без дифференциации иницирующих источников. Поэтому на первом этапе исследования аварии по причине «стихийного бедствия» были систематизированы по природным источникам опасности, создающим поражающие факторы.

Результаты анализа аварийности

Как показал анализ данных, аварии, инициированные природными процессами, наиболее часто происходили на линейной части (ЛЧ)

МГ (89 % от общего числа аварий), 11 % аварий случились на площадных объектах. Далее причины аварий природного характера дифференцированы по источникам отдельно для ЛЧ и площадных объектов ГТС.

Опасные природные процессы и явления («стихийные бедствия») зафиксированы в актах как основная причина 6,7 % аварий на ЛЧ МГ, чаще всего это были оползни, дождевые паводки, сходы селей, криогенные процессы (рис. 1, 2).

В отношении площадных объектов ГТС природными источниками инициировались аварии только на газораспределительных станциях (ГРС), в том числе автоматизированных (7 %). В относительном выражении их количество сопоставимо с количеством аварий на линейных объектах. Но аварии на ГРС

по причине опасных природных процессов происходят намного реже, чем на линейных объектах (более чем в 7 раз), и обусловлены меньшим по сравнению с ЛЧ количеством источников опасности – молниями (5,6 %), подтоплением грунтовыми водами (1,4 %).

Согласно данным ООО «Газпром энерго» о нарушениях работы энергетических объектов, метеорологические процессы и явления послужили причиной 20 % нарушений энергоснабжения компрессорных станций, из них 18 % связаны с воздействием на воздушные линии электропередачи (ЛЭП) шквалов, гроз, сильных порывов ветра и 2 % – с влиянием гололедных и сложных отложений. Анализ корпоративной статистики аварий за период 1990–2006 гг. [1] показал, что влияние природных факторов

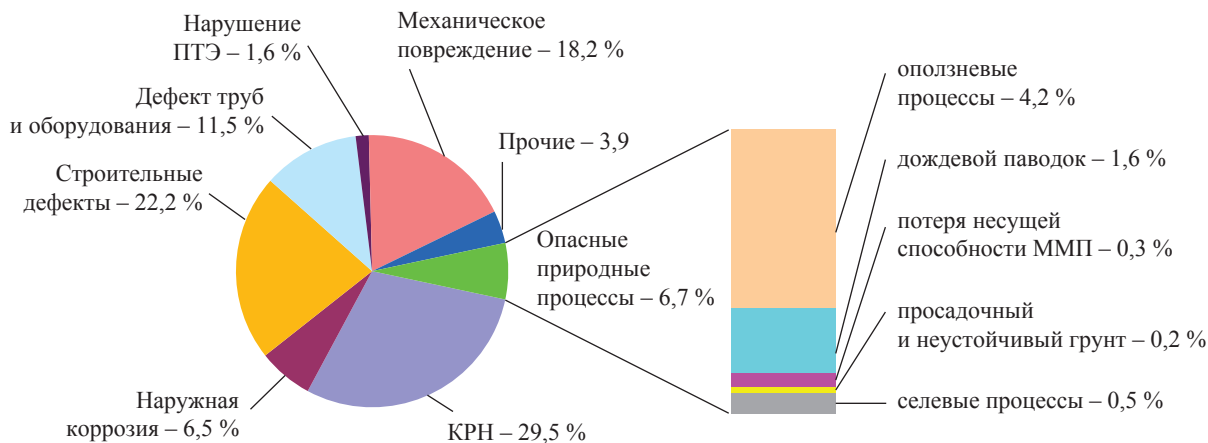


Рис. 1. Структура причин аварийности ЛЧ МГ ПАО «Газпром» за период 1990–2015 гг.: ПТЭ – правила технической эксплуатации; ММП – многолетнемерзлые породы

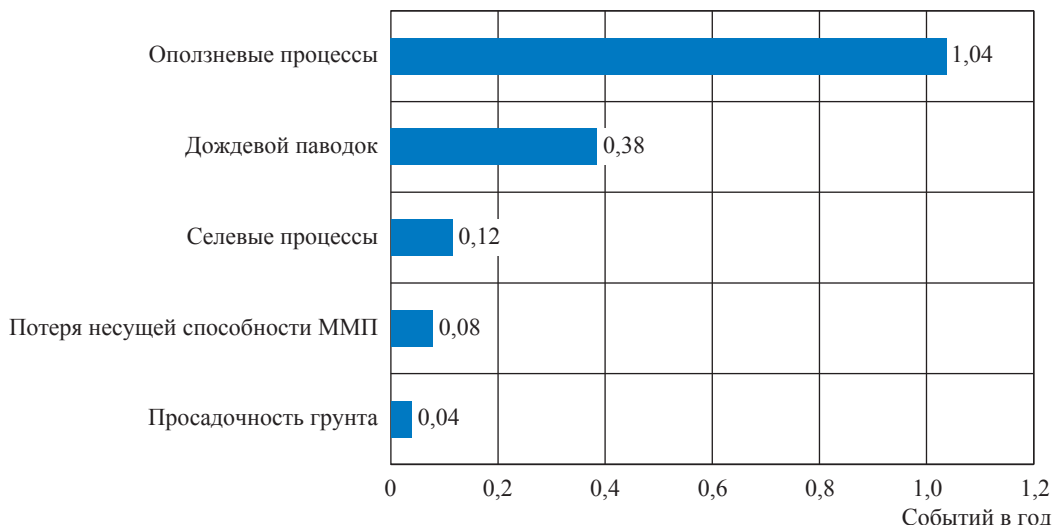


Рис. 2. Частота аварий на ЛЧ МГ по причине стихийных бедствий за период 1990–2015 гг.

на целостность объектов газоснабжения может рассматриваться в двух аспектах:

1) природные факторы как прямые источники аварий (источники одномоментной опасности), вызывающие «мгновенное» разрушение (землетрясения, оползни, дождевые паводки, сели и др.);

2) природные факторы как источники многолетних воздействий (источники перманентной опасности), стимулирующие проявление скрытых дефектов трубопроводов (геодинамические, эрозионные, криогенные процессы, просадочные свойства грунтов, химический состав грунтовых вод и т.п.).

Для периода 1990–2015 гг. доля локальных неблагоприятных природных факторов, стимулирующих проявление скрытых дефектов, в аварийности на линейных объектах в среднем составляет 32,5 % (рис. 3), варьируясь в зависимости от группы основной причины аварии от 30 до 52 % (рис. 4). Наибольший процент неблагоприятных локальных природных факторов приходится на аварийность по причинам КРН (52 %), наружной коррозии (45 %) и строительных дефектов (41 %).

Для оценки значимости для газопроводов выявленных факторов опасности природных воздействий на рис. 5 неблагоприятные природные факторы аварийности эксплуатируемых газопроводов ранжированы по частоте аварий.

Очевидно, что количественные оценки влияния природных процессов будут варьироваться в зависимости от территориального размещения объектов. Поэтому значимость природных факторов целесообразно

установить при анализе аварийности в зонах ответственности дочерних обществ. Например, в структуре аварий на объектах ООО «Газпром трансгаз Югорск» причина «стихийное бедствие» (активизация оползневых процессов) составляет 1 % (рис. 6), вместе с тем локальные природные факторы отмечены в актах расследования причин 45 % аварий (рис. 7).

События с участием локальных неблагоприятных природных факторов в различных группах основных причин аварий составляют от 33 до 75 %. Чаще всего локальные неблагоприятные природные факторы являются фоном аварий, для которых в актах расследования в качестве основных установлены следующие причины:

- наружная коррозия (75 % случаев);
- КРН (55 % случаев);
- строительные дефекты (39 % случаев);
- дефекты труб и оборудования (33 % случаев);
- прочие – комплекс причин (50 % случаев).

Значимость природных воздействий устанавливается и методами интеллектуального анализа данных («добычи» данных, *англ.* data mining). Например, построение и анализ модели логистической регрессии КРН-аварий для ООО «Газпром трансгаз Югорск» (оценивается вероятность того, что событие КРН наступит для нескольких независимых переменных – природных и техногенных факторов) показывает, что локальные природные факторы являются существенными признаками аварий КРН, т.е. их присутствие значительно повышает шансы возникновения КРН.

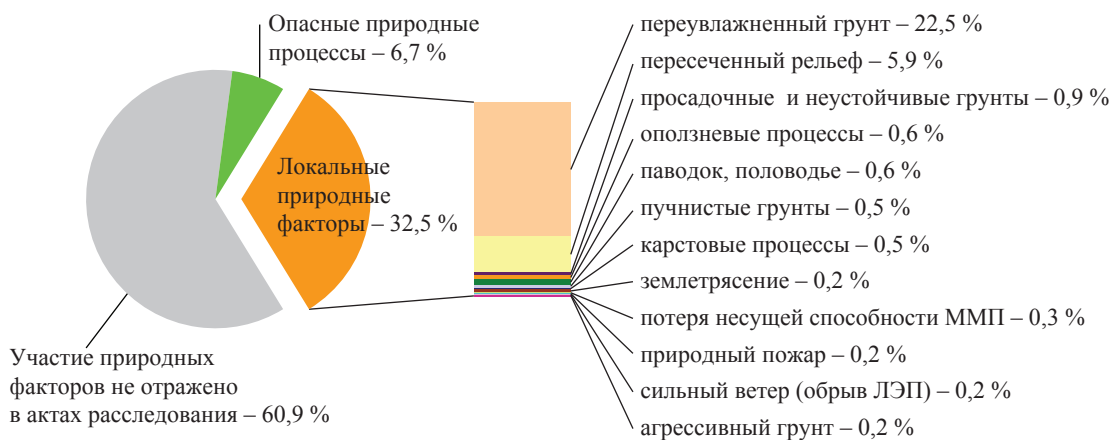


Рис. 3. Структура локальных неблагоприятных природных факторов, на фоне которых произошли аварии на ЛЧ МГ

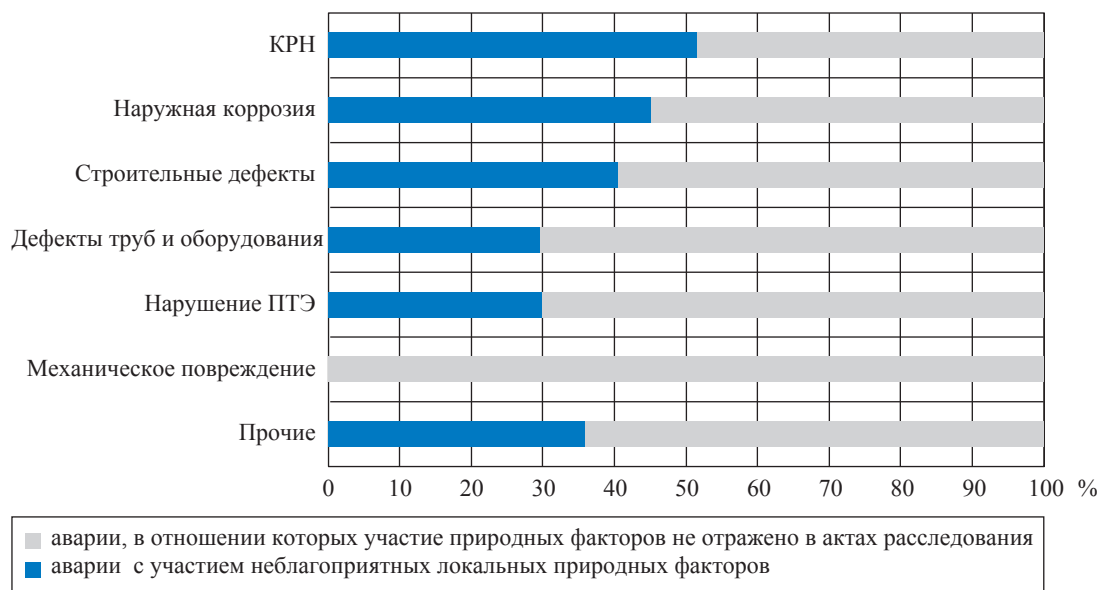


Рис. 4. Доля локальных неблагоприятных природных факторов в причинах аварийности на ЛЧ МГ

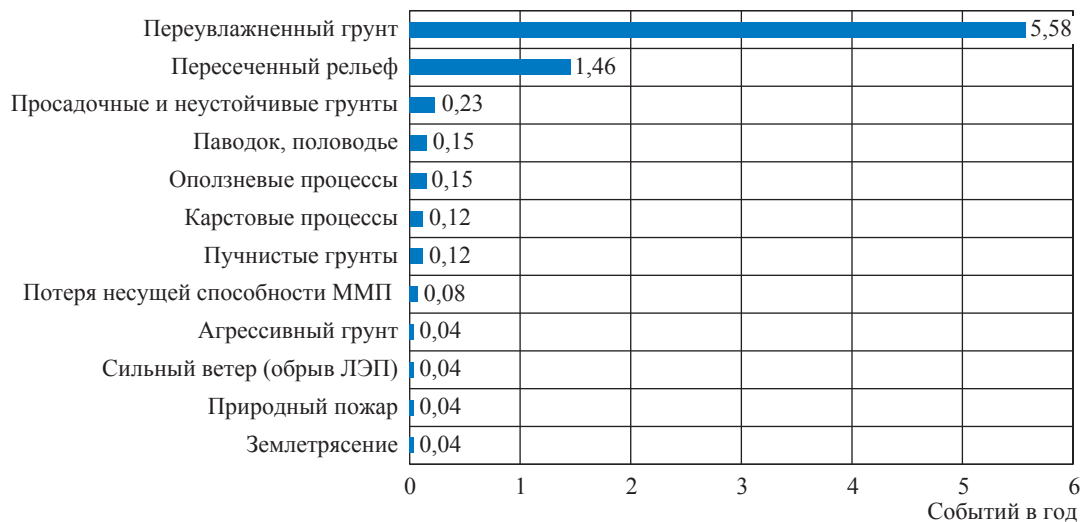


Рис. 5. Частота аварий на ЛЧ МГ с участием природных факторов за период 1990–2015 гг.

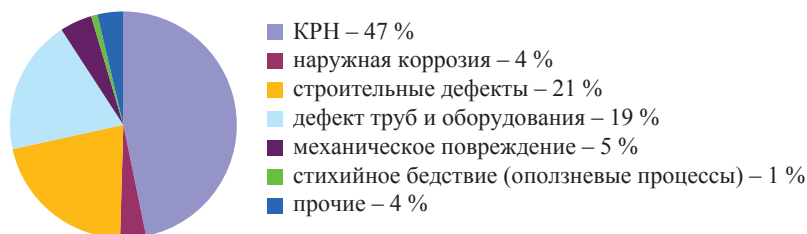


Рис. 6. Причины аварий на ЛЧ МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск» за период 1990–2015 гг.

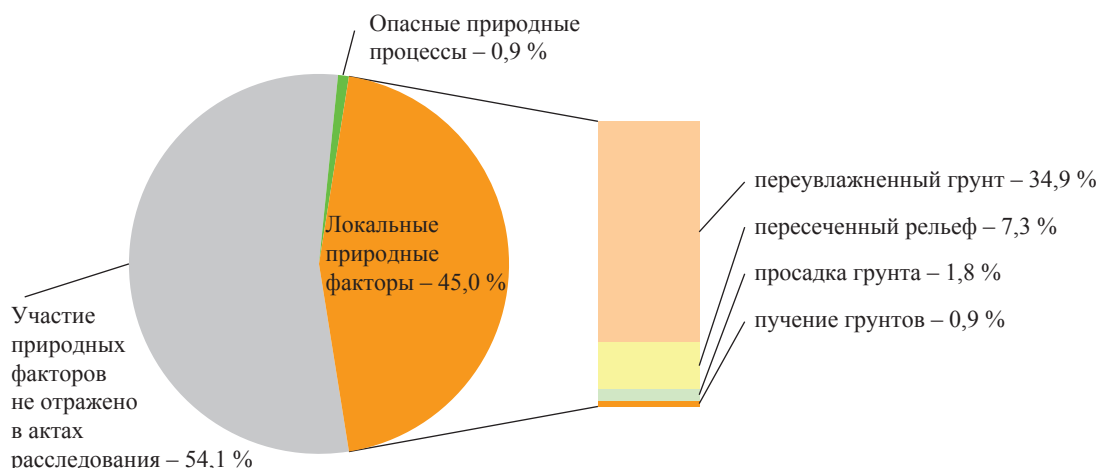


Рис. 7. Структура локальных неблагоприятных природных факторов, на фоне которых произошли аварии на ЛЧ МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск» за период 1990–2015 гг.

Механизмы проявления и воздействия опасных и неблагоприятных природных факторов

В общей сложности полученные данные показывают, что наиболее часто аварии происходили на фоне влияния периодического избыточного увлажнения грунта (см. рис. 7, группа «переувлажненный грунт»). Это обстоятельство, вероятно, связано с формированием на локальных участках неблагоприятных условий: повышением коррозионной активности грунтов (при увеличении их влажности до определенного уровня) и степени минерализации; чередованием грунтов с различной влажностью и, как следствие, неравномерной электрической проводимостью, что приводит к появлению участков с недостаточной защитой от коррозии; возникновением в трубопроводе напряжений, превышающих расчетные, по причине пучения водонасыщенных грунтов; нарушением изоляционного покрытия и т.д. Данный фактор в целом по ПАО «Газпром» установлен для 45 % аварий по причине КРН, 38 % аварий из-за общей коррозии, 23 % аварий из-за дефекта металла труб, 16 % аварий из-за строительных дефектов.

Оползневые процессы, как правило, выступают в роли основной причины аварии, хотя в ряде случаев отмечено их влияние как локальных неблагоприятных факторов, создающих дополнительные нагрузки на трубу в результате подвижек грунта на оползневом склоне и способствующих дальнейшему развитию имеющихся дефектов. В подземных трубопроводах подвижки на оползневых склонах

вызывают значительные изгибные напряжения и деформации; на надземных переходах происходит смещение опор с провисанием трубопровода, опасно и погребение газопровода под телом оползня.

При активизации эрозионных процессов на нарушенных землях¹ с пересеченным рельефом формируются условия, способствующие снижению конструктивной прочности трубопровода за счет усиления напряженно-деформированного состояния трубы по сравнению с прямолинейными участками. К таким условиям можно отнести: возникновение скрытых пустот под нижней образующей трубы в результате вымывания грунта; циклические сезонные подвижки грунта; дополнительные нагрузки вследствие давления грунта при увеличении его мощности. Данные факторы способствуют реализации таких источников аварий, как дефект трубы, коррозия, отступление от проектных решений при проведении строительно-монтажных работ (несоблюдение радиуса кривизны, заглубления, и, как результат, принудительный изгиб трубопровода), являющихся первоисточниками недопустимых напряжений в теле трубы.

Аварии, связанные с гидрологическими процессами, наиболее часто обусловлены гидродинамическим воздействием водного потока при дождевых паводках редкой повторяемости в горных районах. Влияние неблагоприятных локальных факторов связано

¹ См. ГОСТ 17.5.1.01-83. Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения.

с паводковым размывом грунта на береговых участках газопровода в период паводков и половодья, развитием дефектов под действием весовой нагрузки на оголенных участках трубопровода. В условиях равнинных рек береговые участки подводных переходов трубопроводов, засыпанные грунтами нарушенной структуры, интенсивно размываются под влиянием ледохода, подъема уровня воды до нескольких метров, длительного стояния высоких паводковых вод в период весеннего половодья.

Селевые процессы представляют опасность для газопроводов, расположенных в предгорной зоне на гипсометрически низких относительно селеопасных русел рек отметках. Параметры селевых потоков изменяются в широких пределах: скорости движения в транзитной зоне – от первых единиц до первых десятков метров в секунду; максимальные расходы – от нескольких десятков до 1000–1500 м³/с; длительность процесса – от нескольких минут до нескольких часов (реже – более). Аварии, инициированные селевыми процессами, часто имеют место при прохождении дождевых паводков.

В районах развития ММП при взаимодействии трубопроводов с геологической средой происходят сложные механические и тепловые процессы, нарушающие гидротермический режим многолетнемерзлых грунтов, при этом резко активизируются геокриологические процессы, приводящие к деградации мерзлоты: термоэрозия, солифлюкция, наледеобразование, морозобойное растрескивание, термокарст, пучение. Основные и сопутствующие причины аварий на газопроводах, связанные с оттаиванием ММП, обусловлены смещением свайных опор и нарушением центровки трубопроводов, потерей продольной устойчивости трубопроводов, всплытием, арочным выбросом участков или их проседанием.

Потеря продольной устойчивости трубопроводов с выходом (всплыванием) на поверхность и образованием арок и гофров провоцирует отказы и аварии как в зонах развития ММП, так и вне их – на заболоченных и обводненных территориях, на слабосвязанных и торфяных грунтах.

В зонах развития карстовых процессов при отступлении от проектных решений и некачественно проведенных строительно-монтажных работах вследствие просадки грунта на участках газопроводов создаются дополнительные напряжения, превышающие предел прочности

металла трубы. Механизмы поражающего воздействия карстовых процессов на объекты ГТС: гидродинамическое воздействие – разрушение структуры пород, перемещение (вымывание) частиц породы; гравитационное воздействие – смещение (обрушение) пород, деформации земной поверхности.

Разрывы трубопровода в результате пучения чаще всего происходят в начале зимнего сезона, поскольку в этот период скорость промерзания грунтов наибольшая. Трубопровод, испытывая сжатие со стороны промерзающего грунта, постепенно перемещается вместе с ним вверх. По мере увеличения мощности мерзлого грунта скорость перемещения возрастает, что приводит к увеличению напряжений в трубопроводе. Выпучивание последнего продолжается в связи с пучением грунтов, промерзающих под ним, причем наибольшая деформация происходит в момент смыкания промерзающего грунта с кровлей ММП. Кроме того, опасность пучения состоит в неравномерности его воздействия по длине трубопровода, поскольку газопровод пересекает грунты с различными свойствами.

Просадочные явления представляют опасность на территориях распространения лессовых отложений, полигенетических супесей и суглинков, торфов. Группа процессов, вызывающих просадки, может считаться менее опасной в силу предсказуемости динамики процессов, а следовательно, возможности своевременной подготовки к аварийной ситуации. Хотя необходимо отметить возможность значительного повышения интенсивности этих процессов в условиях изменения состояния грунтов, в первую очередь связанного с обильным выпадением осадков или паводковыми явлениями.

Таким образом, основная опасность возникновения аварийных ситуаций для газопроводов возникает в «процессоопасные» периоды, когда происходят резкие изменения температурного режима и режима увлажненности. Причем деформационные процессы иногда имеют различные направления и характеристики в точках, находящихся в непосредственной близости друг от друга, т.е. на участки трубопровода, заключенные между соседними опорами, могут воздействовать совершенно разные напряжения.

Поражающим фактором землетрясений применительно к объектам ГТС является сейсмическое воздействие – сейсмический удар, деформация и гравитационное смещение горных пород (снежных масс, ледников).

Полученные количественные характеристики составляющей природных воздействий в аварийных ситуациях использованы при подготовке методических рекомендаций по анализу техногенного риска объектов ЛЧ МГ, предназначенных для применения при оценке технического состояния, в том числе с помощью СУТСЦ (системы управления техническим состоянием и целостностью) [2].

Таким образом, в результате анализа причинно-следственной логики возникновения аварий на разных этапах развития ГТС и оценки «прямого» и «опосредованного» влияния природных факторов на показатели аварийности объектов ПАО «Газпром» обоснован и разработан алгоритм расчета риска аварий на ЛЧ МГ на базе динамической оценки опасности природных процессов².

² См. Р Газпром 2-2.3-903-2014. Методика расчета рисков на основе динамической оценки опасности природных процессов.

Полученные данные могут быть использованы в методиках оценки риска для разработки критериальных значений по вероятности и существенности дифференциальных (влияние каждого процесса) и интегральных (влияние совокупности процессов) природных рисков для безопасной эксплуатации газопроводов.

Список литературы

1. Власова Л.В. Природные факторы при аварийности газопроводов / Л.В. Власова // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2009. – № 3. – С. 264–270.
2. Рекомендации по учету влияния технико-технологических, природно-климатических и других факторов при прогнозировании аварийности на МГ ОАО «Газпром» / утв. ОАО «Газпром» 27.03.2007.

Estimation of natural effects in tasks aimed at provision of reliable and safe operation of the Gazprom PJSC gas-pipeline network

L.V. Vlasova

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: L_Vlasova@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Variety of natural factors influencing the reliability of gas supply facilities is concerned with the sizable extension of the gas pipelines within the Unified Gas Supply System (UGSS) of Russia and diversity of climatic regions it's being operated in. So, statistical analysis of accidents at the UGSS facilities, which reflects real state of UGSS design, construction and operation, is a basis for development of adequate measures aimed at providing super-reliable operation of engineering structures.

In the article, on the grounds of corporate statistical data for the period of 1990–2015 a structure of reasons for accidents at UGSS facilities is analyzed in order to identify and to estimate quantitatively their natural-effect component. At that, environmental sources of danger are studied differentially both as the main origins of accidents and as the factors promoting development of latent defects of pipelines.

The presented data could be used as scientific, informational, methodical and evidential support for arrangements aimed at safe and reliable operation of the gas-pipeline network.

Keywords: gas-pipeline network, gas main, linear part of gas mains, accidental rate, natural risks, natural dangers.

References

1. VLASOVA, L.V. Natural factors of gas pipelines' accident rate [Prirodnnyye factory pri avariynosti gazoprovodov]. *Geoekologiya, inzhenernaya geologiya, gidrogeologiya, geokriologiya*. 2009, no. 3, pp. 264–270. (Russ.).
2. GAZPROM OJSC. *Recommendations on consideration of technical, engineering, environmental and other factors at forecasting accident rates of the Gazprom OJSC gas mains* [Rekomendatsii po uchetu vliyaniya tekhniko-tekhnologicheskikh, prirodno-klimaticheskikh i drugikh faktorov pri prognozirovanii avariynosti na MG ОАО "Газпром"] / validated on March 27, 2007. (Russ.).

УДК 622.691.4.:[332.36:001.891.57]

Геоинформационные аналитические модели комплексной оценки природных опасностей для Единой системы газоснабжения России

Л.В. Власова^{1*}, Г.С. Ракитина¹, С.И. Долгов¹

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: L_Vlasova@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Комплексные оценки природных опасностей для Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России и регионов перспективного освоения должны основываться на многолетних статистических данных об авариях на объектах, а также на фактическом материале об экстремальных параметрах климатических, геологических, инженерно-геологических и гидрогеологических условий в различных регионах прокладки газопроводов. Корректная количественная оценка влияния природных факторов на объекты газоснабжения встречает ряд ограничений в связи с отсутствием сформированных по единой методике пространственных данных об опасных процессах, протекающих на территории ЕСГ в целом и регионов ее перспективного развития.

Целью работ, результаты которых представлены в статье, является создание информационной среды в формате геоинформационной аналитической модели для интеграции и анализа сформированных на единой методической основе многоуровневых пространственных данных об объектах газотранспортной системы (ГТС) и природных процессах. Модель поддерживает количественную оценку опасности и риска для обоснования мероприятий по обеспечению безопасности действующих и перспективных объектов ГТС.

База пространственных данных модели для каждого иерархического уровня содержит информацию, структурированную по следующим группам тематических слоев: картографическая изученность; аварийность и технические характеристики объектов ПАО «Газпром»; геологические условия, тектоническое строение территории; опасные геологические процессы, гидрогеологические условия; опасные гидрометеорологические явления; современные изменения климата и оценки состояния криолитозоны. Цифровые карты, входящие в базовую модель, согласованы, что обеспечивается составлением карт на единой картографической основе, сопоставимостью классификаций и шкал оценки опасности различных природных процессов, гармонизацией легенд (построением легенды по единому принципу), общим подходом к оформлению.

В статье показаны возможности картографической модели с точки зрения решения следующих прикладных задач: 1) анализа территориального размещения объектов и распределения аварий относительно районов развития опасных природных процессов для выявления и определения потенциальной опасности или значимости факторов аварийности; 2) оценки значимости факторов природного риска (на примере геодинамического фактора); 3) интегральной оценки опасности нескольких процессов для объектов газоснабжения; 4) прогноза наиболее опасных участков с использованием метода распознавания образов. Представлены результаты тематического моделирования в формате серий карт для проведения многофакторного анализа в целях: 1) ранжирования компрессорных станций по степени устойчивости энергоснабжения в условиях экстремальных природных воздействий; 2) определения приоритетов при обследовании компрессорных станций для последующей оптимизации выбора вспомогательного технологического оборудования.

Геоинформационная аналитическая модель комплексной оценки природных опасностей может использоваться в качестве научно-информационной, методической и фактологической поддержки при разработке мероприятий, направленных на безопасную и надежную эксплуатацию объектов ПАО «Газпром».

Ключевые слова:

Единая система газоснабжения, газотранспортная система, аварийность, природные риски, природные опасности, геоинформационная система, картографическая модель.

Актуальность работ. Базовая проблематика

Газотранспортная система (ГТС) ПАО «Газпром» имеет протяженность более 170 тыс. км и функционирует в разнообразных природных условиях на территориях от Западной Сибири до Центральной и Западной Европы. Объекты Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России подвержены непосредственному воздействию практически всех известных типов опасных геологических и гидрологических процессов и опосредованно (через нарушение энергоснабжения) – ряду опасных

метеорологических явлений. Перспективы развития газовой отрасли связаны с расширением ГТС в освоенных регионах и разработкой новых газоносных территорий – п-ова Ямал, Сибирской платформы (Красноярский край, Иркутская обл., Республика Саха (Якутия)), о. Сахалин и др., находящихся в сложных и экстремальных природно-климатических условиях.

Традиционно для оценки риска применительно к объектам газоснабжения в качестве основного показателя используются статистические данные о частоте аварий и инцидентов, которые не в полной мере отражают роль природных факторов риска, поскольку значительное число неблагоприятных природных воздействий как неосновные причины не зафиксированы в актах расследования и не могут быть учтены при расчетах частоты аварий. Целесообразность расширения информационной базы также обусловлена относительно непродолжительным периодом эксплуатации газопроводов, недостаточным для реализации природных источников аварий редкой повторяемости.

Корректная количественная оценка влияния природных факторов на объекты ЕСГ России встречает ряд ограничений в связи с отсутствием однородных (сформированных исходя из единых методических принципов) данных о климатических, геологических, инженерно-геологических и гидрогеологических условиях в различных регионах прокладки газопроводов как для территории ЕСГ в целом, так и для регионов ее перспективного развития. Как правило, недостатки в информационном обеспечении восполняются качественными субъективными «экспертными оценками», не отражающими в полной мере закономерностей развития и корреляции природных факторов и устойчивости функционирования объектов. В связи с этим информационную базу анализа риска целесообразно дополнить оценками состояния опасных природных процессов на территориях функционирования и перспективного освоения ГТС.

Факторы, влияющие на состояние ЕСГ России как сложной природно-техногенной системы, разнородны по иницирующим их процессам, но обладают пространственно-временными свойствами, поэтому наиболее оптимальным инструментом их интеграции в единое информационное пространство являются геоинформационные аналитические (цифровые картографические) модели. Преимуществом

данной формы интеграции в единое информационное пространство однородных и систематизированных данных о природных и техногенных опасностях является возможность привлечения для моделирования тематических данных в различном сочетании, что позволяет анализировать соотношения между компонентами системы и получать синтезированную информацию. Поэтому актуально создание базовой информационно-аналитической картографической модели, обеспечивающей возможность разработки проблемно-ориентированных моделей для выявления причинно-следственных связей между природными факторами и надежностью функционирования объектов газоснабжения.

Целью работ, о результатах которых рассказано далее в статье, явилось создание информационной среды в формате геоинформационной аналитической модели для интеграции и анализа сформированных на единой методической основе многоуровневых пространственных данных об объектах ГТС и природных процессах, которая обеспечит количественную оценку опасностей и рисков для обоснования мероприятий по поддержанию безопасности действующих и перспективных объектов ГТС.

Методологические и методические аспекты

Основополагающим методологическим принципом построения базовой модели является иерархичность. Иерархия модели ГТС соответствует уровням управления в ПАО «Газпром»: 1) макроуровень – ЕГС в целом с учетом перспектив ее развития (территория России); 2) мезоуровень – объекты газоснабжения в зоне ответственности дочернего общества; 3) микроуровень – функциональные технологические блоки. Данный аспект определяет разномасштабность (детальность) базовой картографической модели в зависимости от уровня управления и решаемых задач.

База пространственных данных модели содержит информацию по технологическим объектам ПАО «Газпром» и сформированные на единой методической и картографической основе данные по природным факторам, формирующим потенциальные угрозы для функционирования ГТС с учетом перспектив ее развития. Физически база включает следующие данные: классы точечных, линейных, полигональных пространственных объектов, растровых данных и таблиц. Географические

данные имеют пространственное – на карте – и атрибутивное – в таблице – представление. Для решения различных задач таблицы данных могут связываться. Особо нужно отметить, что геоинформационные системы (ГИС) позволяют связывать пространственным соединением таблицы, не имеющие общих атрибутивных полей.

Логически классы пространственных объектов базы данных организованы в тематические группы слоев, характеризующие природные факторы для территории ЕСГ (с учетом перспектив ее развития в восточных регионах) и технологические объекты. Наиболее значимые группы природных факторов определены на этапе идентификации источников природной опасности для объектов ЕСГ при анализе актов расследования причин аварий, фондовых источников и научной литературы [1, 2]:

- опасные геологические процессы (сейсмичность, оползни, сели, обвалы, эрозионные, карстовые, криогенные, русловые процессы);
- геологические условия (четвертичные отложения, рельеф, геотектонические и геодинамические условия – активные разломы, современные вертикальные движения земной коры и т.д.);
- гидрогеологические факторы (обводненность участков; уровень, преобладающий состав и минерализация грунтовых вод и др.);

- физические, химические, физико-химические, физико-механические свойства грунтов и почв (гранулометрический состав, кислотностно-основные свойства, водопроницаемость, просадочность, пучиноопасность и др.);

- гидрометеорологические процессы, динамика их параметров в связи с глобальными климатическими изменениями (экстремальные природные явления – наводнения; сильные снег, дождь, ветер, морозы; тренды глобальных климатических изменений).

Таким образом, тематически база данных модели для каждого иерархического уровня содержит структурированную по группам тематических слоев информацию (таблица). Цифровые карты, входящие в базовую модель, согласованы, что обеспечивается:

- составлением карт на единой картографической основе;
- сопоставимостью классификаций и шкал оценки опасности различных природных процессов;
- гармонизацией легенд (построением легенд по единому принципу);
- общим подходом к оформлению.

Основные функции картографической модели (рис. 1):

- визуализация всех типов координатно привязанных данных, в том числе трехмерная;
- представление атрибутов объектов слоя в табличном виде;

Структура базовой картографической модели

Группа тематических слоев	Содержание
Картографическая изученность территории ЕСГ и восточных регионов	Геологическая, гидрогеологическая, инженерно-геологическая, геокриологическая и геоэкологическая изученность картами в масштабах 1:1000000, 1:500000, 1:200000
Объекты ЕСГ и их аварийность	Технические характеристики объектов ЕСГ, акты расследования причин аварий с 1971 г. по настоящее время
Геологические условия, тектоническое строение территории	Тектонические единицы, активные разломы, линеаменты
Инженерно-геологические и гидрогеологические условия	Сейсмическое районирование. Распространение и опасность оползней, просадочных пород, селей, карста, русловых, береговых и криогенных процессов
Современные изменения климата и оценки состояния криолитозоны	Тренды современных изменений температуры воздуха, прирост глубины протаивания грунтов, потенциальные геокриологические опасности
Опасные гидрометеорологические процессы и явления	Опасность затоплений в период половодья; повторяемость экстремальных метеорологических процессов и явлений (сильного снега, гололеда, ветра и т.д.), потенциально опасных для работы и энергоснабжения компрессорных станций (КС)
Топооснова, дополнительные сведения	Листы Государственной геологической карты ГГК-200 (геологические, гидрогеологические, геоэкологические данные), текстовые описания и пр.

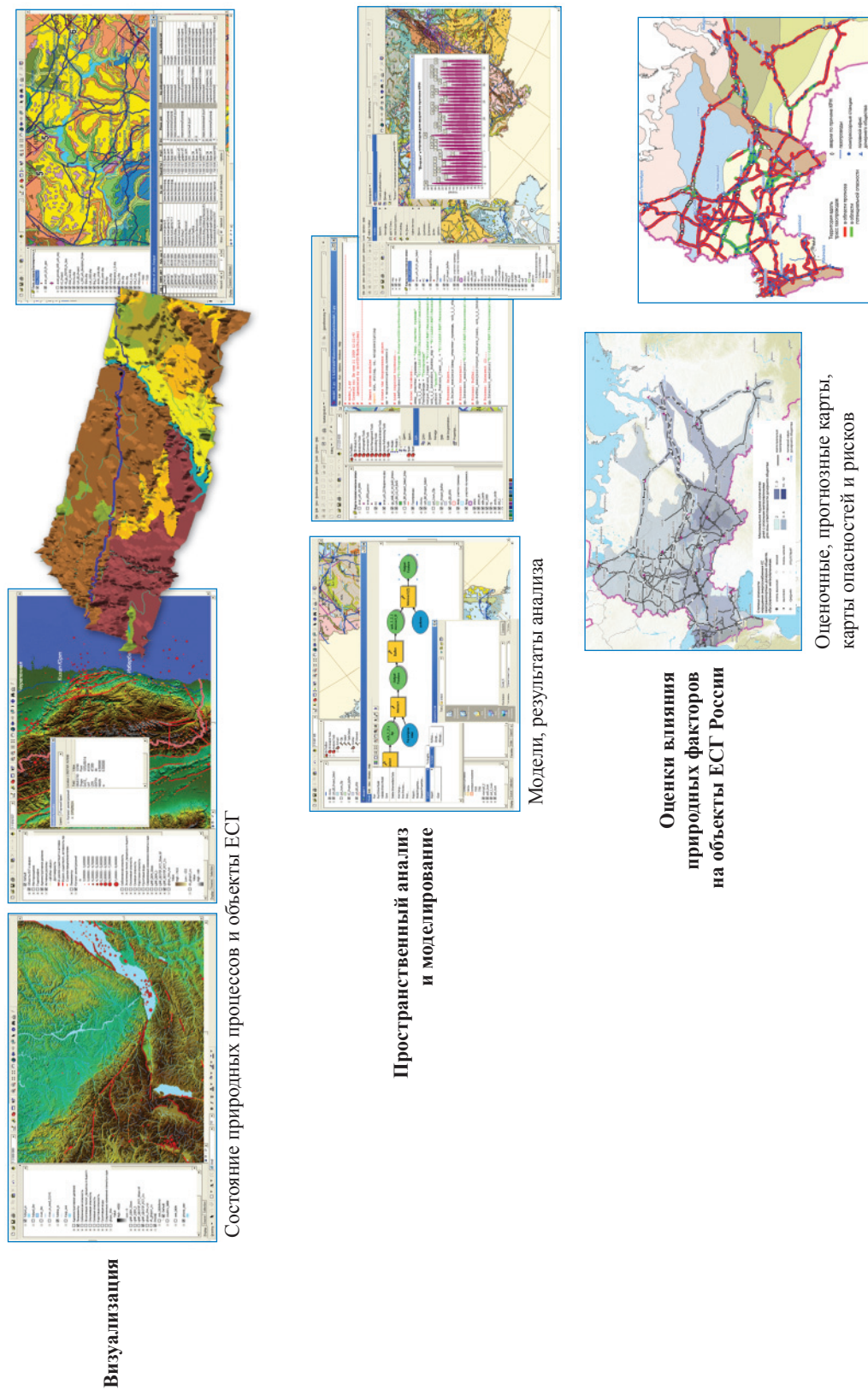


Рис. 1. Возможности базовой картографической модели

- трехмерная визуализация;
- построение отчетов и диаграмм по выборкам данных;
- тематическое моделирование – разработка цифровых картографических моделей, содержащих данные об объектах тематического картографирования и их характеристики. Результатом моделирования являются тематические карты и оценки, отражающие влияние природных факторов на объекты газоснабжения.

Результаты исследований

Базовая модель является информационной основой для разработки тематических моделей: оценки влияния природных факторов, разработки атласов и серий тематических карт. Информационные ресурсы модели были использованы для создания ГИС-атласа «Комплексная оценка природных опасностей для объектов ОАО «Газпром»» [3]. Далее приведены примеры пространственного моделирования и пространственного анализа в среде картографической модели для решения задач повышения устойчивости функционирования, надежности и безопасности объектов ГТС ПАО «Газпром».

Территориальное распределение объектов в зонах опасности. Наиболее простым вариантом использования ресурсов картографической модели является анализ территориального размещения объектов или распределения аварий относительно районов развития опасных природных процессов для выявления и определения потенциальной опасности или значимости факторов аварийности (рис. 2).

Оценка природных факторов риска. Обширная информационная база картографической модели может быть использована для углубленного ГИС-анализа. При этом формируются проблемно-ориентированные модели и разрабатываются новые тематические карты с целью выявления причинно-следственных связей между условиями природной среды и надежностью функционирования объектов газоснабжения.

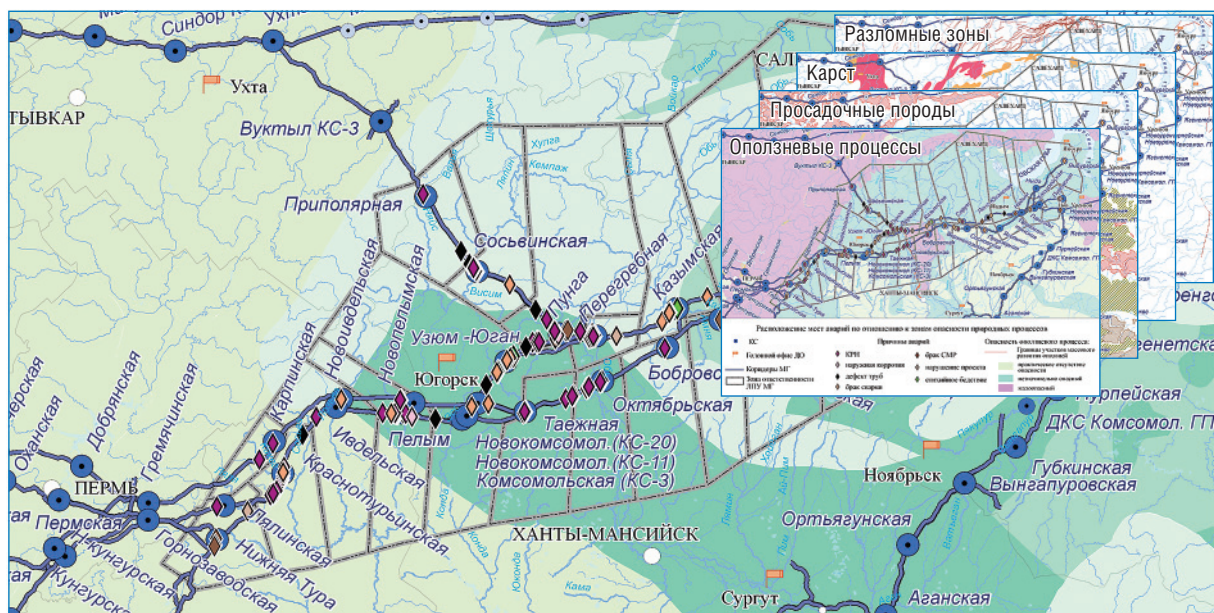
Так, на рис. 3 показан пример оценки факторов природного риска на базе модели. В базе данных модели выбраны (селектированы) аварии по причинам: дефектов труб, общей коррозии, коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), брака сварочных и строительно-монтажных работ, нарушения и ошибки проекта (63 % от общего количества

аварий). С помощью модели установлено, что в зонах влияния геодинамических структур находится 7,5 % селектированных аварий (4,8 % от общего количества аварий). Аварии чаще приурочены к зонам активных разломов (горно-складчатые области), чем к линеаментам (платформенные области). В среднем частота аварий составляет: в зонах пересечения с активным разломом – 0,12 аварий на одно пересечение, в зонах пересечения с линеаментом – 0,09 аварий на одно пересечение.

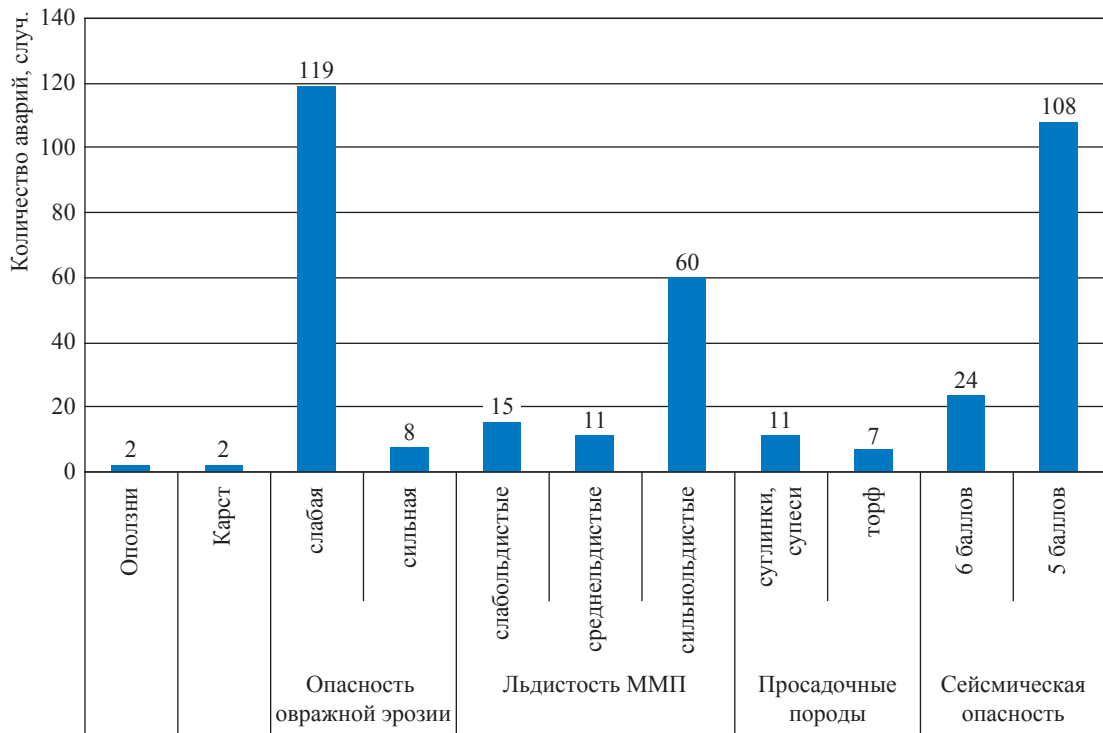
Таким образом, для газопроводов ЕСГ в целом фактор риска разрывных тектонических смещений не может являться определяющим с точки зрения идентификации и прогноза аварийно опасных участков. Вместе с тем геодинамический фактор следует учитывать (с использованием весовых коэффициентов) при комплексной оценке природных рисков для объектов газоснабжения. Значимость такого природного фактора может быть определена аналогично для любого интересующего участка территории функционирования ГТС, где его «вес» способен превысить весовой коэффициент, усредненный по всей системе, либо оказаться меньше него.

Интегральные оценки. В процессе тематического моделирования для определения территорий вдоль трасс МГ с наибольшей опасностью геологических процессов (землетрясений, разломных зон, оползней, карста, просадок и т.д.) выделение наиболее опасных территорий целесообразно начать с макроуровня для дальнейшей детализации информации на мезо- и микроуровнях. С этой целью из соответствующих файлов данных о распространении и интенсивности развития опасных геологических процессов делают выборки зон наибольшей опасности. По трассам газопроводов выделяют зоны влияния. В результате комплексирования данных получен результирующий файл, отражающий зоны наибольшей опасности геологических процессов вдоль трасс газопроводов для всей ГТС (рис. 4). Выявленные участки в дальнейшем ранжируются по степени опасности с учетом весовых коэффициентов, рассчитанных для каждого природного фактора. Для участков, показанных на рис. 4, целесообразно проведение углубленного анализа с использованием более детальной информации.

Аналогичным образом определяется протяженность трасс в зонах потенциальной опасности природных процессов различного генезиса,



а



б

Рис. 2. Пример отображения территориального распределения аварий относительно районов развития опасных природных процессов в форме карты (а) или отчета из базы данных (б): ММП – многолетнемерзлые породы

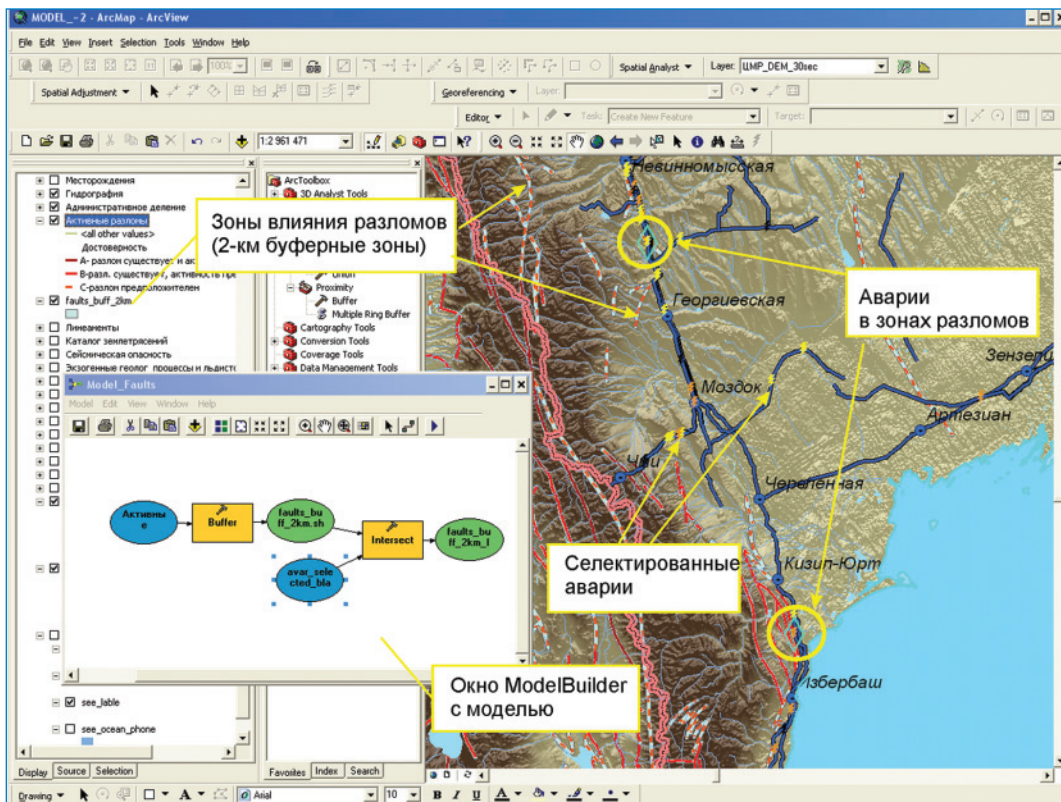


Рис. 3. Выявление (на базе модели) геодинамического фактора риска для функционирования газопроводов

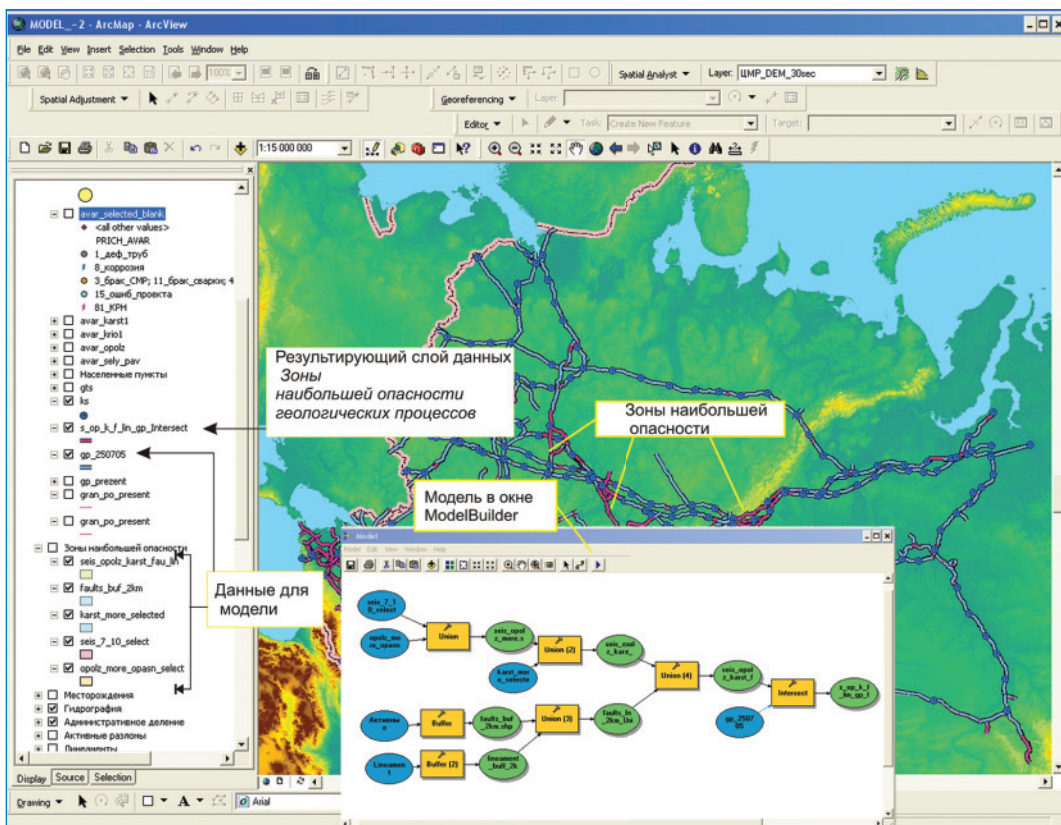


Рис. 4. Пример определения зон наибольшей опасности геологических процессов вдоль трасс газопроводов путем комплексирования слоев модели: ширина зон влияния – 2 км

в том числе с дифференциацией по газотранспортным предприятиям.

Анализ природных факторов с использованием метода распознавания образов. Природные факторы риска имеют вес, но не являются определяющими с точки зрения идентификации и прогноза аварийно опасных участков. Условия для возникновения ряда аварий формируются при сочетании множества природных факторов, которые служат косвенными признаками, поскольку связь между ними и возникновением аварийного состояния неоднозначна. Поэтому на базе модели предложен и реализован алгоритм анализа природных факторов для выявления потенциально аварийно опасных участков с использованием метода распознавания образов (рис. 5).

Природные факторы, влияющие на возникновение аварий, представлены в виде картографических объектов и отражены в слоях базовой картографической модели. Поэтому тематические слои модели (природные факторы, конструктивно-технологические и эксплуатационные параметры МГ) использованы для

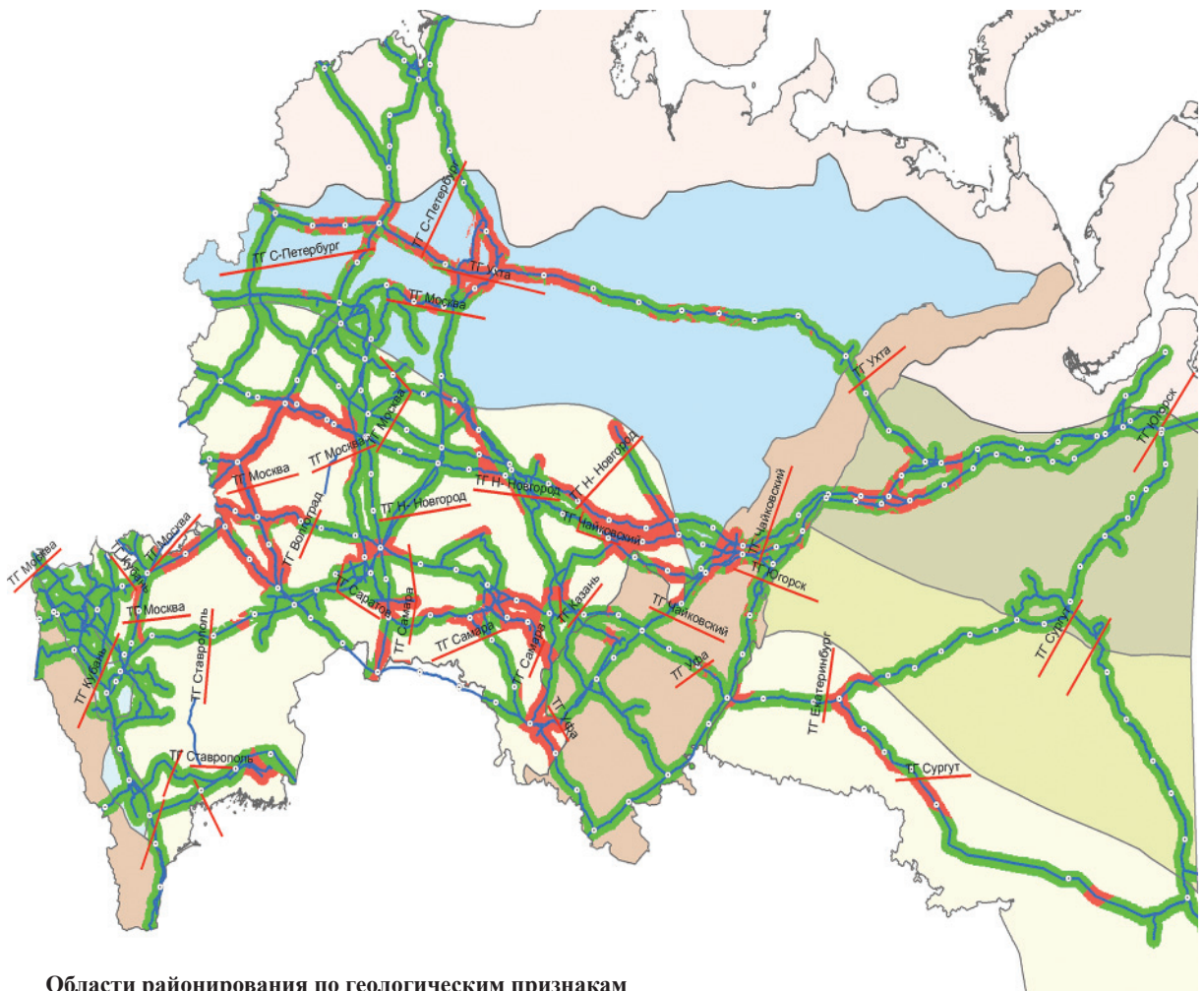
прогноза в качестве косвенных изображений. Прогнозирование опасности территории проводится путем вычисления и последующей интерпретации меры сходства элементарных ячеек территории вдоль трасс газопроводов со сформированной моделью природных факторов аварий для определенной причины (рис. 6). Факторы набраны из более чем 40 слоев модели. Модели факторов сформированы для каждой из семи областей аналогий, которые выделены по сходству геологических условий.

Прогноз является предварительным и должен уточняться на последующих иерархических уровнях, и в этих случаях необходимо привлекать более детальную и расширенную (соответствующую уровню прогноза) картографическую информацию по природным факторам, конструктивно-технологическим и эксплуатационным параметрам МГ (любой из которых можно представить в виде картографических объектов и использовать как косвенные изображения для прогноза).

Серии тематических карт были разработаны на базе картографической модели для



Рис. 5. Алгоритм комплексного анализа природных факторов для выявления потенциальных аварийно опасных участков с использованием метода распознавания образов: ЭГП – экзогенный геологический процесс



Области районирования по геологическим признакам

Платформенные территории, горные породы с отсутствием жестких связей:

- глины, суглинки, супеси, пески, обломочные и органогенные породы, незаболоченные территории
- глины, суглинки, супеси, пески, обломочные и органогенные породы, заболоченные территории
- маломощные (до 10 м) покровные отложения, представленные лессовидными или пылевыми суглинками и супесями, в условиях избыточного увлажнения
- маломощные (до 10 м) покровные отложения, представленные лессовидными или пылевыми суглинками и супесями, при отсутствии избыточного увлажнения
- лессы в условиях избыточного увлажнения
- лессы большой мощности при отсутствии избыточного увлажнения

Горные территории, горные породы с жесткими связями нерастворимые и растворимые

Территории вдоль трасс газопроводов:

- в области потенциальной опасности КРН
- в области прогноза
- коридоры МГ

Рис. 6. Предварительная оценка на базе модели потенциально опасных участков для возникновения аварий по причине КРН: ТГ – трансгаз



Рис. 7. ГТС в западной части РФ: ФО – федеральный округ

проведения многофакторного анализа условий, способствующих нарушению функционирования объектов ЕСГ, и последующего ранжирования этих объектов по степени их устойчивости к природным воздействиям. ГТС подвержена опосредованному влиянию опасных метеорологических явлений через нарушение энергоснабжения ее объектов. Так, значительная часть КС (70–100 % в ряде газотранспортных дочерних обществ) ориентирована на внешнее энергоснабжение через Единую национальную электрическую сеть (рис. 7). При этом энергоснабжение большинства КС осуществляется по воздушным линиям электропередачи (ВЛЭП) (как основные, так и резервные вводы).

Производственный цикл транспортировки электроэнергии в наибольшей степени зависит от воздействия природных факторов. Опасные метеорологические процессы являются основной причиной аварийных отключений ВЛЭП в 30 % случаев, что превышает вклад других факторов аварийности. Для воздушных линий угрозу представляют атмосферные нагрузки различного вида (ветровые, гололедно-изморозевые отложения,

температурные воздействия, грозы и др.), ряд опасных геологических (землетрясения, оползни) и гидрологических (сели, дождевые паводки, половодье) процессов. Учитывая, что энергоснабжение значительной части КС осуществляется по ВЛЭП (основные и резервные вводы), а автономные резервные источники отсутствуют, при возникновении аномальных метеорологических ситуаций на больших территориях существует вероятность крупных аварий.

Для оценки угрозы нарушения энергоснабжения КС в результате возможного воздействия на ВЛЭП опасных метеоявлений разработаны карты опасности (рис. 8), предназначенные для ранжирования КС по степени риска. При ранжировании учитывается, что наибольшая опасность нарушения энергоснабжения КС в результате обрыва ВЛЭП характерна для дочерних обществ, в которых значительная доля КС ориентирована на внешнее энергоснабжение по ВЛЭП; при этом отсутствуют автономные резервные источники энергоснабжения, и предприятие находится в районах с наибольшей повторяемостью опасных явлений.

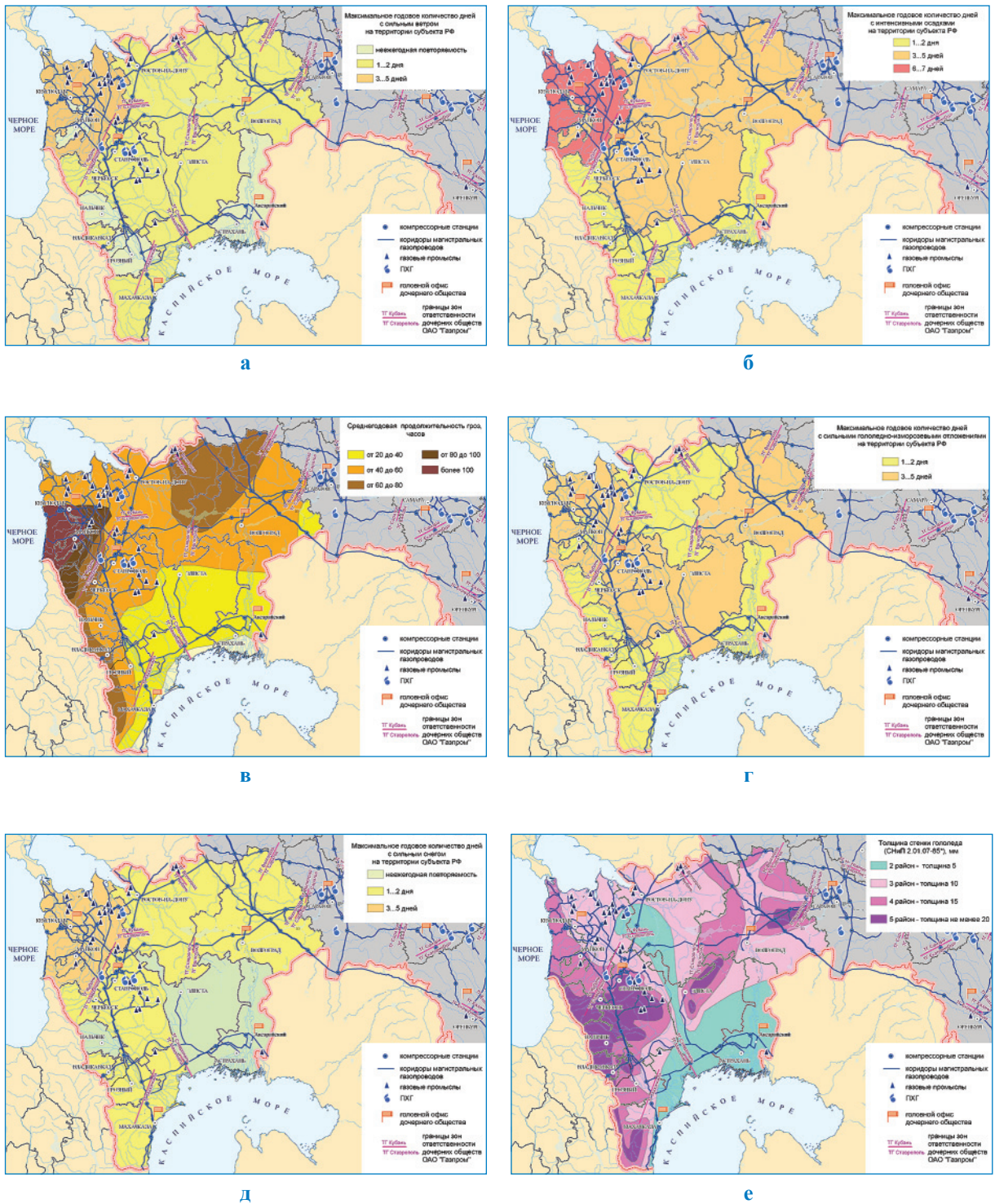


Рис. 8. Фрагмент серии карт опасности различных метеорологических процессов с точки зрения нарушения энергоснабжения КС: а – сильный ветер; б – интенсивные осадки; в – среднегодовая продолжительность гроз; г – гололедно-изморозевые отложения; д – сильные снегопады; е – толщина стенки гололеда

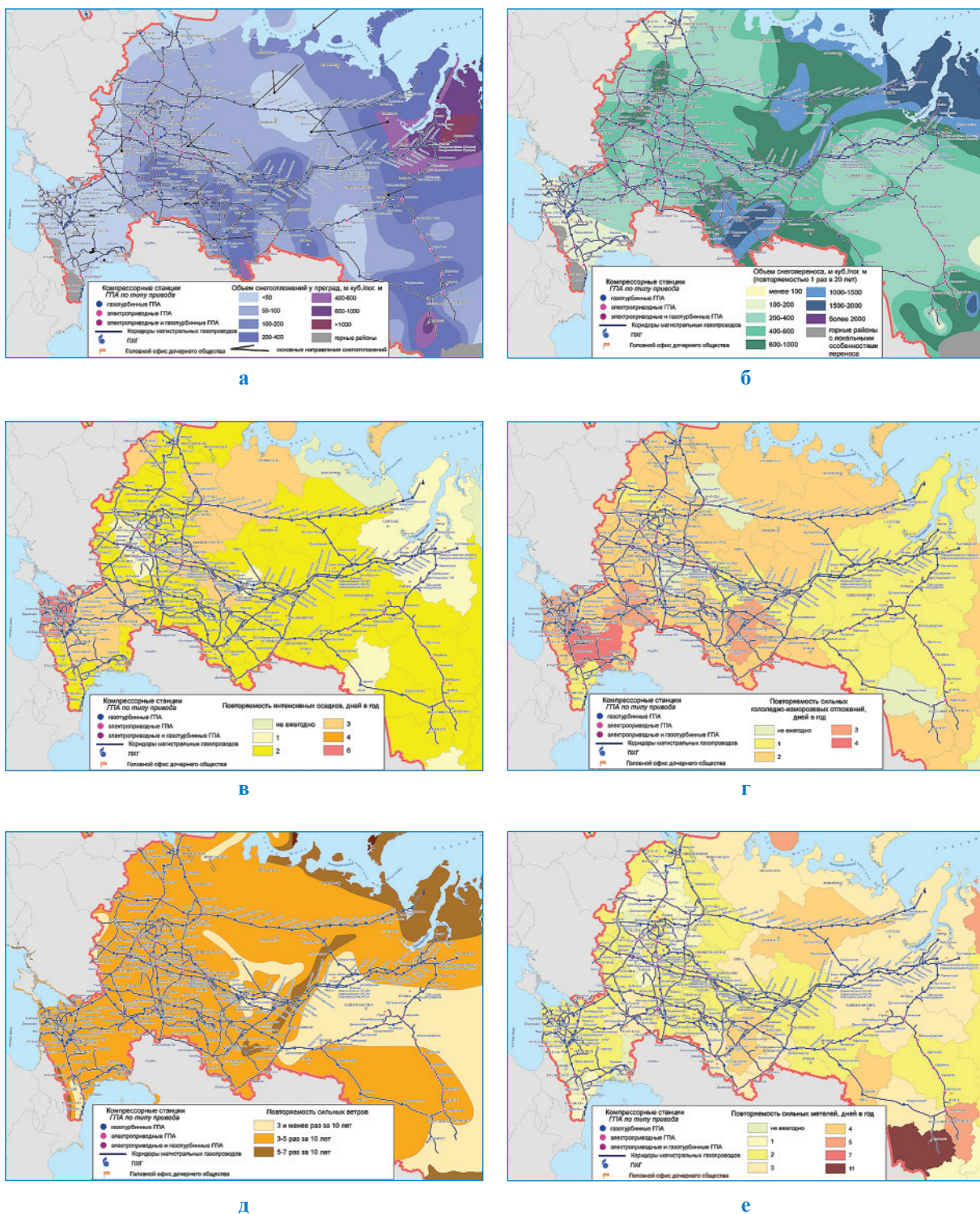


Рис. 9. Фрагмент серии карт природно-климатических условий, неблагоприятных для функционирования КС ПАО «Газпром»: а – снегоотложения; б – снеготеря; в – интенсивность осадков; г – сильные гололедно-изморозевые отложения; д – сильные ветра; е – сильные метели

Тематические карты опасности применяются для обоснования приоритетности работ в области обеспечения промышленной безопасности ГТС. Так, в процессе эксплуатации КС выявлены случаи вынужденных остановов, связанные с низкой эксплуатационной надежностью работы воздухоочистительных устройств газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и их фильтрующих элементов в неблагоприятных природно-климатических условиях. Предложен методический подход к разработке и использованию карт неблагоприятных природно-климатических условий для определения приоритетов при обследовании КС с последующей оптимизацией выбора вспомогательного технологического оборудования и разработкой предложений по конструктивному исполнению и применению воздухоочистительных устройств ГПА.

Разработанная серия карт природно-климатических условий, неблагоприятных с точки зрения функционирования КС ПАО «Газпром», содержит данные по территории функционирования ЕСГ и территории России в целом, а именно: распределения объемов снеготранспорта, снеготложений у преград, повторяемости пыльных бурь, сильных метелей, сильных снегопадов, ливневых осадков высокой интенсивности и др. (рис. 9). Обследуемые объекты ранжируются в зависимости от интегральной оценки опасности условий функционирования.

Таким образом, геоинформационная аналитическая модель комплексной оценки природных опасностей для ЕСГ России может использоваться:

- в качестве научно-информационной, методической и фактологической поддержки при разработке мероприятий, направленных

на безопасную и надежную эксплуатацию объектов ГТС;

- в ходе анализа риска и технического состояния объектов газоснабжения (постановка гипотез, выявление новых закономерностей взаимовлияния трубопроводной системы и природной среды, обоснование и оценка значимости факторов риска, интегральные оценки);
- при разработке документов по промышленной безопасности;
- разработке и корректировке специальных технических условий и технических требований к материалам и оборудованию с учетом региональных природно-климатических особенностей;
- подготовке программ дальнейших исследований с целью повышения устойчивости функционирования ЕСГ России и ее развития в перспективных регионах.

Список литературы

1. Власова Л.В. Оценка влияния природных опасностей на устойчивость ЕСГ России / Л.В. Власова, Г.С. Ракитина // Газовая промышленность. – 2007. – № 7. – С. 78–80.
2. Власова Л.В. Влияние природных факторов на устойчивость функционирования Единой системы газоснабжения России / Л.В. Власова, Г.С. Ракитина, С.И. Долгов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009. – 184 с.
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.

Geoinformational analytical models for complex estimation of environmental hazards menacing the Unified Gas Supply System of Russia

L.V. Vlasova^{1*}, G.S. Rakitina¹, S.I. Dolgov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. Complex estimations of natural hazards for the Unified Gas Supply System (UGSS) of Russia and regions of prospective mastering should base on the long-standing statistics of accidents at the facilities as well as on the factual data on extreme parameters of climatic, geological, engineering-geological, and hydrogeological conditions in various regions of pipeline installation. Correct quantitative estimation of environmental impact to gas supply facilities meets some limitations due to the absence of unique spatial data on dangerous processes proceeding at the territory of UGSS and at the regions of its perspective development.

The works, which results are presented in the paper, were aimed at creation of an informational medium in the format of a geoinformational analytical model for integration and analysis of unified multilevel spatial data on the facilities of the Gas Transport System (GTS) and environmental processes. This model supports quantitative estimation of hazards and risks aimed at grounding of arrangements for safety provision of active and future GTS facilities.

For each hierarchic level the base of spatial data of the model contains information structured by the following groups of thematic strata: the cartographic knowledge; accidental rate and technical parameters of Gazprom facilities; geological conditions, tectonic structure of a territory; dangerous geological processes, hydrogeological conditions; dangerous hydrometeorological phenomena; modern climatic changes and estimations of a cryolitic zone. The digital maps included into the basic model are agreed-upon. It is provided by: mapping on the unified cartographic base; comparability of classifications and rating scales for various environmental processes; harmonization of legends; common attitude to design.

The article presents the opportunities of the cartographic model when applied for: 1) analysis of space location of facilities and distribution of accidents in the districts of hazardous environment in order to find out and determine potential dangers and significance of the accidental-rate factor; 2) estimation of importance of the natural risk factors (on example of a geodynamical factor); 3) estimation of integral dangerousness of several processes in respect to a gas supply facility; 4) forecast of the most injurious sections using a pattern recognition method. The results of thematic simulation are presented as a series of maps for multifactor analysis aimed at: 1) ranking compressor stations according to the extent of power supply resistance to the influence of extreme environment; 2) determination of priorities during inspection of compressor stations for further optimization of a set of service equipment.

The geoinformational analytic model for complex estimation of environmental hazards could be used for scientific, informational, methodological and evidential support of arrangements aimed at safe and reliable operation of the Gazprom PJSC facilities.

Keywords: Unified Gas Supply System, gas transport system, accidental rate, natural risks, environmental hazards, geoinformational system, cartographic model.

References

1. VLASOVA, L.V. and G.S. RAKITINA. Estimation of natural hazards' impact to steadiness of the Unified Gas Supply System of Russia [Otsenka vliyaniya prirodnykh opasnostey na ustoychivost ESG Rossii]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2007, no. 7, pp. 78–80. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. VLASOVA, L.V., G.S. RAKITINA, S.I. DOLGOV. *Influence of natural factors on steadiness of the Unified Gas Supply System of Russia* [Vliyaniye prirodnykh faktorov na ustoychivost funktsionirovaniya Yedinoi sistemy gazosnabzheniya Rossii]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2009. (Russ.).
3. VLASOVA, L.V., G.S. RAKITINA, S.I. DOLGOV et al. Analytical and informational medium in a GIS-atlas format for estimation of environmental hazards and risks to the facilities of 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.).

УДК 622.691.4::[614.8::510.647]

Логико-вероятностный метод прогнозирования ожидаемой частоты аварий на проектируемых компрессорных станциях магистральных газопроводов

Ю.В. Гамера^{1*}, О.В. Бурутин², С.В. Овчаров¹, Ю.Ю. Петрова¹, Л.В. Ягупова¹

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

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 117997, Москва, ул. Наметкина, д. 16

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

Тезисы. В соответствии с принятым Ростехнадзором риск-ориентированным подходом к оценке уровня безопасности опасных производственных объектов (ОПО) на всех стадиях их жизненного цикла должен проводиться анализ техногенного риска. При проектировании ОПО на основе такого анализа разрабатываются декларации и обоснования промышленной безопасности в составе проектной документации. Важной частью количественного анализа риска является определение ожидаемой частоты аварий, которое до настоящего времени проводилось в основном с использованием имеющихся статистических данных с последующим экспертным уточнением. В отношении проектируемых компрессорных станций (КС) подобная процедура вызывает сомнение по причине отсутствия достаточного количества статистических данных.

Статья представляет результаты логико-вероятностного моделирования (ЛВМ) событийных процессов, приводящих к возникновению аварий, с целью прогнозирования частоты возможных аварий для новых КС. Процессы схематически представляются в виде предложенных авторами унифицированных деревьев отказов (УДО) для типовых опасных составляющих КС.

Верификация описанного подхода к прогнозированию ожидаемой частоты аварий как на уровне оборудования и технологических трубопроводов КС, так и на уровне газотранспортной системы в целом показала, что результаты вычислений с применением ЛВМ удовлетворительно согласуются с имеющимися статистическими данными. При этом УДО, используемые при моделировании, уже на стадии выбора проектных решений позволяют выявлять и устранять узкие места в системе промышленной безопасности КС, оценивать влияние надежности оборудования и трубопроводов на аварийность и находить оптимальные с точки зрения промышленной безопасности варианты компоновки КС.

В соответствии с принятым Ростехнадзором риск-ориентированным подходом к оценке уровня безопасности опасных производственных объектов (ОПО) на всех стадиях их жизненного цикла должен проводиться анализ техногенного риска. При проектировании ОПО на основе такого анализа разрабатываются декларации и обоснования промышленной безопасности в составе проектной документации. Важной составной частью количественного анализа риска является определение ожидаемой частоты аварий, которое до настоящего времени проводилось в основном с использованием имеющихся статистических данных с последующим экспертным уточнением. В отношении проектируемых компрессорных станций (КС) подобная процедура вызывает сомнение, поскольку: во-первых, статистические данные не являются достаточно представительными (их мало); во-вторых, имеются существенные различия между применявшимися ранее техническими решениями и проектными решениями для новых КС, и экстраполяция статистических данных на будущее представляется не вполне корректной; в-третьих, уточняющие экспертные оценки всегда субъективны; в-четвертых, описанный подход не позволяет управлять риском эксплуатации КС (в частности, правильно планировать мероприятия по предупреждению аварий). В связи с этим более прогрессивным подходом к прогнозированию частоты возможных аварий для новых КС представляется логико-вероятностное моделирование (ЛВМ) событийных процессов, приводящих к возникновению аварий [1]. Сами событийные процессы при этом удобно представлять схематически – в виде деревьев отказов (происшествий) [2], являющихся многоуровневыми графологическими структурами причинных взаимосвязей, полученных в результате прослеживания опасных ситуаций в обратном порядке.

Ключевые слова: логико-вероятностный метод, компрессорная станция, ожидаемая частота аварий, проектирование.

Такое дерево, в вершине которого расположено событие «авария», позволяет при известных вероятностях событий нижнего уровня оценивать вероятность, а следовательно, и ожидаемую частоту аварии. Основанный на ЛВМ подход к оценке ожидаемой частоты аварий реализован и представлен далее в статье.

В зависимости от детализации каждое индивидуальное дерево отказов может содержать различное количество уровней. Однако ГОСТ Р 54144-2010¹ рекомендует для анализа аварии ограничиться пятью уровнями, связанными логическими элементами «И» (означает, что вышестоящее событие возникает при одновременном наступлении нижестоящих событий) и «ИЛИ» (означает, что вышестоящее событие может произойти вследствие возникновения одного из нижестоящих событий), в соответствии со следующим правилом: комбинация инициирующих событий (ИС) приводит к детальным прямым причинам (ДПП), которые в свою очередь приводят к прямым причинам (ПП), создающим необходимые и достаточные условия (НДУ) для аварии.

В принципе, дерево отказов может быть построено для любого объекта. Но в соответствии с методологией анализа риска аварий на газотранспортных предприятиях ПАО «Газпром»² и с учетом специфики КС для оценки ожидаемой частоты аварий на КС целесообразно рассматривать деревья отказов для опасных составляющих площадных объектов (ОСПО). Ставя перед собой цель построения деревьев отказов, одинаково пригодных для анализа вероятности аварии на всех ОСПО КС (унифицированных деревьев отказов), необходимо выполнить несколько требований. Во-первых, набор ОСПО КС должен быть классифицирован с выделением типовых ОСПО. И, во-вторых, для аварий на всех ОСПО должны быть выделены общие репрезентативные события.

Выделение типовых ОСПО выполняется исходя из условия, что при построении унифицированных деревьев отказов (УДО) понятие «авария» трактуется в рамках Федерального

закона от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» с учетом признаков аварии, приведенных в РД-08-204-98³. Применительно к ОСПО КС можно констатировать, что:

- для ОСПО со сжатым природным газом I категории взрывоопасности и сосудов с опасной жидкостью критерием аварии можно считать разгерметизацию;
- применительно к ОСПО со сжатым природным газом II и III категорий взрывоопасности и маслопроводам критерием аварии служит разгерметизация с воспламенением опасного вещества (ОВ) или разгерметизация при неработающей запорно-регулирующей арматуре (ЗРА), изолирующей ОСПО;
- для сосудов с нестабильной опасной жидкостью помимо разгерметизации критерием аварии будет взрыв по так называемому механизму BLEVE (*англ.* boiling liquid expanding vapour explosion – взрыв расширяющихся паров вскипающей жидкости) [3].

Исходя из перечисленных критериев и с учетом используемого для анализа техногенного риска эксплуатации КС деления на условные расчетные элементы⁴ в качестве типовых ОСПО выбираются:

- условный сосуд со сжатым природным газом I категории взрывоопасности;
- условный сосуд со сжатым природным газом II или III категории взрывоопасности;
- условный сосуд с опасной жидкостью;
- участок технологического трубопровода со сжатым природным газом I категории взрывоопасности;
- участок технологического трубопровода со сжатым природным газом II или III категории взрывоопасности;
- участок маслопровода.

¹ ГОСТ Р 54144-2010. Менеджмент рисков. Руководство по применению организационных мер безопасности и оценки рисков. Идентификация инцидентов.

² См. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». – М.: Газпром экспо, 2009.

³ РД-08-204-98. Порядок уведомления и представления территориальным органам Госгортехнадзора информации об авариях, аварийных утечках и опасных условиях эксплуатации объектов магистрального трубопроводного транспорта газов и опасных жидкостей / утв. пост. Госгортехнадзора от 06.04.1998 № 23.

⁴ См. Отраслевая интегрированная информационно-управляющая система. Информационно-управляющая система транспортировки газа и газового конденсата (ИУС Т) ОАО «Газпром». Этап 2: Методико-регламентная документация. Методика анализа техногенного риска эксплуатации технологических трубопроводов и оборудования компрессорных станций газотранспортной системы / утв. ПАО «Газпром» 09.11.2015.

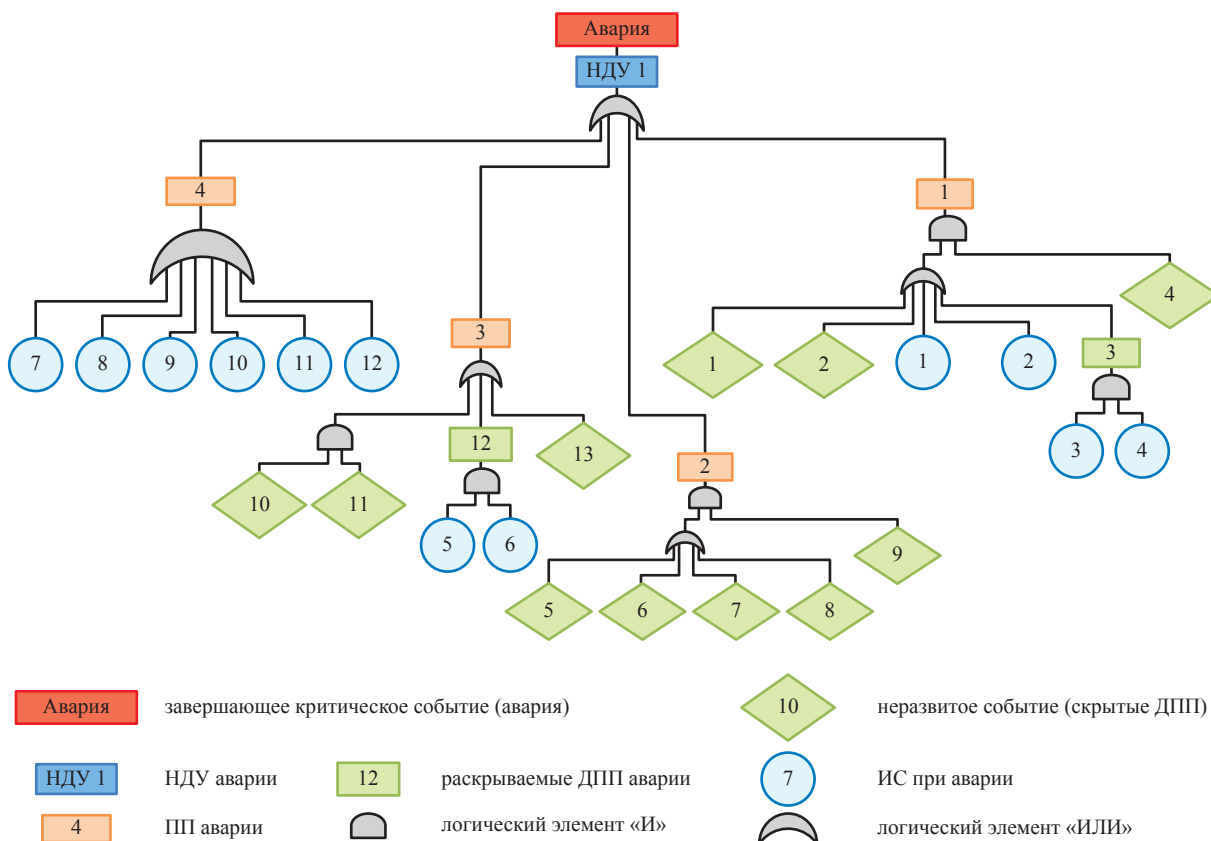


Рис. 1. УДО для ОСПО типов «условный сосуд со сжатым природным газом I категории взрывоопасности» и «участок технологического трубопровода со сжатым природным газом I категории взрывоопасности» (здесь и далее на рис. 2, 3 нумерация блоков соответствует табл. 1)

При этом под условными сосудами подразумеваются собственно сосуды (емкостное и сепарационное оборудование), теплообменное оборудование, турбодетандерные агрегаты, насосно-компрессорное оборудование, ЗРА, обвязка оборудования, а также единичные участки газопроводов, протяженность которых не превышает $0,8\sqrt{P_r} \cdot D_y$ (где P_r – абсолютное давление газа в газопроводе, МПа; D_y – условный диаметр трубы, м).

Помимо того, что критерии аварии на ОСПО позволяют провести типизацию, они одновременно являются и НДУ. Выделение репрезентативных событий для дальнейшего использования в УДО в качестве ПП основывается на обобщении сведений об их причинах и требований по их учету⁵. ДПП и ИС

определяются логическим анализом ПП посредством ответа на вопрос, из-за чего это произошло?

Набор событий для УДО окончательно формируется в результате проведения описанных ранее процедур. Перечень, приведенный в табл. 1, рекомендуется, но не является окончательным. В зависимости от проекта КС он может быть расширен за счет включения в рассмотрение событий, перечисленных в причинно-следственных таблицах, которые в соответствии с ВРД 39-1.8-055-2002 «Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ» входят в комплект проектной документации (рис. 1–3).

Ставя в соответствие каждому ОСПО его тип, по УДО (см. рис. 1–3) строят многочлены

⁵ См. СТО Газпром 2-2.3-351-2009; РД-08-204-98; Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах: руководство по безопасности / утв. приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144; Методика оценки риска аварий на опасных производственных

объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности: руководство по безопасности / утв. приказом Ростехнадзора от 27.12.2013 № 646; Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах / утв. приказом МЧС РФ от 10.07.2009 № 404.

Таблица 1

События и условия, учитываемые при построении УДО

Уровень	Событие	
	№	описание
5 – Авария	–	–
4 – НДУ	1	Разгерметизация (для сосудов или участков технологических трубопроводов со сжатым природным газом I категории взрывоопасности или сосудов с опасной жидкостью)
	2	Разгерметизация в сочетании с отказом ЗРА или воспламенением ОВ (для сосудов или участков технологических трубопроводов со сжатым природным газом II или III категории взрывоопасности или маслопроводов)
	3	Разрушение сосуда с опасной жидкостью вследствие «парового взрыва»
3 – ПП	1	Критические отказы на ОСПО
	2	Экстремальные эксплуатационные нагрузки
	3	Экстремальные внешние воздействия антропогенного характера
	4	Экстремальные внешние воздействия природного характера
	5	Отказы системы аварийной защиты при критическом отказе на ОСПО
	6	Воспламенение ОВ
	7	Вскипание перегретой жидкости по всему объему
2 – ДПП	1	Ошибки проектирования
	2	Дефекты материала, изготовления и монтажа
	3	Коррозия
	4	Отсутствие или недостаточность контроля технического состояния
	5	Нежелательное воздействие соседних элементов, включая вибрационные нагрузки
	6	Выход значений технологических параметров за допустимые пределы
	7	Нарушение правил эксплуатации
	8	Изменение гидравлического сопротивления рабочих каналов (секций) технологического оборудования или трубопроводов
	9	Отказ систем контроля технологических параметров и аварийного останова
	10	Несанкционированное вмешательство в технологический процесс
	11	Отказ систем защиты от несанкционированного вмешательства в технологический процесс
	12	Диверсии или террористические акты
	13	Аварии или другие техногенные происшествия на соседних объектах
	14	Отказ ЗРА, ограничивающей поступление флюида в аварийный ОСПО
	15	Отказ систем контроля загазованности или вентиляции при разгерметизации аварийного элемента в помещении
	16	Неправильная работа предохранительных клапанов
	17	Зажигание от открытого пламени
	18	Зажигание от искрящегося электрооборудования
	19	Зажигание от неисправной электропроводки
	20	Зажигание от раскаленной поверхности
1 – ИС	1	Разрушение в результате старения и износа
	2	Усталостное разрушение
	3	Наличие коррозионной среды
	4	Отсутствие или недостаточность антикоррозионной защиты
	5	Отказ технических средств охраны
	6	Попытка проникновения на КС для совершения противоправных действий
	7	Землетрясение
	8	Ураган
	9	Оползень
	10	Карстовый провал
	11	Сель
	12	Запредельные гололедные и снеговые нагрузки
	13	Ошибка в определении прочности сосуда на «паровой взрыв»
	14	Наличие открытого пламени
	15	Наличие искрящегося электрооборудования
	16	Наличие неисправной электропроводки
	17	Наличие раскаленной поверхности
	18	Проявление специфических физико-химических свойств опасной жидкости по переходу в неравновесное состояние при атмосферном давлении
	19	Проявление специфических физико-химических свойств ОВ по воспламенению от различных источников

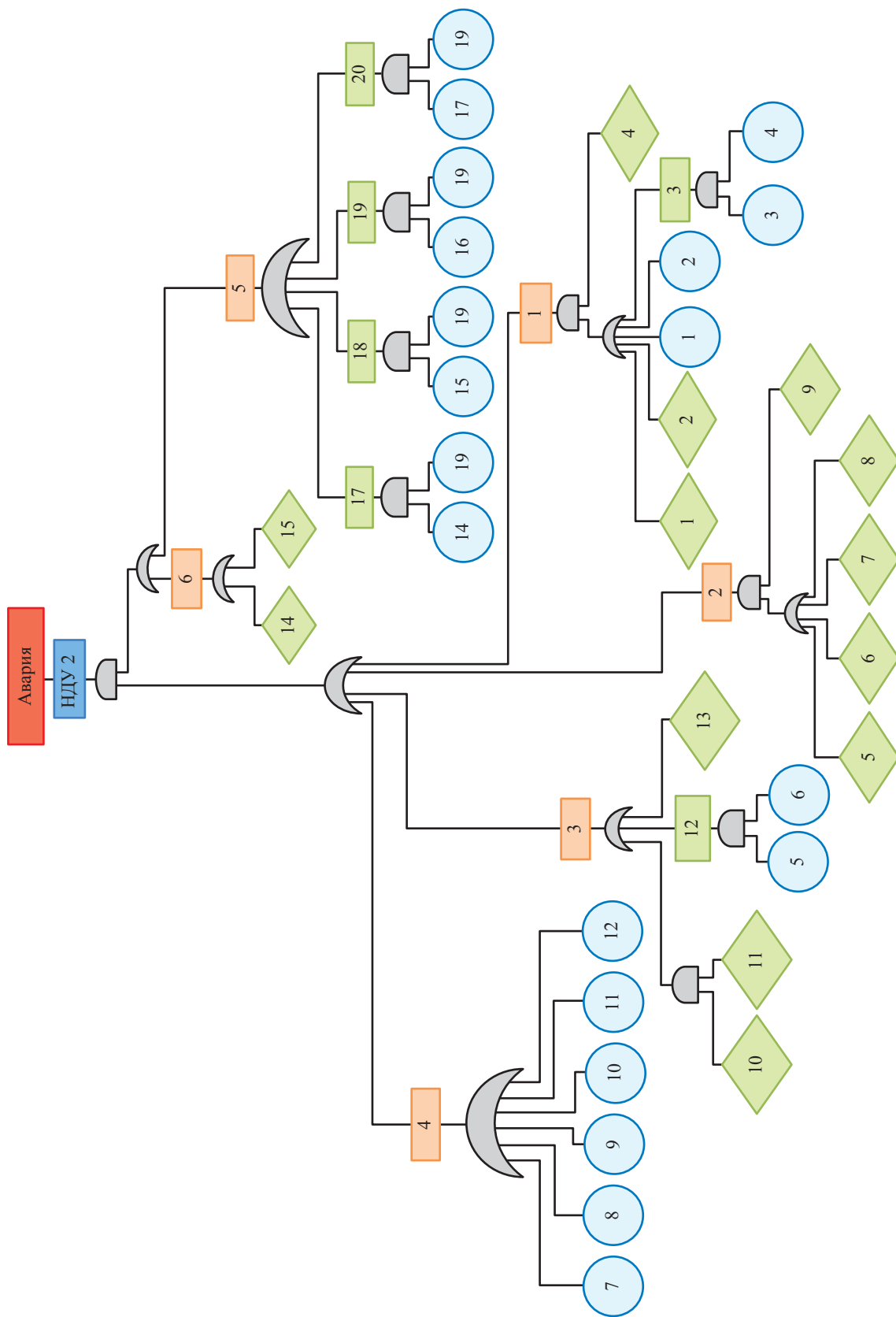


Рис. 2. УДО для ОСПО типа «условный сосуд со сжатым природным газом II или III категории взрывоопасности», «участок технологического трубопровода со сжатым природным газом II или III категории взрывоопасности», «участок маслопровода» (эскизацию см. на рис. 1)

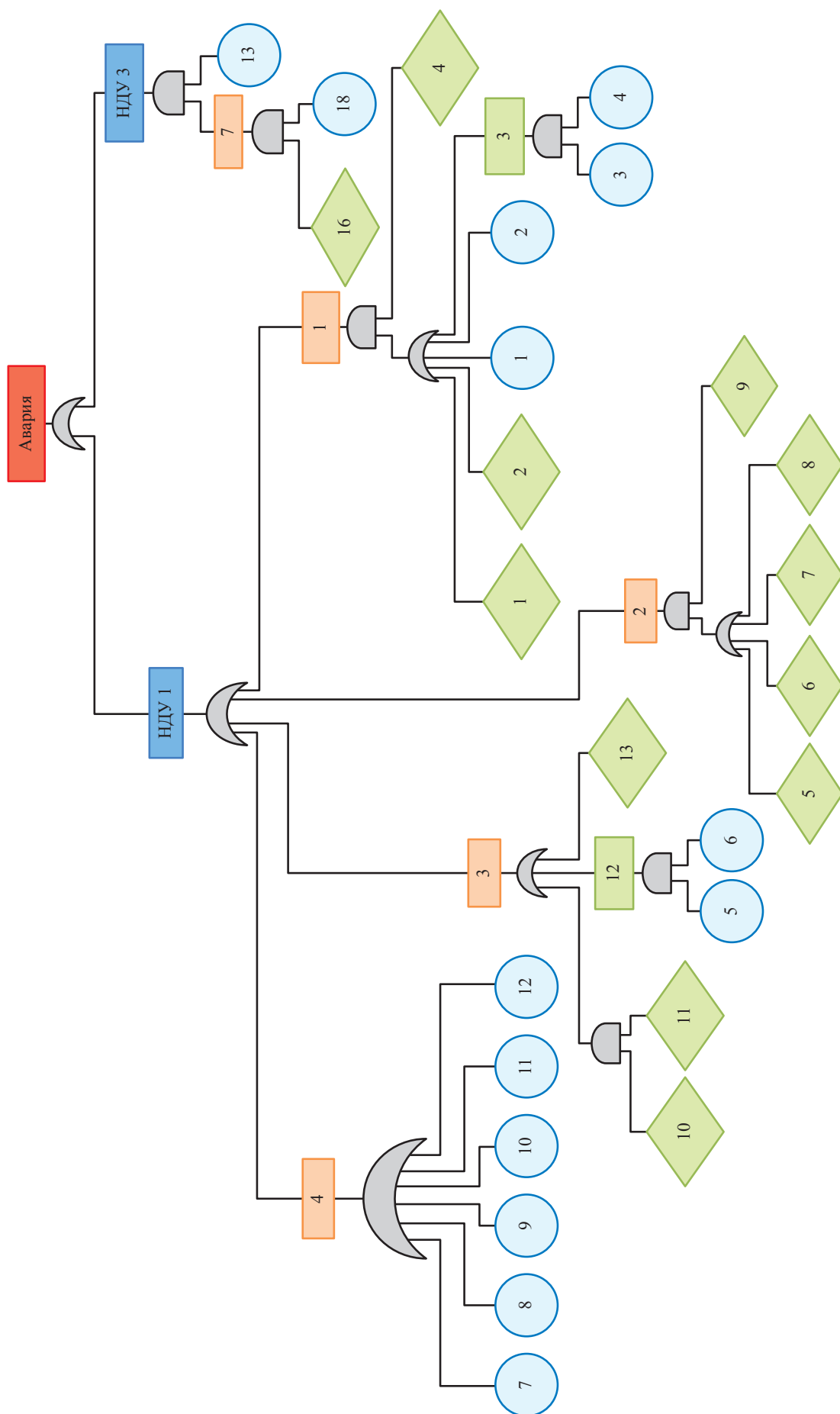


Рис. 3. УДО для ОСПО типа «условный сосуд с опасной жидкостью» (экспликацию см. на рис. 1)

вероятностных функций (ВФ) аварий. Эта процедура выглядит следующим образом. Первоначально каждому событию самого нижнего уровня на УДО присваивается вероятность реализации в течение года P_i^j (J – уровень события; I – порядковый номер события в рамках уровня согласно табл. 1). Далее, используя логические связи «И» и «ИЛИ», вероятность каждого события более высокого уровня определяют через вероятности событий низшего уровня средствами алгебры логики. В результате вероятность аварии ОСПО в течение года $P_{\text{а.ОСПО}}$ выражается через вероятности событий первого уровня и скрытых событий второго уровня. Так, для УДО типичных ОСПО КС многочлены ВФ записываются следующим образом:

$$P_{\text{а.ОСПО}} = 1 - \prod_{i=1}^4 (1 - P_i^3) \quad (1)$$

для ОСПО типов «условный сосуд со сжатым природным газом I категории взрывоопасности», «участок технологического трубопровода со сжатым природным газом I категории взрывоопасности»;

$$P_{\text{а.ОСПО}} = \left[1 - \prod_{i=1}^4 (1 - P_i^3) \right] [1 - (1 - P_5^3)(1 - P_6^3)] \quad (2)$$

для ОСПО типов «условный сосуд со сжатым природным газом II или III категории взрывоопасности», «участок технологического трубопровода со сжатым природным газом II или III категории взрывоопасности» или «участок маслопровода»;

$$P_{\text{а.ОСПО}} = 1 - \prod_{i=1}^4 (1 - P_i^3)(1 - P_7^3 P_{13}^1) \quad (3)$$

для ОСПО типа «условный сосуд с опасной жидкостью».

В формулах (1)–(3) вероятности событий 3-го уровня выражаются через вероятности ИС и скрытых ДПП в соответствии с соотношениями, представленными в табл. 2. При этом подразумевается, что входящие в правые части соотношений значения вероятностей начальных событий P_i^j в каждом конкретном случае могут быть оценены на основе:

- статистических данных об аварийности и ее причинах на объектах газотранспортной системы и объектах окружения КС;

Таблица 2

Соотношения для определения вероятностей ИП аварий через вероятности ИС и скрытых ДПП

Номер ИП	Соотношение
1	$P_1^3 = P_4^2 \left[1 - \prod_{i=1}^2 (1 - P_i^2) \prod_{i=1}^2 (1 - P_i^1)(1 - P_3^1 P_4^1) \right]$
2	$P_2^3 = P_9^2 \left[1 - \prod_{i=5}^8 (1 - P_i^2) \right]$
3	$P_3^3 = 1 - (1 - P_{10}^2 P_{11}^2)(1 - P_{13}^2)(1 - P_5^1 P_6^1)$
4	$P_4^3 = 1 - \prod_{i=7}^{12} (1 - P_i^1)$
5	$P_5^3 = 1 - \prod_{i=14}^{17} (1 - P_i^1 P_{19}^1)$
6	$P_6^3 = (1 - P_{14}^2)(1 - P_{15}^2)$
7	$P_7^3 = P_{16}^2 P_{18}^1$

- данных об аварийности и ее причинах в смежных областях (например, переработки нефти [4, 5]);

- нормативных данных⁶ о критических отказах оборудования и технологических трубопроводов КС;

- сведений о параметрах опасных природных процессов в районе расположения КС (включая имеющиеся данные мониторинга);

- данных о надежности барьеров безопасности;

- сведений об ошибках операторов.

Последовательная подстановка в соотношения табл. 2 численных значений начальных вероятностей, а затем полученных результатов – в формулы (1)–(3) позволяет сначала вычислить вероятности $P_{\text{а.ОСПО}}$, а затем и ожидаемые частоты аварий на ОСПО $f_{\text{а.ОСПО}}$, год⁻¹:

$$f_{\text{а.ОСПО}} = -\ln(1 - P_{\text{а.ОСПО}}). \quad (4)$$

⁶ См. СТО Газпром 2-2.3-569-2011. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методическое руководство по расчету и анализу рисков при эксплуатации объектов производства, хранения и морской транспортировки сжиженного и сжатого природного газа. – М.: Газпром экспо, 2012; см. также сноску 5 ранее.

С учетом того, что частота аварий на КС $f_{a,КС}$ является аддитивной величиной по отношению к частотам аварий на ОСПО,

$$f_{a,КС} = \sum f_{a,ОСПО} \quad (5)$$

где суммирование проводится по всем ОСПО КС.

Объективно при практической реализации описанного алгоритма оценки ожидаемой частоты аварий на КС методами ЛВМ (далее – алгоритма) сложности могут возникнуть только на одном этапе – определения начальных вероятностей. В специализированной литературе, посвященной ЛВМ, подобные сложности даже носят специальное название – «проблема исходных данных» [6]. Для минимизации указанных сложностей в табл. 3 представлены полученные авторами путем анализа нормативных и методических документов⁷, статистических данных о причинах аварий [4, 5] и проведения тестовых расчетов ориентировочные значения вероятностей ряда наиболее значимых событий, способных привести к аварии на ОСПО КС.

Верификация представленных в табл. 3 данных и алгоритма в целом проводилась на двух уровнях: 1) оборудования и технологических трубопроводов КС; 2) газотранспортной системы. В первом случае по данным табл. 3 рассчитаны вероятности разгерметизации и аварий на оборудовании и трубопроводах КС (табл. 4). В ходе расчетов не учитывалась возможность диверсий и террористических актов, а из природных воздействий в соответствии с [5] во внимание принимались только запроектные ветровые нагрузки, в том числе циклического характера. Перечисленные упрощения приняты на основании того, что в последние десятилетия природные воздействия и теракты не фигурируют в качестве причин аварий на магистральных газопроводах [7]. Для сравнения в последних столбцах табл. 4 приведены рекомендованные значения частот разгерметизации на ОСПО эксплуатируемых КС (если $P_{a,ОСПО} \ll 1$, что всегда реализуется, из формулы (4) следует, что абсолютное значение $f_{a,ОСПО}$ численно совпадает со значением $P_{a,ОСПО}$). В ходе сравнительного анализа следует учитывать, что данные СТО Газпром 2-2.3-351 относятся к КС постройки до 1995 г.,

⁷ См. ранее сноски 5, 6.

Таблица 3

Ориентировочные значения вероятностей событий, используемых в УДО:
ГПА – газоперекачивающий агрегат; АВО – аппарат воздушного охлаждения; ПУ – пылеуловитель

Событие (см. табл. 1)	Описание события	Тип ОСПО					
		условный сосуд		резервуар	участок технологического трубопровода со сжатым газом*		маслопровод
		ГПА без обвязки	остальные аппараты		основной	вспомогательный**	
1	2	3	4	5	6	7	8
ПП 3	Воздействия антропогенного характера	$1,45 \cdot 10^{-6}$	$3,3 \cdot 10^{-6}$ (кроме АВО); $2 \cdot 10^{-7}$ (для АВО)	$2,3 \cdot 10^{-6}$	$3,4 \cdot 10^{-5}$	$7 \cdot 10^{-5}$	$1,5 \cdot 10^{-4}$
ПП 4	Интенсивные ветровые нагрузки		10^{-5} (для ПУ)	10^{-5} (для резервуаров с большим лобовым сопротивлением)			$1 \cdot 10^{-4}$
ПП 7	Вскипание перегретой жидкости по всему объему			10^{-6} (для резервуаров с нестабильной жидкостью)			
ДПП 1	Ошибки проектирования	$4,5 \cdot 10^{-4}$	$0,8 \cdot 10^{-5}$	$0,8 \cdot 10^{-5}$		$1 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-5}$
ДПП 2	Дефекты материала, изготовления и монтажа	$1,5 \cdot 10^{-4}$	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$4,5 \cdot 10^{-5}$	$1,2 \cdot 10^{-4}$	$5,6 \cdot 10^{-4}$
ДПП 3	Коррозия		10^{-5}	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$2,1 \cdot 10^{-5}$	$8 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-4}$

Окончание табл. 3

Событие (см. табл. 1)	Описание события	Тип ОСПО					
		условный сосуд		резервуар	участок технологического трубопровода со сжатым газом*		маслопровод
		ГПА без обвязки	остальные аппараты		основной	вспомогательный**	
ДПП 4	Отсутствие или недостаточность непрерывного контроля технического состояния	1,3·10 ⁻²	0,1	0,1	1	1	1
ДПП 5***	Воздействие циклических тепловых нагрузок на трубопроводы				1,5·10 ⁻⁴ (до АВО); 10 ⁻⁴ (после АВО)		
	Воздействие вибрационных нагрузок на трубопроводы до первого коллектора от ГПА				2·10 ⁻⁴ (для подземных трубопроводов); 5·10 ⁻⁴ (для надземных трубопроводов)	2·10 ⁻⁴ (для газовых труб привода)	5·10 ⁻⁴
ДПП 6	Выход значений технологических параметров за допустимые пределы	0,9·10 ⁻⁴	1,4·10 ⁻⁵				
ДПП 7	Нарушение правил эксплуатации	2,5·10 ⁻⁴	10 ⁻⁴	10 ⁻⁶			
ДПП 8	Изменение гидравлического сопротивления рабочих каналов (секций)		1,1·10 ⁻⁵ (для АВО)				
ДПП 9	Отказ систем контроля технологических параметров и аварийного останова	1,3·10 ⁻²		1	1	1	1
ДПП 14	Отказ ЗРА, ограничивающей поступление ОВ в аварийный ОСПО	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
ДПП 15	Отказ систем контроля загазованности или вентиляции в помещении			0,12 (для систем типа щит-2)			
ДПП 17	Зажигание от открытого пламени	1	1	1	1	1	1
ДПП 18	Зажигание от искрящегося электрооборудования	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
ДПП 19	Зажигание от неисправной электропроводки	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ДПП 20	Зажигание от раскаленной поверхности	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1
ИС 1	Старение и износ		1·10 ⁻⁶	1·10 ⁻⁶	2·10 ⁻⁶	6·10 ⁻⁶	2·10 ⁻⁵
ИС 2	Усталостное разрушение		1·10 ⁻⁶	1·10 ⁻⁶	1·10 ⁻⁶	4·10 ⁻⁶	1·10 ⁻⁵
ИС 17	Наличие раскаленной поверхности	1					

* Для трубопроводов приведены вероятности событий, которые зависят от протяженности трубопровода, в перерасчете на километр длины.

** Оценочные значения вероятности событий приведены для технологических вспомогательных трубопроводов диаметром менее 219 мм.

*** Для ДПП 5 приведены составляющие события в зависимости от расположения трубопровода, при этом вероятность ДПП 5 как сложного события, состоящего из независимых событий с малой вероятностью, определяется суммированием вероятностей составляющих событий.

Таблица 4

Вероятности разгерметизации и аварии на ОСПО КС

ОСПО	УДО	Расчетная по УДО вероятность событий за год (для трубопроводов из расчета на 1 км длины) разгерметизация		авария	Частота разгерметизации для оборудования и (год·км) ⁻¹ для трубопроводов по данным	Руководства по безопасности*
		разгерметизация	СТО Газпром 2-2.3-351-2009			
ГПА	Рис. 1	1,37·10 ⁻⁵	1,37·10 ⁻⁵	10 ⁻⁴ (с обвязкой)	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴
	Рис. 1	2,18·10 ⁻⁵	2,18·10 ⁻⁵	2,5·10 ⁻⁵		
	Рис. 1	8,83·10 ⁻⁶	8,83·10 ⁻⁶	2,5·10 ⁻⁵ (на блок)		
АВО	Рис. 2	1,18·10 ⁻⁵	1,06·10 ⁻⁶	2,5·10 ⁻⁵ (на блок)	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴
	Рис. 2	1,18·10 ⁻⁵	1,06·10 ⁻⁶	2,5·10 ⁻⁵ (на блок)		
Установки подготовки топливного, пускового, импульсного газа	Рис. 3	1,05·10 ⁻⁵	1,05·10 ⁻⁵	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴
	Рис. 3	1,15·10 ⁻⁵	1,15·10 ⁻⁵	2,05·10 ⁻⁵		
	Рис. 3	2,05·10 ⁻⁵	2,05·10 ⁻⁵	2,05·10 ⁻⁵		
Установка подготовки импульсного газа	Рис. 1	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴
	Рис. 1	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴		
Одностенный резервуар со стабильной жидкостью	Рис. 1	2·10 ⁻⁴	2·10 ⁻⁴	2·10 ⁻⁴	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴
	Рис. 1	2·10 ⁻⁴	2·10 ⁻⁴	2·10 ⁻⁴		
Одностенный резервуар с нестабильной жидкостью	Рис. 1	3·10 ⁻⁴	3·10 ⁻⁴	3·10 ⁻⁴	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴
	Рис. 1	6·10 ⁻⁴	6·10 ⁻⁴	6·10 ⁻⁴		
Одностенный резервуар со сложной обвязкой (большим сопротивлением ветровым нагрузкам)	Рис. 1	4,5·10 ⁻⁴	4,5·10 ⁻⁴	4,5·10 ⁻⁴	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴
	Рис. 1	7,5·10 ⁻⁴	7,5·10 ⁻⁴	7,5·10 ⁻⁴		
Технологические трубопроводы основного назначения от коллектора ГПА до АВО	Рис. 1	2,5·10 ⁻⁴	2,5·10 ⁻⁴	2,5·10 ⁻⁴	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴
	Рис. 2	2,9·10 ⁻⁴	2,6·10 ⁻⁵	6·10 ⁻⁴		
Вспомогательные газопроводы	Рис. 2	4,9·10 ⁻⁴	4,4·10 ⁻⁴	4,4·10 ⁻⁴	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴
	Рис. 2	1,1·10 ⁻³	10 ⁻⁴	1,6·10 ⁻³		
Трубопроводы топливного и пускового газа на ГПА	Рис. 2	1,6·10 ⁻³	1,6·10 ⁻³	1,6·10 ⁻³	10 ⁻³	10 ⁻³
	Рис. 2	1,6·10 ⁻³	1,6·10 ⁻³	1,6·10 ⁻³		

* В документе (см. сноску 5, приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144) приводятся только базовые частоты для трубопроводов без интенсивной вибрации, эрозии и не подверженных циклическим тепловым нагрузкам (при отсутствии перечисленных факторов может увеличиться частота разгерметизации в 3–10 раз в зависимости от специфики условий).

когда частота разгерметизации на входном шлейфе, как и частота разгерметизации на газопроводах линейной части, составляла порядка $2 \cdot 10^{-4}$ (год·км)⁻¹. Данные же Руководства по безопасности (приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144) относятся к действующим на 2013 г. опасным производственным объектам (частота аварий на линейной части магистральных газопроводов составляла 10^{-4} (год·км)⁻¹). С учетом этого можно констатировать, что при принятых допущениях результаты расчетов по алгоритму с использованием начальных вероятностей (см. табл. 3) и нормативные показатели совпадают.

Во втором случае верификацию алгоритма можно провести исходя из следующих соображений. В соответствии с опубликованными данными [8] отказы оборудования основного технологического процесса составляют порядка 53 % от общего количества отказов на КС. При соблюдении указанной пропорции и в отношении аварий можно считать, что ожидаемое общее количество всех аварий на КС составит:

$$N_a = \frac{N_{a,обр}}{0,53} = 1,87 N_{a,обр} = 1,87(N_{a,ПУ} + N_{a,ГПА} + N_{a,АВО}),$$

где N_a , $N_{a,обр}$, $N_{a,ПУ}$, $N_{a,ГПА}$, $N_{a,АВО}$ – ожидаемое количество аварий в год на всех КС,

оборудовании основного технологического процесса всех КС, всех ПУ, ГПА и АВО соответственно.

С использованием данных табл. 4 находим $N_a = 0,421$ аварий/год. При этом ожидаемое количество аварий на линейной части магистральных газопроводов $N_{a,ЛЧМГ} = 21,58$ аварий/год [7]. А значит, отношение

$$a = \frac{N_a}{N_{a,ЛЧМГ}} = \frac{0,421}{21,58} = 1,95 \cdot 10^{-2} \approx 2 \cdot 10^{-2},$$

что практически совпадает со статистическим показателем за период 2000–2013 гг., равным $2,08 \cdot 10^{-2}$.

Таким образом, по результатам верификации можно сделать вывод, что предложенный в исследовании алгоритм позволяет достаточно точно оценить методами ЛВМ как саму ожидаемую частоту аварий на проектируемой КС, так и степень влияния на нее различных факторов. Используемые в алгоритме УДО уже на стадии выбора проектных решений позволяют выявлять и устранять узкие места в системе промышленной безопасности КС, оценивать влияние надежности оборудования и трубопроводов на аварийность и находить оптимальные с точки зрения промышленной безопасности варианты компоновки КС.

Список литературы

1. Рябинин И.А. Надежность и безопасность структурно-сложных систем / И.А. Рябинин. – СПб.: Политехника, 2000. – 248 с.
2. Ветошкин А.Г. Надежность технических систем и техногенный риск / А.Г. Ветошкин. – Пенза: ПГУАиС, 2003. – 155 с.
3. Сафонов В.С. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности / В.С. Сафонов, Г.Э. Одишария, А.А. Швыряев. – М.: Олита, 1996. – 207 с.
4. Козлитин А.Ф. Развитие теории и методов оценки рисков для обеспечения промышленной безопасности объектов нефтегазового комплекса: дис. ... д-ра тех. наук: 05.26.03 / А.Ф. Козлитин. – Саратов, 2006.
5. Абросимов А.А. Экология переработки углеводородных систем / А.А. Абросимов. – М.: Химия, 2002. – 608 с.
6. Можаяев А.С. Теоретические основы общего логико-вероятностного метода автоматизированного моделирования систем / А.С. Можаяев, В.Н. Громов. – СПб.: ВИТУ, 2000. – 145 с.
7. Лисанов М.В. Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта / М.В. Лисанов, А.В. Савина, Д.В. Дегтярев и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – № 7. – С. 16–22.
8. Фик А.С. Анализ повреждений технологических трубопроводов компрессорных станций / А.С. Фик, П.С. Кунина, А.В. Буныкин // Современные проблемы науки и образования. – 2007. – № 4. – С. 118–123.

Logical-and-probabilistic method for predicting the accidental rate of future compressor stations at the gas mains

Yu.V. Gamera^{1*}, O.V. Burutin², S.V. Ovcharov¹, Yu.Yu. Petrova¹, L.V. Yagupova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Gazprom PJSC, Bld. 16, Nametkina street, Moscow, 117997, Russian Federation

* E-mail: Y_Gamera@gwise.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. In accordance with the adopted risk-oriented approach to estimation of safety level at dangerous industrial facilities (DIF), the analysis of man-caused risk should be carried out at all the stages of DIF life time. On the grounds of such analysis the declarations of industrial safety and feasibility reports are being developed as a part of DIF project documentation. Determination of expected accidental rate is an important part of the quantitative risk analysis. Currently, it is carried out mainly using statistical data with their further precise definition by experts. But in respect to designing of compressor stations this procedure seems dubious due to the absence of sufficient amount of statistical data.

The article presents results of logical-and-probabilistic simulation (LPS) of event-trigger processes, which lead to emergency, in order to forecast frequency of possible accidents for newly constructed compressor stations. The processes are presented schematically in a form of unified fault trees (UFT) for typical dangerous components of compressor stations.

Verification of the described approach to forecasting of the expected accidental rate, both at the level of compressor stations equipment and industrial pipelines, and at the level of a complete gas transfer system, showed that results of LPS calculations satisfactorily corresponds to the statistical data. At the same time, UFTs used in simulation as early as at the stage of design allow for revealing and eliminating of weak spots in a system of compressor station safety provision. UFTs help to estimate equipment and pipeline reliability impact to accidental rates and to find optimal variants for configuration of compressor stations.

Keywords: logical-and-probabilistic method, compressor station, expected accidental rate, designing.

References

1. RYABININ, I.A. *Reliability and safety of structurally complex systems* [Nadezhnost i bezopasnost strukturno-slozhnykh sistem]. St.-Petersburg: Politekhnik, 2000. (Russ.).
2. VETOSHKIN, A.G. *Reliability of technical systems and man-caused risk* [Nadezhnost tekhnicheskikh sistem i tekhnogennyi risk]. Penza: Penza State University of Architecture and Construction, 2003. (Russ.).
3. SAFONOV, V.S., G.E. ODISHARIYA, A.A. SHVYRYAYEV. *Theory and practice of risk analysis in gas industry* [Teoriya i praktika analiza riska v gazovoy promyshlennosti]. Moscow: Olita, 1996. (Russ.).
4. KOZLITIN, A.F. *Development of theory and methods for risk estimation to provide industrial safety of oil-and-gas facilities* [Razvitiye teorii i metodov otsenki riskov dlya obespecheniya promyshlennoy bezopasnosti ob'ektov neftegazovogo kompleksa]. Dr. of engineering thesis. Yuri Gagarin State Technical University of Saratov, 2006. (Russ.).
5. ABROSIMOV, A.A. *Ecology of hydrocarbon systems' processing* [Ekologiya pererabotki uglevodorodnykh sistem]. Moscow: Khimiya, 2002. (Russ.).
6. MOZHAYEV, A.S. and V.N. GROMOV. *Theoretical principals of general logical-and-probabilistic method for automated simulation of systems* [Teoreticheskiye osnovy obshchego logiko-veroyatnostnogo metoda avtomatizirovannogo modelirovaniya sistem]. St.-Petersburg: Military Engineering University (VITU), 2000. (Russ.).
7. LISANOV, M.V., A.V. SAVINA, D.V. DEGTYAREV et al. Analysis of Russian and foreign data on accidental rates of pipeline transfer facilities [Analiz rossiyskikh i zarubezhnykh dannyykh po avariynosti na ob'ektakh truboprovodnogo transporta]. *Bezopasnost truda v promyshlennosti*. 2010, no. 7, pp. 16–22. ISSN 0409-2961. (Russ.).
8. FIK, A.S., P.S. KUNINA, A.V. BUNYAKIN. Analysis of damages at industrial pipelines of compressor stations [Analiz povrezhdeniy tekhnologicheskikh truboprovodov kompressornykh stantsiy]. *Sovremennyye problemy nauki i obrazovaniya* [online]. 2007, no. 4, pp. 118–123 [viewed 15 December 2016]. ISSN 2070-7428. (Russ.). Available from: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=478>

УДК [665.725:622.691.4]:621.3.019.3

Обоснование режимных параметров технологических трубопроводов комплексов СПГ с учетом требований промышленной безопасности

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. В работе анализируется специфика эксплуатации низкотемпературных теплоизолированных трубопроводов в составе комплексов для производства сжиженного природного газа (СПГ) различного назначения, связанная с циклическими тепловыми и гидродинамическими процессами захлаживания, заполнения и отогрева трубопроводов. Обоснование конструктивных характеристик подобных трубопроводов и режимов их эксплуатации с учетом норм промышленной безопасности требует использования соответствующего математического аппарата. В статье приведены результаты теоретических и экспериментальных исследований последовательных технологических процессов: замещения воздушной атмосферы в полости трубопровода при прямой подаче природного газа, захлаживания теплоизолированного трубопровода газовым потоком до промежуточного теплового состояния, заполнения трубопровода «вскипающей» жидкостью, естественного отогрева при прекращении перекачки. Проанализированы также особенности гидродинамических процессов при быстротечном перекрытии запорной арматуры с учетом относительно высокой сжимаемости СПГ. По всем рассмотренным процессам обоснованы математические модели и методики расчета, удобные для инженерной практики.

Ключевые слова: низкотемпературный технологический трубопровод, режим эксплуатации, смена атмосферы, захлаживание, заполнение, отогрев, гидроудар, математическое моделирование, требования промышленной безопасности.

Отличительной особенностью технологических трубопроводов комплексов для производства сжиженного природного газа (СПГ) является эксплуатация в циклических режимах при значительных (знакопеременных) термических и гидравлических нагрузках, оказывающих непосредственное влияние на показатели конструктивной надежности и безопасности. Обоснование регламентных процедур эксплуатации трубопроводов проводится на базе методик расчета гидрогазодинамических и тепломассообменных процессов в трубопроводах, и достоверность таких методик крайне важна.

Далее рассматриваются методические подходы к математическому моделированию процессов эксплуатации технологических трубопроводов СПГ.

Смена атмосферы

При вводе трубопроводов в эксплуатацию, в том числе после ремонтных работ, необходимо провести замещение находящегося в полости трубопровода воздуха природным газом, что будет приводить к образованию взрывоопасной смеси и требует особого контроля. Эта проблема часто встречается на объектах нефтегазового и химико-технологического профиля, и различные варианты ее решения достаточно широко представлены в литературе [1–9], причем как с учетом прямого взаимодействия (смешения) двух газов в трубопроводе, так и с использованием разделительных зон («пробок») с инертным газом. Далее приводятся рекомендации по практическому расчету зон прямого смесеобразования воздуха и природного газа в относительно коротких трубопроводах (1–2 км) при незначительных перепадах давления (3–5 бар), что соответствует специфике технологических трубопроводов комплексов СПГ.

Для осредненных показателей смеси в подвижной системе координат (сечение контакта двух газов), перемещающейся со скоростью изотермического потока газа (W), и с учетом изменения по длине эффективного коэффициента смешения ($D_{эф}$) дифференциальное уравнение турбулентной диффузии записывается как [4]

$$A \frac{\partial C_B}{\partial \tau} = \frac{\partial^2 C_B}{\partial y^2},$$

где $A = \tilde{v} \left[\widetilde{\text{Pr}}^{-1} + 28,7 (\widetilde{\text{Re}} \sqrt{\bar{\lambda}})^{0,755} \right] \frac{P_{\text{ny}}}{T_{\text{ny}}} T$ (\tilde{v} – осредненный коэффициент кинематической

вязкости 50%-ной смеси газов, приведенный к нормальным условиям – давлению P_{ny} и температуре T_{ny} ; $\widetilde{\text{Pr}}$ – диффузионный критерий Прандтля; $\widetilde{\text{Re}}$ – критерий Рейнольдса; $\bar{\lambda}$ – коэффициент гидравлического сопротивления трения; T – температура изотермического потока); C_B – концентрация вытесняющего газа позади подвижной системы координат; τ – время пребывания потока в трубопроводе;

$$y = \frac{4}{5} \frac{P(x)^{5/2} - (P(x)^2 - Ix)^{5/4}}{AI} \quad (I = \frac{P_1^2 - P_2^2}{L}; L - \text{длина трубопровода диаметром } d_0;$$

$P_1, P_2, P(x)$ – соответственно давление в начале и в конце трубопровода и в начале подвижной системы координат).

Решение этого уравнения предложено М.В. Нечваль и В.Ф. Новоселовым [4]. Для нас представляет интерес изменение концентрации в конце трубопровода (например, в случае сброса смеси газов на факел), которое может быть получено из общего решения в виде:

$$2C_B(L) = 1 + \Phi \left\{ \frac{2 [P_2^2 + (P_1^2 - P_2^2)(\bar{\tau} - 1)]^{5/4} - P_2^{5/2}}{P_1^2 - P_2^2} \sqrt{\frac{WL}{A}} \right\}, \quad (1)$$

где Φ – интеграл вероятности ($\Phi(-z) = -\Phi(z)$); $\bar{\tau} = \frac{\tau}{\tau_0}$; $\tau_0 = \frac{G_\Gamma}{LF\rho_\Gamma}$ – время заполнения

трубопровода вытесняющим газом (где G_Γ, ρ_Γ – массовый расход и плотность вытесняющего (закачиваемого) газа; F – площадь живого сечения трубопровода). При этом $C_B + C_A = 1$ (где C_A – концентрация вытесняемого газа); $G_\Gamma \equiv G_B$ (где G_B – массовый расход вытесняющего газа позади подвижной системы координат). Сравнение расчетов по формуле (1) с экспериментом [3] показало хорошее согласование результатов для относительно коротких трубопроводов с небольшим перепадом давлений.

Установлено, что для большинства интересующих нас случаев можно не учитывать изменения $D_{\text{эф}}$. Тогда для граничных условий $\tau < 0$; $C = 0$; $\tau \geq 0$; $x = 0$ и $C = 1$; $x \rightarrow \infty$ и $C = 0$ и условий постоянства средней скорости потока и коэффициента турбулентной диффузии D_T имеем известное аналитическое решение:

$$2c = 1 - \operatorname{erfc} \left(\frac{x - W\tau}{\sqrt{4D_T\tau}} \right), \quad (2)$$

где D_T может быть рассчитан, например, по формуле Тейлора:

$$D_T = 3,51Wd_0\sqrt{\bar{\lambda}}.$$

На рис. 1 представлены графические результаты расчетов по формуле (2) для следующих параметров продувки: $\bar{v} = 3 \cdot 10^{-6}$ м²/с, $W = 5$ м/с, $d_0 = 0,6$ м, $L = 1000$ м, $\bar{\lambda} = 0,0145$ ($\widetilde{\text{Re}} = 10^6$), $D_T = 6$ м²/с. Для указанных данных среднее время пребывания потока в трубопроводе $\tau = L/W = 200$ с.

Согласно расчетам для ступенчатого (мгновенного) изменения концентрации природного газа на входе в трубопровод, выход взрывоопасной смеси (5 % ≤ C ≤ 15 %) начинается примерно за 4,3 с до τ и заканчивается через 2,1 с. Объем взрывоопасной смеси составит при этом около 3,7 м³. Округленный интервал времени, в течение которого опасная смесь должна сбрасываться на факел, $(\tau - 0,03\tau) < \Delta T < (\tau - 0,019\tau)$.

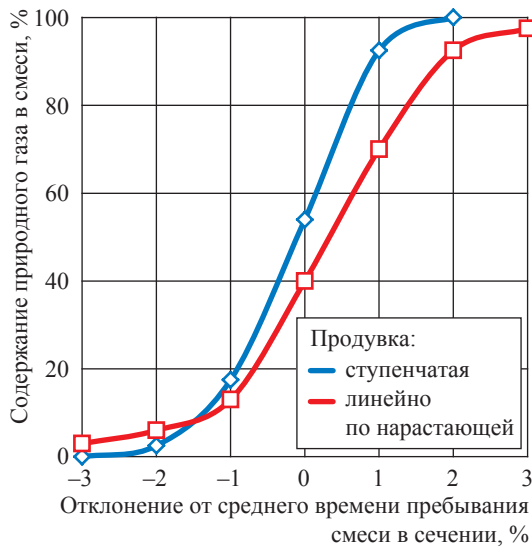


Рис. 1. Изменение содержания природного газа в выходном потоке

В реальных условиях открытие запорной арматуры происходит постепенно в конечном интервале времени, что оказывает определенное влияние на процесс смесеобразования. Для решения этой задачи предложена так называемая «ячеистая модель» [7]:

$$\frac{dC_i}{d\tau} = \frac{n}{\tau}(C_{i-1} - C_i), \quad (3)$$

$$C(0, \tau) \equiv C_0 = a + b\tau, \quad 0 < \tau < T; \quad \tau \geq T; \quad i = 1, \dots, n,$$

где число ячеек (n) определяется из уравнения связи безразмерных дисперсий ячеистой и диффузионной моделей:

$$n = \frac{0,283L}{2d_0\sqrt{\lambda}}.$$

Для случая $a = 0; b = 0,2; T = 5; n = 11$ и принятых параметров продувки (см. ранее) получено решение, представленное на рис. 1 красной кривой. При этом выход взрывоопасной смеси начинается примерно за 6,3 с до среднего значения τ , а заканчивается через 4,1 с после него. Объем смеси составит 6 м³, т.е. возрастет в 1,6 раза по сравнению с первым вариантом, что необходимо учитывать при обосновании регламентных работ.

«Захолаживание»

Как свидетельствует анализ зарубежных и отечественных исследований, перед заполнением технологических коммуникаций низкотемпературными сжиженными газами целесообразно

предварительно охладить трубопроводы газовой фазой до промежуточного температурного уровня, что позволяет значительно ограничить, а в ряде случаев и полностью исключить колебательные гидрогазодинамические процессы, возникающие при подаче в «теплую» магистраль «вскипающего» сжиженного газа, а также снизить температурные деформации трубопроводов.

В предположении постоянства теплофизических характеристик для анализа процесса использовалась система дифференциальных уравнений

$$\frac{m_1 C_1}{2\pi R_1} \left(\frac{\partial T_1}{\partial \tau} + W_1 \frac{\partial T_1}{\partial X} \right) = a_1 [T_2(R_1) - T_1]; \quad (4)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{\partial T_2}{\partial \tau} &= \frac{a_2}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T_2}{\partial r} \right), \quad R_1 \leq r \leq R_2, \\ \frac{\partial T_3}{\partial \tau} &= \frac{a_3}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T_3}{\partial r} \right), \quad R_2 \leq r \leq R_3 \end{aligned} \right. \quad (5)$$

с краевыми условиями

$$\left\{ \begin{aligned} \left(\frac{\partial T_2}{\partial r} \right)_{R_1} &= \frac{a_1}{\lambda_2} [T_2(R_1) - T_1], \\ \left(\frac{\partial T_2}{\partial r} \right)_{R_2} &= \frac{\lambda_3}{\lambda_2} \left(\frac{\partial T_3}{\partial r} \right)_{R_2}, \\ T_2(R_2) &= T_3(R_2), \\ \left(\frac{\partial T_3}{\partial r} \right)_{R_2} &= \frac{a_3}{\lambda_3} [T_0 - T_3(R_3)], \\ T_1(0, \tau) &= T_{\text{вх}}, \\ T_i(r, X, 0) &= T_0. \end{aligned} \right. \quad (6)$$

Здесь X, r – осевая и радиальная координаты; a – коэффициент теплоотдачи; m – масса на единицу длины; $a = \lambda/c\rho$ – коэффициент температуропроводности (где λ – коэффициент теплопроводности; c – теплоемкость; ρ – плотность); здесь и далее в формулах индексы 1, 2, 3, «0» характеризуют параметры газа, стенки трубопровода, тепловой изоляции, окружающей среды соответственно; индекс «вх» – значение на входе в трубопровод.

Точное аналитическое решение сформулированной задачи встречает определенные математические трудности. Приближенное аналитическое решение получено с помощью интегрального преобразования Лапласа – Карсона [10]. Сравнение данного решения с экспериментом [11, 12] показало хорошее согласование, что позволило на этой основе провести числовой анализ влияния различных факторов

на характер охлаждения теплоизолированных трубопроводов. Заметим, что для трубопроводов режимные параметры и конструктивные характеристики (температура потока, расход, диаметр, толщина стенки, протяженность и т.п.), а также вид и толщина теплоизоляции (экранно-вакуумная, пенополиуретановая высокой плотности и т.п.) могут варьироваться, оказывая тем самым различное влияние на режим охлаждения, что позволяет вводить в исходную постановку задачи определенные упрощения для получения частных инженерных решений.

Решение 1. При выполнении условий $\delta_{из} / \lambda_3 \geq 3$ (м²·К)/Вт (где $\delta_{из}$ – толщина слоя теплоизоляции) и $\psi_{23} = m_2 c_2 / m_3 c_3 \gg 1$ определяющее влияние на характер изменения температуры стенки трубопровода оказывает собственная теплоемкость стенки, т.е. процесс захлаживания массы металла. При этом влияние теплоемкости теплоизоляции и внешнего теплопритока, как правило, незначительно. Это условие характерно, например, для криогенных трубопроводов с экранно-вакуумной теплоизоляцией.

Установлено также, что при тепловых нагрузках, соответствующих практически важным сочетаниям режимных и конструктивных параметров технологических трубопроводов, уравнение теплопроводности стенки может быть заменено уравнением теплового баланса для осредненной по толщине температуры. Таким образом, при принятых упрощениях задача охлаждения («идеально») теплоизолированного трубопровода формулируется в виде:

$$\left. \begin{aligned} -\frac{m_2 c_2}{2\pi R_1} \frac{\partial T_2}{\partial \tau} &= a_1 (T_2 - T_1), \\ \frac{m_1 c_1}{2\pi R_1} \left(\frac{\partial T_1}{\partial \tau} + W \frac{\partial T_1}{\partial x} \right) &= a_1 (T_2 - T_1), \\ T_1(0, \tau) &= T_{вх}, \quad T_2(x, 0) = T_0. \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

Решение задачи в подобной или близкой постановке известно и применяется в различных областях техники. Наиболее удобным для практического использования представляется решение, предложенное Е.П. Серовым [13]:

$$\left. \begin{aligned} \Theta_2(\chi, t) &= M_1(\chi, t) - M_0(\chi, t), \\ \Theta(\chi, t) &= M_1(\chi, t). \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

Здесь

$$M_0(\chi, t) = I_0(2\sqrt{\chi t}) \exp(-\chi - t); \quad M_1(\chi, t) = \sum_{n=0}^{\infty} \sum_{k=0}^n \frac{t^n \chi^k}{n! k!} \exp(-\chi - t);$$

$$\chi = 4\bar{L}St\bar{x}; \quad t = \frac{2a_1\pi R_1}{m_2 c_2} \tau - \frac{m_1 c_1}{m_2 c_2} \chi; \quad \bar{L} = \frac{L}{2\pi R_1}; \quad \bar{x} = \frac{X}{L}; \quad \Theta_1 = \frac{T_0 - T_i(x)}{T_0 - T_{вх}},$$

где $St = \frac{a_1 \pi R_1^2}{G_1 c_1}$ – критерий Стентона; $G_1 = \rho_1 W_1 F_1$ – массовый расход хладоносителя;

$I_i(2\sqrt{\chi t})$ – функции Бесселя.

Представляя модифицированную функцию Бесселя и экспоненциальную функцию в формуле (8) сходящимися рядами

$$I_0(z) = \sum_{v=0}^{\infty} (-1)^v \frac{\left(\frac{z}{2}\right)^{2v}}{(v!)^2}; \quad \exp(v) = \sum_{v=0}^{\infty} \frac{v^v}{v!}$$

и ограничиваясь с учетом быстрой сходимости рядов тремя членами разложения функции Бесселя и линейной частью разложения экспоненты, на базе (8) можно получить для расчета функции $\omega(\tau)$, характеризующей интенсивность процесса

охлаждения, или изменение «теплого ресурса» (время охлаждения), следующее выражение:

$$\omega = \frac{\int_0^1 [T_0 - T_2(x, \tau)] d\bar{x}}{\int_0^1 [T_0 - T_2(x, \infty)] d\bar{x}} = \frac{1}{4LSt} [t - M_2(\chi, t)]_{\chi=4LSt}, \quad (9)$$

где $M_2(\chi, t) = 4\bar{L}StM_0 + (t - \chi)M_1 + \sqrt{\chi t} \cdot I_1(2\sqrt{\chi t})$.

Процесс охлаждения является в общем случае асимптотическим. Время вывода трубопровода на стационарный тепловой режим работы τ^* (время реализации теплового ресурса стенки, т.е. охлаждения), согласно выполненным оценкам, может быть рассчитано по уравнению (9) из условия $\omega(\tau^*) = 0,9-0,95$. Функции $M_j(\chi, t)$ табулированы [14], что позволяет использовать выражения (8), (9) для непосредственного инженерного анализа.

Для оценки правомерности рассмотренной модели проведено сравнение основных параметров процесса, рассчитанных по формулам (8), (9), с результатами численного решения уравнений (4)–(6). Расчеты выполнены для трубопровода длиной 1000 м и наружным диаметром 529 мм при толщине стенки трубы 8 мм, изолированного пенополиуретаном (ППУ 308, $\delta_{из} = 50$ и 100 мм). Охлаждение трубопровода проводится газообразным метаном при $G_T = 5,61 \cdot 10^3$ кг/ч. Температура и давление газа на входе в трубопровод соответственно $T_1(0, \tau) = 120$ К, $P_{вх} = 1,6$ МПа, исходная температура трубопровода $T_2(0) = 290$ К. Коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности изоляции в окружающую среду составляет 5,5 Дж/(м²·К).

Сравнение показало хорошее согласование результатов (рис. 2 и 3) для приведенного диапазона параметров.

Решение 2. Для относительно коротких трубопроводов при выполнении условия $\frac{\partial T_1}{\partial \tau} \ll W \frac{\partial T_1}{\partial x}$ неравномерность отбора тепла газом по длине трубопровода

незначительна (температурные профили $T_1(x, \tau)$ при $\tau > x/W$ для большей части периода охлаждения близки к линейным), что позволяет решать задачу для осредненных по L значений $T_1(x, \tau)$ с возможностью восстановления температурного профиля

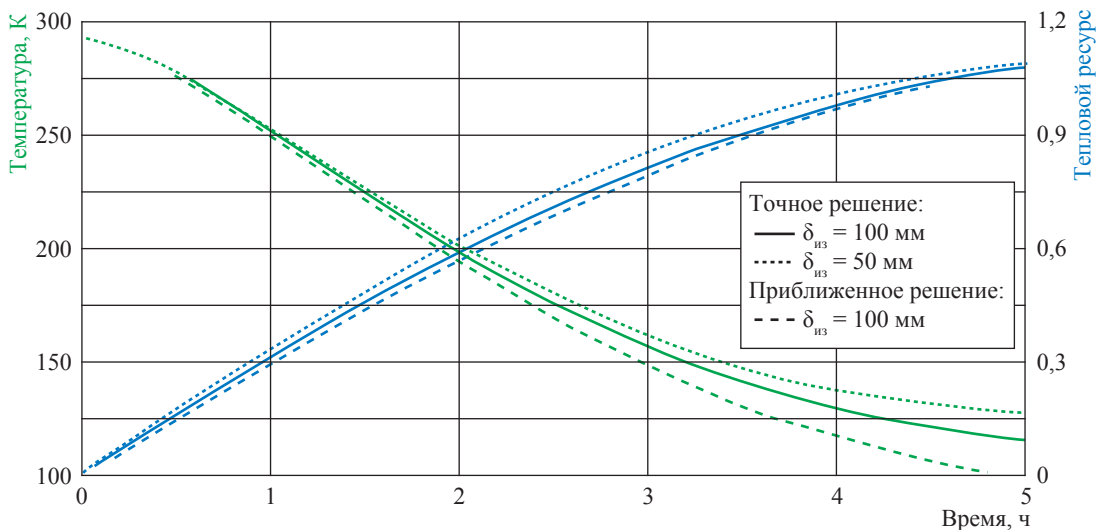


Рис. 2. Изменение среднееинтегральных тепловых и температурных характеристик стенки трубопровода в процессе охлаждения

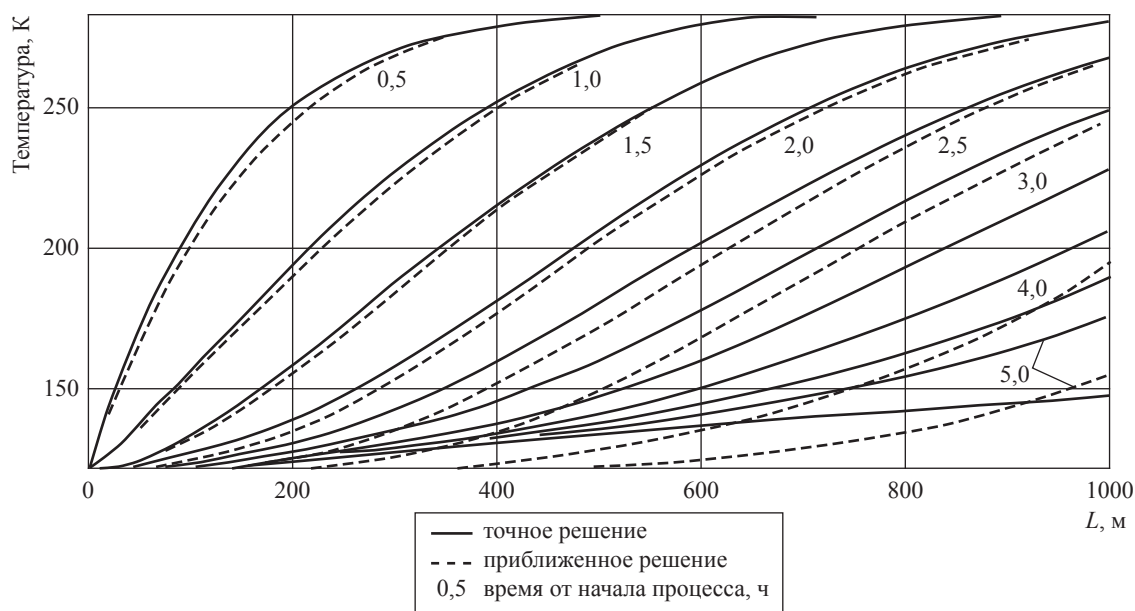


Рис. 3. Изменение температуры стенки трубопровода по L в процессе охлаждения ($\delta_{из} = 100$ мм)

$V_1(\tau) = T_{1,вх} + \Delta T_1(\tau)/2$. Кроме того, как и ранее, для процесса охлаждения стенки трубопровода используется уравнение теплового баланса.

При указанных допущениях задача сводится к решению одномерного уравнения теплопроводности для слоя тепловой изоляции. При этом влияние на процесс охлаждения параметров самого трубопровода и режимных параметров потока газа учтено непосредственно в граничном условии для внутренней поверхности слоя теплоизоляции:

$$\left(\frac{\partial V_3}{\partial \mathbb{R}}\right)_1 = \psi_{23} \frac{\mathbb{R}^2 - 1}{2} \left(\frac{\partial V_3}{\partial F_0}\right)_1 + \beta_0 [V_3(1) - T_{вх}]; \quad (10)$$

$$\left(\frac{\partial V_3}{\partial \mathbb{R}}\right)_\gamma = 0; \quad V_3 = (\gamma, F_0) = T_0,$$

$$\text{где } V_1 = \frac{1}{L} \int_0^L T_j(r, x) dx; \quad \mathbb{R} = \frac{r}{R_2}; \quad \gamma = \frac{R_3}{R_2}; \quad \beta_0 = \frac{a_1 R_1}{\lambda_3} (1 + 2L\bar{St})^{-1}; \quad F_0 = \frac{a_3 \tau}{R_2^2}.$$

Решение задачи в такой постановке получено с использованием преобразования Лапласа (в виде бесконечного ряда комбинаций функций Бесселя) [12]. Предложено [12] также аналитическое решение этой задачи методом интегрального теплового баланса при аппроксимации истинного температурного распределения функций вида

$$V_3(\mathbb{R}, F_0) = b_1(F_0) + [b_1(F_0) + Rb_2(F_0)] \ln(\mathbb{R}), \quad 1 \leq \mathbb{R} \leq \gamma.$$

Однако выражение, полученное при этом для расчета функции $V_2(F_0) = V_3(1, F_0)$, громоздко и здесь не приводится.

Решение можно существенно упростить, если принять, что суммарное количество тепла, отбираемое от теплоизоляции в процессе ее охлаждения, можно приближенно представить в виде двух независимых составляющих: внешнего теплопритока, определяемого термическим сопротивлением изоляции, и теплопритока, связанного

с захлаживанием ее массы. Если вторую составляющую рассматривать как аддитивную функцию скорости изменения температуры стенки трубопровода, получим:

$$\left(\frac{\partial V_3}{\partial R}\right)_1 = \beta_1 \left(\frac{\partial V_3}{\partial F_0}\right)_1 + \beta_0 [V_3(1) - T_{1, \text{вх}}], \quad (10a)$$

$$\text{где } \beta_1 = \left(\psi_{23} + \frac{1}{2} \left[\frac{1}{2 \ln(\gamma)} - \frac{1}{\gamma^2 - 1} \right] \right) \frac{\gamma^2 - 1}{2}.$$

Решение уравнения теплопроводности теплоизоляции в силу сделанных упрощений ищется уже как квазистационарное. Рассматривается, кроме того, наиболее общий случай, когда начальная температура трубопровода отлична от температуры окружающей среды, т.е. $V_2(0) \neq T_0$, а температура газа на входе в трубопровод меняется по заданному закону, что может иметь место, например, при ступенчатом охлаждении или при ограничениях по температурным деформациям трубопровода в процессе его охлаждения. Полагая

$$T_{\text{вх}}(F_0) = T_{\text{вх}}(0) - \varphi(F_0),$$

имеем:

$$V_2(F_0) = V_2^*(F_0) - \left[\frac{T_0 - T_{\text{вх}}(0)}{1 + \beta_0 \ln(\gamma)} + \frac{\beta_0}{\beta_1} \int_0^{F_0} \varphi(\xi) \exp(-\bar{\vartheta} \xi) d\xi \right] \exp(-\bar{\vartheta} F_0). \quad (11)$$

$$\text{Здесь } V_2^*(F_0) = \frac{T_0 + \beta_0 \ln(\gamma) T_{\text{вх}}(0)}{1 + \beta_0 \ln(\gamma)} + \frac{\beta_0 \ln(\gamma) [T_0 - T_{\text{вх}}(0)]}{1 + \beta_0 \ln(\gamma)} \exp(-\bar{\vartheta} F_0); \quad \bar{\vartheta} = \frac{1 + \beta_0 \ln(\gamma)}{\beta_1}.$$

Для постоянной температуры газа на входе в трубопровод время захлаживания можно определить как

$$F_{0*} = \frac{1}{\Omega} \ln \left(\frac{1}{1 - \omega} \right), \quad (12)$$

$$\text{где } \omega = \frac{\int_0^1 [T_0 - T_2(x, \tau)] d\bar{x}}{\int_0^1 [T_0 - T_2(x, \infty)] d\bar{x}}; \quad \Omega = 2 \left(\beta_1 + \frac{1}{\ln \gamma} \right) \frac{(\gamma - 1)^2}{N_* (\gamma^2 - 1)}; \quad N_* = \frac{1}{2(\gamma^2 - 1)} \left(\frac{\gamma^2 - 1}{2 \ln \gamma} - 1 \right) + \psi_{23}.$$

Для обоснования достоверности предлагаемых расчетных моделей в дополнение к сравнению с результатами численной реализации на ЭВМ исходной системы дифференциальных уравнений (4)–(6) проведено сопоставление расчетов по упрощенной модели с результатами модельного эксперимента [11, 12] (на экспериментальном стенде исследовались трубопроводы двух типов с пенополиуретановой теплоизоляцией, обладающие следующими характеристиками: 1) $2R_2 = 30$ мм, $[R_2; R_1] = 1$ мм, $[R_3; R_2] = 105$ мм, $T_{\text{н}} = 100$ К, $\psi_{23} = 7,85 \cdot 10^{-2}$, $L/2R_1 = 1,8 \cdot 10^3$; 2) $2R_2 = 75$ мм, $[R_2; R_1] = 3,5$ мм, $[R_3; R_2] = 50$ мм, $T_{\text{н}} = 205$ К, $\psi_{23} = 1,91$, $L/2R_1 = 0,7 \cdot 10^3$). Массовый расход хладоносителя (азота) изменялся от 10 до 200 кг/ч, давление на входе в трубопровод – от 0,05 до 0,15 МПа. Методика проведения эксперимента и приборное оснащение установки позволяли обеспечить точность измерений и поддержания на заданном уровне, %: температуры – 0,5; давления – 0,35; массового расхода – 1,5.

Результаты сравнения представлены на рис. 4. Установлено, что модель «идеально теплоизолированного трубопровода» (см. формулы (8), (9)) для трубопроводов первого типа ($d_0 = 3 \cdot 10^{-2}$ м, $\psi_{23} = 7,85 \cdot 10^{-2}$) дает значительные расхождения с экспериментом, а для трубопроводов второго типа ($d_0 = 7,5 \cdot 10^{-2}$ м, $\psi_{23} = 1,91$) – удовлетворительное совпадение результатов. С целью дополнительного анализа по модели [10]

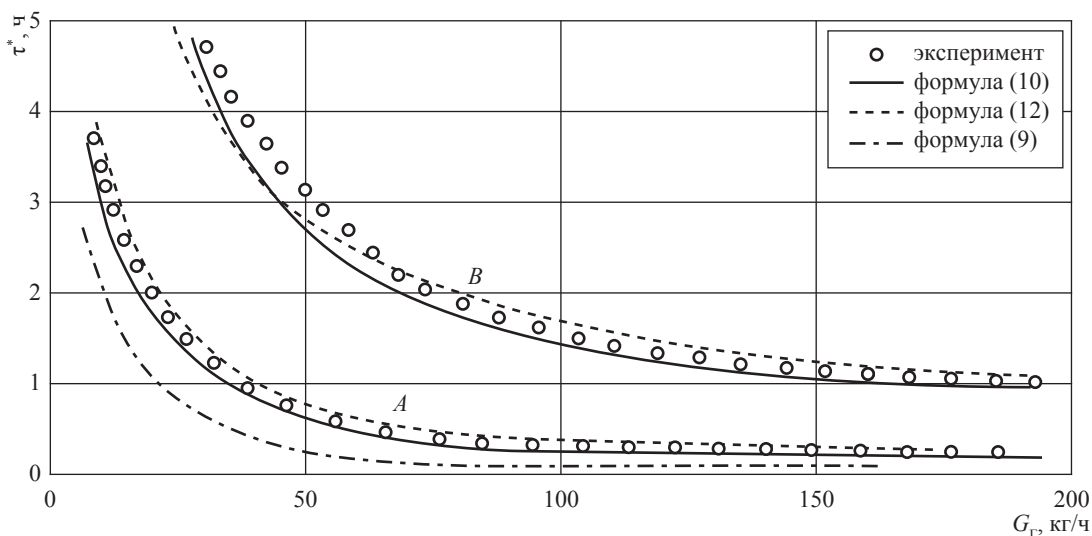


Рис. 4. Влияние расхода хладоносителя на время охлаждения теплоизолированного трубопровода (при $\omega(\tau^*) = 0,9$) для $\psi_{23} \approx 8 \cdot 10^{-2}$ (см. А) и $\psi_{23} = 1,91$ (см. В)

проведены многовариантные расчеты на ЭВМ. В результате показано, что область применения модели «идеально теплоизолированного трубопровода» ограничена значением $\psi_{23} > 2$ (для $\omega \approx 0,9$).

Вторая одномерная модель (с сосредоточенными в осевом направлении параметрами) позволяет рассчитать среднеинтегральные по длине тепловые и температурные характеристики газового потока, стенки трубопровода и теплоизоляции.

Значения τ^* , рассчитанные по формуле (12), сопоставлены с результатами численной реализации двухмерной задачи и данными экспериментов на рис. 4. Сравнение показало удовлетворительное совпадение результатов во всем исследованном диапазоне измерения режимных и конструктивных параметров.

Таким образом, предложены простые математические модели, адекватно отражающие физические особенности рассматриваемого процесса, которые могут найти применение при практических исследованиях ряда вопросов нестационарного теплообмена в трубопроводах различного назначения в соответствующих диапазонах изменения параметров.

Заполнение

Как было отмечено ранее, за счет предварительного охлаждения теплоизолированного трубопровода до промежуточного теплового состояния, близкого к номинальному, при последующем заполнении трубопровода термодинамически нестабильной жидкостью могут быть значительно снижены неблагоприятные гидродинамические процессы, связанные с частичным испарением СПГ и образованием двухфазного потока. С этой же целью, т.е. для сохранения однофазного потока, заполнение предварительно охлажденного трубопровода СПГ может проводиться под противодавлением газовой фазы (рис. 5, 6).

Для дальнейшего анализа этого процесса принимаются следующие упрощения:

- тепловой режим теплоизолированного трубопровода к моменту заполнения его СПГ близок к квазистационарному и определяется только термическим сопротивлением теплоизоляции;
- заполнение трубопровода жидкостью протекает в монотонном режиме и может быть описано с использованием метода последовательной смены стационарных состояний [17, 18] известной системой дифференциальных уравнений:

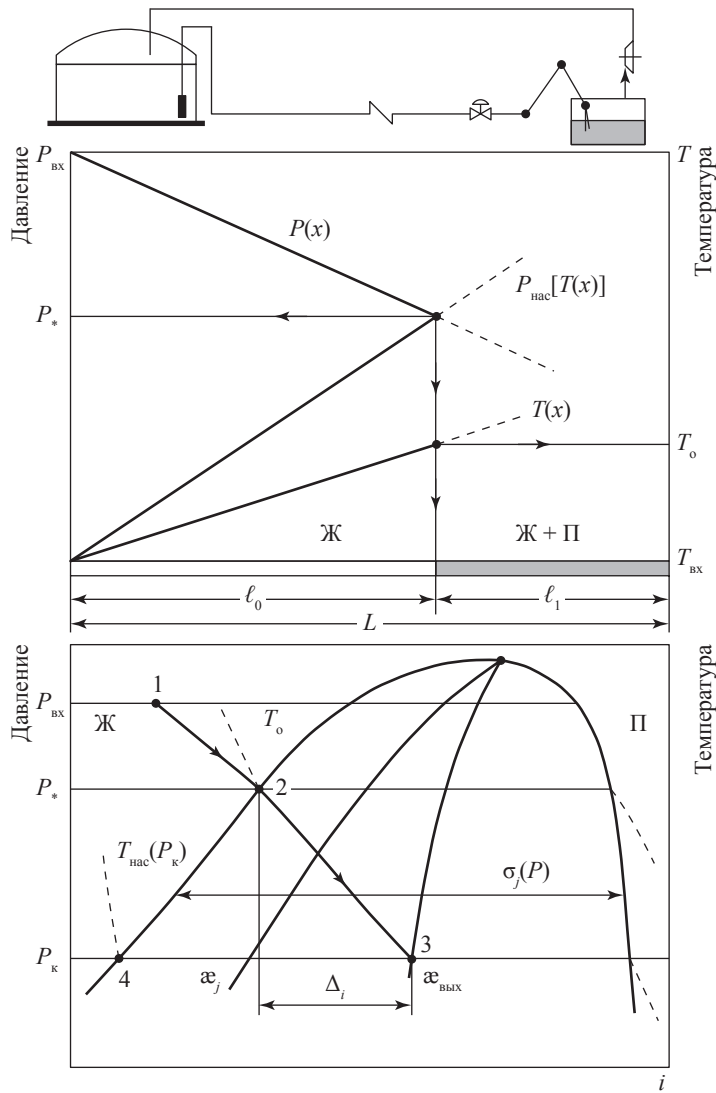


Рис. 5. К расчету движения СПГ по трубопроводу: i – энтальпия; Ж – жидкость; П – пар; $P_{нас}$ – давление насыщения; $T_{нас}$ – температура насыщения; P_k – конечное давление; σ – теплота испарения; α – массовое паросодержание

$$\left. \begin{aligned} -\frac{dP}{\rho} &= \bar{\lambda} \frac{W^2}{2d_0} dx + wdw + gdz, \\ d_i + wdw &= \frac{k\pi d_0}{G} (T_o - T) dx, \\ G &= \rho W F_o, \\ P_{нас}(T) &= F(x), \rho(x) = F(p, T). \end{aligned} \right\} \quad (13)$$

Здесь $d_i = c_p dT + \left[\vartheta - T \left(\frac{d\vartheta}{dT} \right)_p \right] dP$ – изменение энтальпии (где $\vartheta = \rho^{-1}$; c_p – изобарная теплоемкость); $k = \lambda/\delta_{из}$ – коэффициент теплопередачи от окружающей среды к жидкости через слой; g – ускорение свободного падения; z – вертикальная отметка;

$$F_o = \frac{\pi}{4d_0^2}.$$

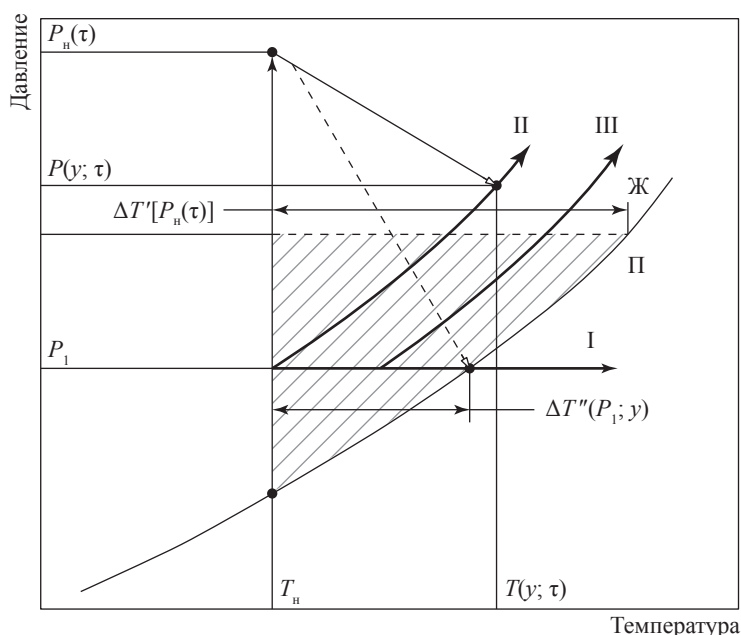


Рис. 6. К вопросу заполнения трубопровода сжиженным газом: I – постоянное противодействие; II – повышаемое противодействие; III – комбинированный вариант

Установлено [11], что для интересующих нас диапазонов изменения температуры и давления изменение функции $P_{\text{нас}}(T)$ по длине может быть аппроксимировано с высокой точностью квадратичным полиномом

$$P_y(x) = \overline{C}_0 + \overline{C}_1 T(x) + \overline{C}_2 T^2(x),$$

а изменение функции $\rho(P, T)$ – зависимостью вида $\rho(x) = f_1 - f_2(P)T$, где в общем случае $f_1(P) = \varepsilon_1 - \varepsilon_2 P$; $f_2(P) = S_1 - S_2 P$; \overline{C} , ε и S – частные коэффициенты.

Как показал анализ [11], изменение плотности за счет изменения температуры в два-четыре раза больше, чем за счет изменения давления. Поэтому для интересующих нас целей функции $f_1(P)$ и $f_2(P)$ могут рассматриваться как константы (например, для начального значения давления $\mu_1 = f_1(P_{\text{вх}})$; $\mu_2 = f_2(P_{\text{вх}})$), т.е.:

$$\rho(x) = \mu_1 - \mu_2 T(x).$$

С учетом отмеченных положений для расчета длины однофазного участка трубопровода (см. рис. 5) можно получить выражение:

$$\overline{x}_0 = \frac{l_0}{L} = \sqrt{\frac{1}{4} \left(\frac{\xi_1 + \overline{v}_1}{\xi_2 - \overline{v}_2} \right)^2 - \frac{\xi_0 - P_{\text{вх}}}{\xi_2 - \overline{v}_2} - \frac{\xi_1 - \overline{v}_1}{2(\xi_2 - \overline{v}_2)}}; \quad 0 \leq \overline{x} \leq 1, \quad (14)$$

в котором

$$\xi_0 = \overline{C}_0 + \overline{C}_1(T_{\text{вх}} - \overline{C}_2)^2; \quad \xi_1 = 2\overline{C}_1(T_{\text{вх}} - \overline{C}_2)(T_0 - T_{\text{вх}})\text{Шу}; \quad \xi_2 = \overline{C}_1(T_0 - T_{\text{вх}})^2\text{Шу};$$

$$\overline{v}_1 = \frac{\overline{\Psi}}{\rho_H} + \varphi \rho_H; \quad \overline{v}_2 = \frac{m}{2} \left(\frac{\overline{\Psi}}{\rho_H^2} + \varphi \right); \quad \overline{\Psi} = \overline{\lambda} \left(\frac{G}{F_0} \right)^2 \frac{L}{2d_0}; \quad \varphi \cong g \frac{dz}{dx};$$

$$\text{Шу} = \frac{k\pi D}{Gc_p} L - \text{параметр Шухова}; \quad m = \mu_2(T_0 - T_{\text{вх}})\text{Шу}; \quad \rho_H \equiv \rho(0); \quad T_{\text{вх}} \equiv T(0, \tau).$$

Сопоставление расчетов¹ по (14) с более точными решениями системы дифференциальных уравнений (13) показало удовлетворительную сходимость результатов [11].

При $x > l_0$ дальнейшее движение сжиженного газа будет связано с его частичным испарением, т.е. с образованием в трубопроводе двухфазного потока. В инженерной практике для расчета гидравлики двухфазных потоков широкое распространение получила так называемая гомогенная модель [15], основанная на предположении равенства линейных скоростей пара и жидкости, термодинамического равновесия фаз, а также применимости функциональных зависимостей коэффициентов трения однофазного потока.

Если принять далее, что увеличение паросодержания потока по длине пропорционально снижению давления над насыщенной жидкостью, т.е. величине $[P_* - P(x)] \div \div (P_* - P_k)$ (равносильно замене на рис. 5 отрезков [2; 4] и [2; 3] прямыми линиями, что полностью удовлетворяет нашим условиям), и величине внешнего теплоточка q_1 , можно получить следующее уравнение для расчета зоны двухфазного течения [11]:

$$1 - \bar{x}_0 = \bar{x}_1 = \frac{P_0 - P_k}{b_1 - b_2 \alpha_{\text{вых}}} - \frac{b_2 P_0 \alpha_{\text{вых}}}{(b_1 - b_2 \alpha_{\text{вых}})^2} \ln \left(\frac{b_1 P_0}{b_2 \alpha_{\text{вых}} (P_0 - P_k) - b_1 P_k} \right), \quad (15)$$

где $P_0 \rightarrow P_*$; $b_1 = \psi_* \frac{1}{\rho_{\text{ж}}}$; $b_2 = \psi_* \frac{RT_{\text{н}}}{P_* - P_k}$; $\bar{x}_1 = \frac{l_1}{L}$; $\lambda_{\text{см}} = b\bar{\lambda}$, ($b > 1$);

$$\alpha_{\text{вых}} = \frac{q\pi D(L - l_0)}{G\tilde{\sigma}_{\text{ж}}} + \frac{i(P_k) - i(P_0)}{\tilde{\sigma}_{\text{ж}}} \quad \text{при} \quad \tilde{\sigma}_{\text{ж}} = \frac{\sigma(P_0) - \sigma(P_k)}{2}; \quad R - \text{газовая постоянная};$$

$\psi_* = \bar{\psi}$ при $\lambda_{\text{см}} = \bar{\lambda}$; индексы «ж», «п» указывают на жидкость и пар соответственно.

Соответствующие расчеты показали, что даже при относительно незначительном парообразовании в трубопроводе ($\alpha_{\text{вых}} \cong 0,05-0,1$) его пропускная способность может существенно снизиться.

Как уже отмечалось, образование двухфазного потока в технологических трубопроводах СПГ является неблагоприятным фактором. С целью сохранения однофазности потока процесс заполнения может быть проведен под противодействием паровой фазы (см. рис. 6). Такая технология была в свое время успешно реализована при вводе в эксплуатацию конденсатопровода Вуктыл – Ухта [16] при давлении насыщенных паров конденсата 2,5 МПа.

При решении задачи заполнения трубопровода жидкостью [17–20] необходимо учитывать сопряжение гидравлической характеристики трубопровода и напорной характеристики насоса. Установлено [11], что эту характеристику с точностью не хуже 1 % можно аппроксимировать квадратичным полиномом

$$\Delta P(\tau) = P_{\text{вх}}(\tau) - P_{\text{вс}} = \eta_0 + \eta_1 G(\tau) + \eta_2 G^2(\tau), \quad (16)$$

где $P_{\text{вс}}$ – давление на всасывании насоса; η_j – числовые коэффициенты. Если положить $\eta_1 = 0$, погрешность аппроксимации увеличится до 3 %.

С учетом сделанных упрощений получим функцию изменения давления по длине трубопровода в условиях гидравлического сопряжения с характеристикой центробежного насоса и теплового взаимодействия с окружающей средой:

$$P(x, \tau) - P_{\text{вс}} = -\frac{n_3}{n_0 - n_1} G^3(\tau) \ln \left(\frac{n_1 + n_2 \exp \left[-\frac{n_0 x}{G(\tau)} \right]}{n_1 + n_2} \right) + \left(\eta_2 - \frac{n_3}{n_1} x \right) G^2(\tau) + \left\langle \eta_1 - \bar{\varphi} \frac{n_2}{n_0} \left(1 - \exp \left[-\frac{n_0 x}{G(\tau)} \right] \right) \right\rangle G(\tau) + (\eta_0 - \bar{\varphi} n_1 x); \quad 0 \leq x \leq \nu(\tau), \quad (17)$$

¹ Числовые коэффициенты аппроксимации (\bar{C} , μ , ε , S) рассчитаны для сжиженного метана [11].

$$\text{где } n_0 = \frac{k\pi d_0}{C_p}; n_1 = \mu_1 - \mu_2 T_0; n_2 = \mu_2(T_0 - T_{\text{вх}}); n_3 = \frac{\lambda_{\text{тр}}}{2d_0 F_0^2}; \bar{\varphi} = \varphi L^{-1}.$$

Задача регулирования процесса заполнения заключается в обеспечении однофазного состояния основной массы жидкости в конце заполняемого участка трубопровода. Рассмотрим два возможных варианта регулирования (см. рис. 6):

1) $P(y; \tau) = P_1 = \text{idem}$. Сброс (перепуск) газа из полости трубопровода $L - y(\tau)$ производится так, что давление в конце трубопровода поддерживается неизменным в течение всего процесса заполнения. Для получения аналитического решения с учетом ранее сделанных упрощений дополнительно в формуле (17) экспоненциальная функция заменяется линейной частью разложения в ряд, а напорная характеристика насоса учитывается при $\eta_1 = 0$. Это позволяет без существенного влияния на точность использовать следующее выражение для расчета динамики заполнения под противодавлением P_1 :

$$\frac{\tau}{\rho_n F_0} = \frac{\sqrt{[Ay(\tau) - B]F(y)} - \sqrt{\eta_2 - B}}{A} + \frac{B}{4\bar{\varphi} \frac{n_1^2 - n_2^2}{n_3} - \sqrt{-Af}} \ln \left[\frac{\sqrt{AF(y)} + \sqrt{f[B - Ay(\tau)]}}{\sqrt{\eta_2(n_2 - n_1)} + \sqrt{fB}} \right], \quad (18)$$

где $F(y) = \eta_2 - fy(\tau)$; $A = \bar{\varphi}(n_2 - n_2)$; $f = \frac{n_3}{n_1 + n_2}$; $B = \eta_2 - (P_1 - P_{\text{вс}})$.

В процессе заполнения в наиболее неблагоприятных условиях находится часть жидкости непосредственно у фронта движения, т.е. на границе раздела фаз $T[y(\tau)]$. При определенных условиях на расстоянии $x = y_*$ (при $\tau = \tau_*$) от входа температура жидкости может стать равной температуре насыщения при противодавлении P_1 . При этом

$$y_* = \frac{G(\tau_*)}{n_0} \ln \left[\frac{T_0 - T_{\text{вх}}}{T_0 - T_y(P_1)} \right]. \quad (19)$$

С учетом указанных ранее аппроксимаций функций $P_y[T(x)]$ и $P_n[G(\tau)]$ по уравнениям (14), (15), (17), (18) могут быть рассчитаны все необходимые параметры процесса заполнения;

2) $P(y) = F(\tau)$. Поскольку уровень «переохлаждения» жидкости ограничен, из технологических соображений в ряде случаев вариант заполнения при $P(y) = \text{idem}$ может оказаться неэффективным. Тогда однофазное состояние жидкости достигается за счет изменения величины противодавления в трубопроводе по мере его заполнения.

В качестве возможного варианта регулирования предлагается такой режим повышения противодавления (перепуска газа), при котором в координатах $P - T$ линия $P(y; \tau) = f[T(y; \tau)]$ (термодинамическое состояние жидкости в сечении $x = y(\tau)$) будет проходить эквидистантно линии кривой насыщения $P_y(T)$ – см. рис. 6. Тогда величина противодавления определяется условием $P(y; \tau) = P_y[T(y; \tau)] + \Delta P_y^*$, где $\Delta P_y^* = P_1 - P_y(T_{\text{вх}})$ – запас давления на фронте движения жидкости относительно состояния насыщения; P_1 – давление в трубопроводе в начале процесса заполнения.

Аналитические решения для второго варианта заполнения могут быть получены при аналогичных первому варианту упрощениях (ввиду громоздкости здесь не приводятся) с удовлетворительной для инженерных целей точностью.

Естественный отогрев

Ранее отмечено, что в силу технологической специфики трубопроводы комплексов СПГ эксплуатируются в циклических (знакопеременных) режимах. Характерным примером могут быть трубопроводы отгрузки СПГ из хранилищ в танкеры или транспортные цистерны, которые с определенным периодом будут находиться в нестационарных режимах захлаживания и отогрева.

Задача (естественного) отогрева охлажденного до определенного температурного уровня теплоизолированного трубопровода для осредненных по длине параметров формулируется в виде:

$$\left. \begin{aligned} c_3 P_3 \frac{\partial \tilde{T}_3}{\partial \tau} &= \lambda_3 \left(\frac{\partial^2 \tilde{T}_3}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tilde{T}_3}{\partial r} \right), \\ \left(\frac{\partial \tilde{T}_3}{\partial \mathbb{R}} \right)_1 &= \Theta \left(\frac{\partial \tilde{T}_3}{\partial F_0} \right)_1; \quad \tilde{T}_3(R_3, \tau) = T_0, \quad \tilde{T}_3(r, 0) = f(r), \end{aligned} \right\} \quad (20)$$

$$\text{где } \Theta = \frac{\gamma^2 - 1}{2(\gamma - 1)^2} + (\Psi_{13} + \Psi_{23}); \quad \Psi_{13} = \frac{m_1 c_1}{m_3 c_3}; \quad F_0^* = \frac{a_3 \tau}{(R_3 - R_2)^2}.$$

В предположении квазистационарности процесса восстановления температурного поля слоя теплоизоляции решение ищется как квазистационарное методом интегрального теплового баланса. В результате получим [11]:

$$\tilde{T}_2(F_0) = T_0 - [T_0 - \tilde{T}_2(0)] \exp\left(-\frac{F_0^*}{\Theta \ln \gamma_1}\right). \quad (21)$$

Для оценки правомерности сделанных упрощений решена аналогичная задача для плоской теплоизолированной поверхности при аппроксимации температурной функции линейной зависимостью и квадратичной функцией. Сравнение рассчитанных значений $T_2(F_0)$ с результатами известного точного решения (при $\Psi_{13} = 0$) для различных значений Ψ_{23} показало хорошее согласование результатов квазистационарного приближения при $\Psi_{23} \geq 1$ [11]. При $\Psi_{23} < 1$ теплоемкость слоя изоляции оказывает существенное влияние на скорость отогрева трубопровода. Его можно учесть приближенно за счет использования в расчетах при квазистационарном приближении приведенной массовой теплоемкости стенки трубопровода. Показатель экспоненты в уравнении (21) при этом будет иметь вид:

$$\frac{2(\gamma - 1)^2 F_0^*}{(\gamma^2 - 1) \ln \gamma \left[\Psi_{23} + \Psi_{13} + \frac{1}{2(\gamma - 1)^2} \left[\frac{(\gamma - 1)^2}{2 \ln \gamma} - 1 \right] \right]}.$$

Для оценки правомерности такого упрощения на рис. 7 представлено сравнение значений $\tilde{T}_2(\tau) \approx \tilde{T}_3(R_2; \tau)$, рассчитанных по формуле (21) с учетом поправки на теплоемкость изоляции, с результатами описанного ранее эксперимента. Согласование значений находится в пределах 7 %, что позволяет рекомендовать показанные решения для применения в инженерной практике.

Гидроудар

Как показывает практика, при эксплуатации грузочного трубопровода СПГ в циклическом режиме определенную опасность с точки зрения его разгерметизации и выброса продукта представляют эффекты гидроударов, связанных со скоротечным (несколько секунд) перекрытием отсекающей арматуры (например, в зоне заправки танкеров при возникновении аварийных ситуаций на стендерных системах), а также одновременное действие термических и гидродинамических эффектов при подаче в «теплую» магистраль низкокипящих

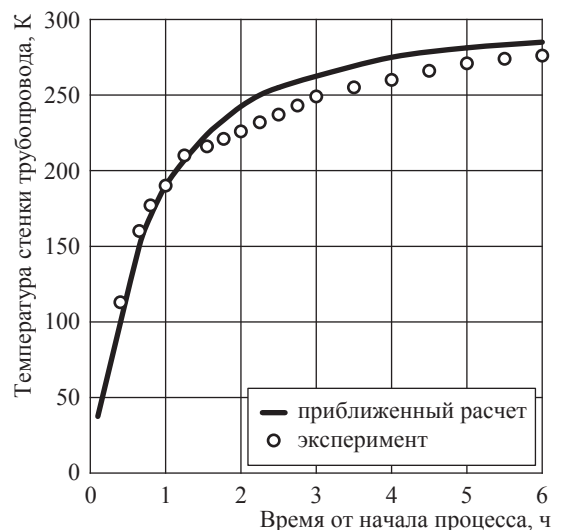


Рис. 7. Изменение температуры стенки надземного теплоизолированного трубопровода в процессе естественного отогрева

(и особенно криогенных) сжиженных углеводородных газов.

Для анализа количественных характеристик гидравлических ударов в загруженных трубопроводах автором совместно с В.А. Сулеймановым (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») проведено численное интегрирование на ЭВМ известной системы дифференциальных уравнений (движения, неразрывности, состояния), описывающих нестационарное одномерное течение однофазной сжимаемой жидкости в трубопроводе:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial}{\partial \tau} \left(\frac{P}{\rho} \right) + W \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{P}{\rho} \right) + C_{зв}^2 \frac{\partial W}{\partial x} &= 0, \\ \frac{\partial W}{\partial \tau} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{P}{\rho} \right) + W \frac{\partial W}{\partial x} + \bar{\lambda} \frac{W|W|}{2d_0} &= 0, \\ \rho &= f(P)_T, \end{aligned} \right\} \quad (22)$$

где $C_{зв}$ – скорость звука. Краевые условия на левой границе характеризуют отбор жидкости из хранилища с помощью центробежного погружного насоса $P = \eta_0 - \eta_2 G^2$ (см. формулу (16)), на выходе которого установлен типовой обратный клапан, рассчитанный на величину давления нагнетания 0,9 от максимально возможной (на «закрытую задвижку»); на правой границе – режим закрытия и гидравлическое сопротивление запорной арматуры $G/G_0 = \psi[F(\tau) / F_0]$, где F – площадь «живого» сечения.

Численный алгоритм решения системы уравнений (22) построен с использованием метода Мак-Кармана (2-го порядка точности по временному и пространственному шагам). Иллюстрационные расчеты проведены для трубопровода диаметром 325 мм (толщина стенки 7 мм) и длиной 2000 м, по которому СПГ перекачивается с производительностью 1230 м³/ч. Исходные давления в начале и в конце участка – соответственно 8,0 и 2,0 ат. В качестве характерных вариантов рассмотрены случаи срабатывания (полного закрытия) в конце трубопровода (перед стендерными системами) шарового крана в течение 15 с и электромагнитного отсекавателя в течение 3 с (таблица).

Из полученных данных следует, что за счет возникающих гидроударов амплитуда волн давления может более чем на порядок превысить номинальные значения давления, причем, как и следовало ожидать, наибольший эффект наблюдается при быстротечном закрытии арматуры. Указанные особенности должны быть учтены при расчете технологических трубопроводов на прочность. Как свидетельствует зарубежный опыт, одними из наиболее эффективных средств снижения пульсаций давления являются использование пневматических предохранительных клапанов, а также синхронизация подачи сигнала на исполнительный механизм запорного устройства с отключением электропривода насоса.

Распределение давления по длине трубопровода при гидроударе, ат

Время от начала процесса, мин	Расстояние x , м / номинальное давление $P(x, 0)$, ат					
	0 / 8	400 / 6,8	800 / 5,6	1200 / 4,4	1600 / 3,2	2000 / 2
Полное закрытие электромагнитного отсекавателя (0,05 мин)						
0,05	10,0	19,3	26,3	27,7	28,4	29,3
0,068	24,0	23,1	21,1	22,2	28,2	30,2
0,5	20,2	20,5	22,8	26,2	28,2	29,3
1,0	21,6	22,4	24,0	25,4	26,2	26,4
1,5	25,7	25,2	24,4	23,7	23,6	23,7
2,0	26,3	26,0	25,1	23,6	22,6	22,1
2,5	25,4	25,1	24,6	24,0	23,6	23,5
3,0	23,1	23,4	24,0	24,8	25,3	25,6
3,5	24,3	24,4	24,3	24,4	24,4	24,4
Полное закрытие шарового крана (0,25 мин)						
0,074	9,6	12,0	14,3	16,6	18,7	20,4
0,102	10,33	12,17	13,45	14,48	15,33	16,0
0,25	3,35	4,56	5,75	6,54	7,12	7,49
0,5	7,36	7,15	6,39	5,59	4,30	3,73
1,0	6,56	6,30	5,83	5,56	5,5	5,5
1,5	4,87	5,12	5,66	6,19	6,56	6,7
2,0	4,98	5,14	5,58	6,14	6,58	6,75

Список литературы

1. Davidson Y.F. Gas mixing in long pipelines / Y.F. Davidson, D.C. Farquharson, Y.Q. Piclen at al. // *Chemical Engineering Science*. – 1955. – № 2.
2. Нечваль М.В. Об эффективном коэффициенте смешения при последовательной перекачке жидкостей и газов / М.В. Нечваль, В.С. Яблонский // *Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов: сб.* – М.: Недра, 1964.
3. Нечваль М.В. Экспериментальное исследование процесса смешения при последовательной перекачке газов / М.В. Нечваль, В.Ф. Новоселов // *Известия вузов. Нефть и газ*. – 1965. – № 4.
4. Нечваль М.В. Определение объема смеси при последовательной перекачке газов / М.В. Нечваль, В.Ф. Новоселов // *Известия вузов. Нефть и газ*. – 1965. – № 4. – С. 77–82.
5. Марон В.И. Уравнения турбулентного перемешивания газов, движущихся в трубе / В.И. Марон // *Газовая промышленность*. – 1970. – № 3.
6. Фёдоров В.Ф. Экспериментальные исследования перемешивания газов в трубопроводе / В.Ф. Фёдоров // *Газовая промышленность*. – 1971. – № 2. – С. 13–18.
7. Шарифуллин В.Н. Анализ взрывоопасности процесса продувки газопровода / В.Н. Шарифуллин, Р.А. Кантюков // *Газовая промышленность*. – 2015. – № 5 (724): Надежность объектов ЕСГ. – С. 34–36.
8. Кафоров В.В. Системный анализ процессов химической технологии / В.В. Кафоров, И.Н. Дорохов. – М.: Наука, 1956. – 500 с.
9. Perkins T.K. Safe purging of natural gas pipelines / T.K. Perkins, J.A. Euchner // *SPE Prod. Eng.* – 1988. – № 4. – P. 663–668.
10. Одишария Г.Э. Исследование нестационарных температурных режимов теплоизолированных газопроводов / Г.Э. Одишария, О.Э. Одишария // *Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт*. – 1980. – № 6. – С. 163.
11. Сафонов В.С. Исследование нестационарных тепловых и гидродинамических процессов, связанных с пуском и эксплуатацией трубопроводов охлажденного и сжиженного природного газа: дис. ... канд. тех. наук / В.С. Сафонов. – М.: ВНИИГАЗ, 1978.
12. Сафонов В.С. Разработка научно-методических основ и практический анализ риска эксплуатации объектов газовой промышленности: дис. ... д-ра тех. наук / В.С. Сафонов. – М.: ВНИИГАЗ, 1997.
13. Серов Е.П. Динамика парогенераторов / Е.П. Серов, Б.П. Корольков. – М.: Энергия, 1972. – 416 с.
14. Корольков Б.П. Специальные функции для исследования динамики нестационарного теплообмена / Б.П. Корольков. – М.: Наука, 1975. – 166 с.
15. Филин Н.В. Неустановившиеся процессы в криогенных системах / Н.В. Филин, Г.Г. Кацнельсон. – М.: ЦИНТИГЭИХимнефтемаш, 1974. – 23 с. – (ХМ-6: Криогенное и кислородное машиностроение).
16. Динков В.А. Особенности эксплуатации конденсатопровода Вуктыл – Ухта / В.А. Динков, А.В. Резчиков, С.А. Гросс и др. // *Газовая промышленность*. – 1972. – № 3. – С. 18–22.
17. Лурье М.В. Последовательная перекачка нефтепродуктов / М.В. Лурье, В.И. Марон, В.А. Юфин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1973. – 84 с.
18. Юфин В.А. Изменение производительности магистрального трубопровода при последовательной перекачке нефтепродуктов с различной вязкостью и плотностью / В.А. Юфин, М.Я. Израйлович // *Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов*. – М.: ВНИИОЭНГ, 1969. – № 11. – С. 6–9.
19. Коробов Г.Э. Определение времени заполнения трубопроводов, проложенных по пересеченной местности / Г.Э. Коробов // *Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья*. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1974. – № 4. – С. 10–12.
20. Kreith F. Cool-down and warm-up of large powder-insulated dewars / F. Kreith, J.W. Dean, L. Brooks // *Advances in Cryogenic Engineering*. – 1963. – № 8. – P. 536–543.

Substantiation of operating conditions for industrial pipe-lines of liquefied natural gas complexes with provision for safety requirements

V.S. Safonov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article reveals specifics in operation of low-temperature heat-insulated pipelines in a body of various plants for liquefied natural gas production related to cyclic heat and hydrodynamic processes of cooling-down, infill and warming-up of pipelines. Substantiation of design characteristics and operation regimes for such pipelines on account of requirements for their industrial safety makes using specific mathematical instruments.

There are some theoretical and experimental results of studying serial technological processes, namely: replacement of air atmosphere in a pipeline cavity at direct input of gas; cooling-down of a heat-insulated pipeline with gas flow up to an interim heat condition; infill of a pipeline with a boiling-up liquid; natural warm-up at transit cancellation. Also, the features of hydrodynamic processes at rapid closing of a stop valve with respect to relatively high compressibility of the liquefied natural gas are analyzed. Convenient mathematical patterns and calculation procedures are substantiated for all considered issues.

Keywords: low-temperature industrial pipe-line, mode of operation, change of an atmosphere, chilldown, infill, deriming, hydroblow, mathematical modelling, requirements for industrial safety.

References

1. DAVIDSON, Y.F., D.C. FARQUHARSON, Y.Q. PICLEN at al. Gas mixing in long pipelines. *Chemical Engineering Science*. 1955, no. 2. ISSN 0009-2509.
2. NECHVAL, M.V. and V.S. YABLONSKIY. On effective multiplication factor at consecutive transit of liquids and gases [Ob effektivnom koeffitsiente smesheniya pri posledovatelnoy perekachke zhidkostey i gazov]. In: *Transport and storage of petroleum and its products: collected papers* [Transport i khraneniye nefi i nefteproduktov]. Moscow: Nedra, 1964. (Russ.).
3. NECHVAL, M.V. and V.F. NOVOSELOV. Experimental study of alligation at consecutive transit of gases [Eksperimentalnoye issledovaniye processa smesheniya pri posledovatelnoy perekachke gazov]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft i gaz*. 1965, no. 4. ISSN 0445-0108. (Russ.).
4. NECHVAL, M.V. and V.F. NOVOSELOV. Calculation of mixture volume at consecutive transit of gases [Opredeleniye obyema smesi pri posledovatelnoy perekachke gazov]. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Neft i Gaz*. 1965, no. 4, pp. 77–82. ISSN 0445-0108. (Russ.).
5. MARON, V.I. Equations of turbulent exchange of gases moving in a tube [Uravneniya turbulentsnogo peremeshivaniya gazov, dvizhushchikhsya v tube]. *Gazovaya promyshlennost'*. 1970, no. 3. ISSN 0016-5581. (Russ.).
6. FEDOROV, V.F. Experimental study of gases' exchange in a gas pipe-line [Eksperimentalnyye issledovaniya peremeshivaniya gazov v truboprovode]. *Gazovaya promyshlennost'*. 1971, no. 2, pp. 13–18. ISSN 0016-5581. (Russ.).
7. SHARIFULLIN, V.N. and R.A. KANTUKOV. Analysis of explosion hazard of a gas pipe-line blow [Analiz vzryvoopasnosti processa produvki gazoprovoda]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2015, no. 5(724): Reliability of UGSS facilities [Nadezhnost obyektov ESG], pp. 34–36. ISSN 0016-5581. (Russ.).
8. KAFOROV, V.V. and I.N. DOROKHOV. *System analysis of processes in chemical engineering* [Sistemnyy analiz protsessov khimicheskoy tekhnologii]. Moscow: Nauka, 1956. (Russ.).
9. PERKINS, T.K. and J.A. EUCHNER. Safe purging of natural gas pipelines. *SPE Prod. Eng.* 1988, no. 4, pp. 663–668. ISSN 0885-9221.
10. ODISHARIYA, G.E., and O.E. ODISHARIYA. Studying of unsteady temperature conditions of heat-insulated gas pipe-lines [Issledovaniye nestatsionarnykh temperaturnykh regimov teploizolirovannykh gazoprovodov]. *Izv. Akad. Nauk SSSR. Energetika i transport*. 1980, no. 6, p. 163. (Russ.).
11. SAFONOV, V.S. *Research of transient heat and hydrodynamic processes related to launch and operation of pipelines for transport of chilled and liquefied natural gas* [Issledovaniye nestatsionarnykh teplovykh i gidrodinamicheskikh protsessov, svyazannykh s puskom i ekspluatatsiyey truboprovodov okhlazhdennogo i szhizhennogo prirodnogo gaza]. Cand. Sci. (Eng.) thesis. Moscow: VNIIGAZ, 1978. (Russ.).
12. SAFONOV, V.S. *Development of scientific and methodical grounds and practical risk analysis for operation of gas industry facilities* [Razrabotka nauchno-metodicheskikh osnov i prakticheskii analiz riska ekspluatatsii obyektov gazovoy promyshlennosti]. Dr. Sci. (Eng.) thesis. Moscow: VNIIGAZ, 1997. (Russ.).
13. SEROV, Ye.P. and B.P. KOROLKOV. *Dynamics of steam generators* [Dinamika parogeneratorov]. Moscow: Energiya, 1972. (Russ.).

14. KOROLKOV, B.P. *Special functions for research of nonstationary heat exchange dynamics* [Spetsialnyye funktsii dlya issledovaniya dinamiki nestatsionarnogo teploobmena]. Moscow: Nauka, 1975. (Russ.).
15. FILIN, N.V. and G.G. KATSNELSON. Non-steady processes in cryogenic systems [Neystanovivshiesya process v kriogennykh sistemakh]. *KhM-6: Kriogennoye i kislorodnoye mashinostroyeniye*. Moscow: TsINTITEIKhimneftemash, 1974. (Russ.).
16. DINKOV, V.A., A.V. REZCHIKOV, S.A. GROSS et al. Features of Vuktyl–Ukhta gas-condensate pipeline operation [Osobennosti ekspluatatsii kondensatoprovada Vuktyl – Ukhta]. *Gazovaya promyshlennost'*. 1972, no. 3, pp. 18–22. ISSN 0016-5581. (Russ.).
17. LURYE, M.V., V.I. MARON, V.A. YUFIN. *Serial transit of petroleum products* [Posledovatel'naya perekachka nefteproduktov]. Moscow: VNIIOENG, 1973. (Russ.).
18. YUFIN, V.A. and M.Ya. IZRAILOVICH. Changing of trunk pipeline performance at serial transit of petroleum products with different values of viscosity and density [Izmeneniye proizvoditelnosti magistralnogo truboprovoda pri posledovatel'noy perekachke nefteproduktov s razlichnoy vyazkostyu i plotnostyu]. *Transport i khraneniye nefiti i nefteproduktov*. Moscow: VNIIOENG, 1969, no. 11, pp. 6–9. (Russ.).
19. KOROBOV, G.E. Determination of time necessary for filling pipelines built along the broken country [Opredeleeniye vremeni zapolneniya truboprovodov, prolozhennykh po peresechennoy mestnosti]. *Transport i khraneniye nefteproduktov i uglevodorodnogo syrya*. 1974, no. 4, pp. 10–12. ISSN 0131-4270. (Russ.).
20. KREITH, F., J.W. DEAN, L. BROOKS. Cool-down and warm-up of large powder-insulated dewars. *Advances in Cryogenic Engineering*. 1963, no. 8, pp. 536–543. ISSN 0065-2482.

УДК [553.98:551.462.32(1-922)]:551.326.6

О необходимости учета айсберговой опасности при обосновании концепции освоения арктических месторождений углеводородов

Д.А. Онищенко^{1,2*}, В.С. Сафонов¹

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

² ИПМех РАН, Российская Федерация, 119526, Москва, пр-т Вернадского, д. 101, корп. 1

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

Ключевые слова:

шельф, морская платформа, дрейф айсбергов, айсберговая угроза, вероятностная модель.

Тезисы. Большое практическое значение для эффективного освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа РФ в Арктике имеет задача обустройства морских месторождений углеводородов, расположенных на айсбергоопасных акваториях. К таким акваториям относятся, в частности, Баренцево и Карское моря, на шельфе которых расположен целый ряд месторождений и перспективных структур с большими запасами углеводородов. Во многих случаях наиболее технологичным является вариант разработки этих месторождений с использованием промысловых перерабатывающих комплексов, размещенных на стационарных или плавучих платформах. Для вариантов обустройства с использованием платформ корректное решение задач качественной и количественной оценки айсберговой угрозы, выбора совокупности параметров, характеризующих эту угрозу, обоснования расчетных значений ключевых параметров будет определять, при прочих равных условиях, как технико-экономическую эффективность проекта, так и уровень его эксплуатационной надежности и безопасности, а также сопутствующие риски.

В работе описаны возможные подходы к проектированию платформ при наличии айсберговой угрозы, выполнен сопоставительный анализ проектов, которые реализованы в мире на данный момент, в том числе отмечена роль системы управления ледовой обстановкой применительно к айсбергам. Представляется очевидным, что при принятии управленческих решений по выбору той или иной концепции обустройства месторождения, расположенного на акватории, где наблюдаются айсберги, существенное значение будет иметь обоснованный прогноз соответствующей айсберговой угрозы. Подчеркивается, что поскольку последняя в силу своей природы имеет случайный характер и обладает, как и все внешние воздействия, порождаемые природными факторами, высокой степенью статистической изменчивости, то задача оценки ее количественных показателей должна изучаться в рамках вероятностной постановки. Это принципиально усложняет применяемый математический аппарат и требует многократно более детальной статистической информации об определяющих параметрах. В методических целях во второй части статьи приведена и детально исследована относительно простая вероятностная модель, на примере которой продемонстрированы разработанные подходы к оценке различных характеристик айсберговой угрозы.

Проблема освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа РФ, и в первую очередь шельфа Арктики, требует проведения большого объема научных исследований фундаментального и прикладного характера, среди которых важное практическое значение имеет задача обустройства морских месторождений углеводородов (УВ), расположенных на айсбергоопасных акваториях. К таким относятся, в частности, Баренцево и Карское моря, на шельфе которых находится целый ряд месторождений и перспективных структур с большими запасами УВ.

Поскольку практически все крупные газоконденсатные месторождения Баренцева и Карского морей отстоят на значительных расстояниях (несколько сотен километров) от берега, а их пластовая продукция содержит большой объем жидких фракций (конденсат, пластовая вода), наиболее технологичным является вариант разработки этих месторождений с использованием промысловых перерабатывающих комплексов на стационарных или плавучих платформах. Корректная качественная и количественная оценка айсберговой угрозы, выбор совокупности параметров, характеризующих эту угрозу, и обоснование их расчетных значений будут определять, при прочих равных условиях, как технико-экономическую эффективность проекта, так и уровень его

эксплуатационной надежности и безопасности, т.е. уровень риска. Очевидно, что использование в проекте завышенных показателей айсберговой угрозы приводит к росту капитальных затрат на строительство, а их возможное занижение увеличивает вероятность частичного повреждения и даже разрушения (выхода из строя) платформы в процессе эксплуатации.

Айсберговая угроза в силу своей природы имеет случайный характер и обладает – собственно, как и все порождаемые природными факторами внешние воздействия – высокой степенью статистической изменчивости. Поэтому задача оценки ее количественных показателей должна изучаться в рамках вероятностной постановки.

Подходы к выбору варианта платформенной концепции обустройства месторождения в ледовых условиях

Рассмотрим кратко несколько концепций платформенного варианта обустройства морских месторождений, которые потенциально применимы для акваторий Баренцева и Карского морей. Хорошо известно, что выбор концепции обустройства является многофакторной задачей; при этом критерий айсберговой угрозы, оцененный в количественных показателях, вполне возможно, станет одним из определяющих.

Классический вариант обустройства морского месторождения – стационарная платформа. По определению¹ это морская платформа, опорная часть которой зафиксирована на морском дне на все время использования платформы по назначению (в английском языке такая конструкция получила название «fixed platform», но, к сожалению, хорошего прямого перевода на русский язык этот термин не имеет). Несущая способность стационарной платформы обеспечивается, при прочих равных условиях, прочностью опорной части и устойчивостью фундамента. Очевидно, что экстремальная нагрузка при возможном навале (кинетическом воздействии) айсберга зависит от формы опорной части на уровне поверхности воды и не зависит от глубины моря. В то же время момент силы, действующей на платформу, линейно возрастает с глубиной моря, что, вообще говоря, требует мощного

фундамента с большими размерами в плане, создание которого в условиях моря сопряжено со значительными техническими трудностями и затратами.

В настоящее время в мире построены две платформы, при проектировании которых непосредственно учитывался сценарий навала айсбергов и поэтому их можно назвать «айсбергостойкими». Обе платформы – «Хайберния» (англ. Hibernia; глубина моря в точке установки – 80 м; диаметр – около 110 м; масса опорной части – 600 тыс. т плюс ~ 300 тыс. т твердого балласта; начало добычи – 1997 г.) и «Хеброн» (англ. Hebron; глубина моря – 90 м; диаметр опорной части – 130 м; диаметр колонны, несущей интегрированное верхнее строение, – 35 м; начало эксплуатации ожидается в 2017 г.) – имеют опорную часть гравитационного типа и установлены на Ньюфаундленской банке (восточное побережье Канады) [1, 2] (рис. 1). Платформы рассчитаны на навал айсберга. Например, для «Хайбернии» расчетным случаем является столкновение с айсбергом массой 1 млн т (иными словами, навал такого айсберга не должен вызывать даже повреждений конструкции), а при воздействии айсберга массой 6 млн т сооружение может получить не критические повреждения с возможной остановкой добычи, но без ущерба жизни и здоровью персонала, а также экологии.

Следующий вариант обустройства – плавучее сооружение. Согласно определению плавучая морская платформа – это платформа, опорная часть которой (корпус) находится на плаву на протяжении всего периода использования платформы по назначению, но оснащена системой удержания для ограничения ее горизонтальных смещений на точке размещения в установленных пределах. В качестве системы удержания морской плавучей платформы применяются системы якорного позиционирования, динамического позиционирования и комбинированные системы позиционирования.

На Ньюфаундленской банке на глубинах порядка 100 м реализованы два проекта обустройства уже с плавучими платформами судового типа FPSO² в условиях наличия айсбергов: «Терра Нова» (лат. Terra Nova) введена в эксплуатацию в 2002 г., «Белая Роза»

¹ См. ГОСТ Р 55311-2012. Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Термины и определения.

² FPSO (англ. floating production, storage and offloading) – технологическое судно для добычи, хранения и отгрузки нефтепродуктов.

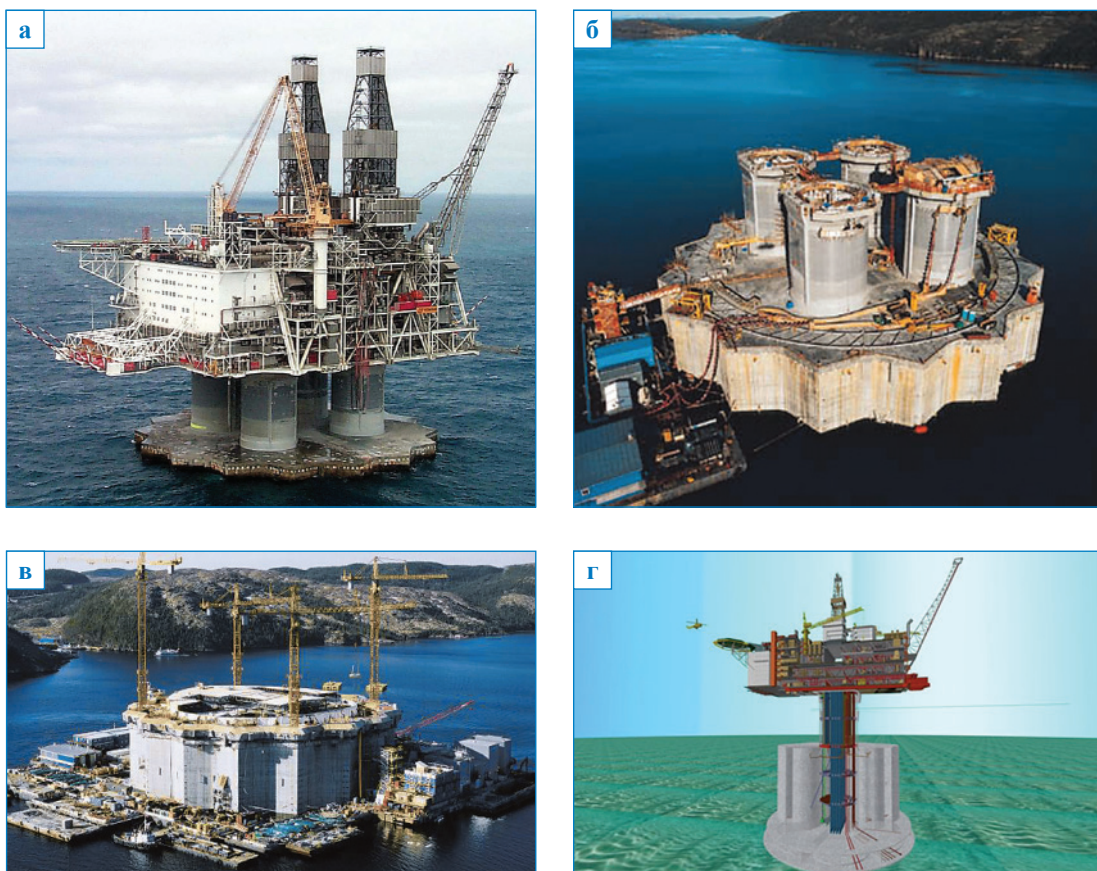


Рис. 1. «Айсбергостойкие» платформы «Хайберния» (а – эксплуатация; б – строительство; в – транспортировка на точку установки) и «Хеброн» (г – концептуальная схема)

(англ. White Rose) – в 2005 г. Корпуса технологических судов рассчитаны на навал айсберга до 100 тыс. т, их размеры составляют около 300 м в длину и около 50 м в ширину [3].

Решение использовать платформы типа FPSO в данных природных условиях явилось поистине революционным шагом в области обустройства морских месторождений. Отличительной особенностью платформ указанного типа является наличие внутренней турели, что позволяет судну совершать разворот на месте и занимать наиболее выгодное положение с точки зрения минимизации внешнего воздействия (эффект «флюгирования»). Кроме того, все райзеры и якорные линии присоединены к специальному устройству, так называемому спайдерному бую, который крепится к турели и может отсоединяться в случае возникновения реальной угрозы столкновения с айсбергом (рис. 2). Аналогичные решения (как с возможностью отсоединения, так и без нее) нашли ранее широкое применение при установке FPSO на акваториях, где наблюдаются

экстремальные штормовые условия вследствие прохождения тайфунов. Аналогичная концепция рассматривалась в качестве приоритетной для Штокмановского проекта [4].

Отметим, что операции отсоединения и повторного подсоединения бую являются достаточно сложными и не всегда раньше выполнялись успешно. Стандартное отсоединение бую реализуется в течение 4 ч, а экстренное может быть осуществлено в течение 15 мин. На стадии проектирования «Терра Нова» рассматривалась частота отсоединения бую примерно раз в год три по причине опасности навала айсберга массой более 100 тыс. т [5]. Кроме того, следует отметить, что конструкции турели и спайдерного бую обладают значительной массой, что в условиях волнения приводит к значительным циклическим воздействиям на корпус судна. Для регионов с частой повторяемостью штормов существует риск развития усталостных повреждений в конструкциях крепления турели. В частности, наличие такой проблемы отмечалось для FPSO, эксплуатирующихся в Северном море [6].

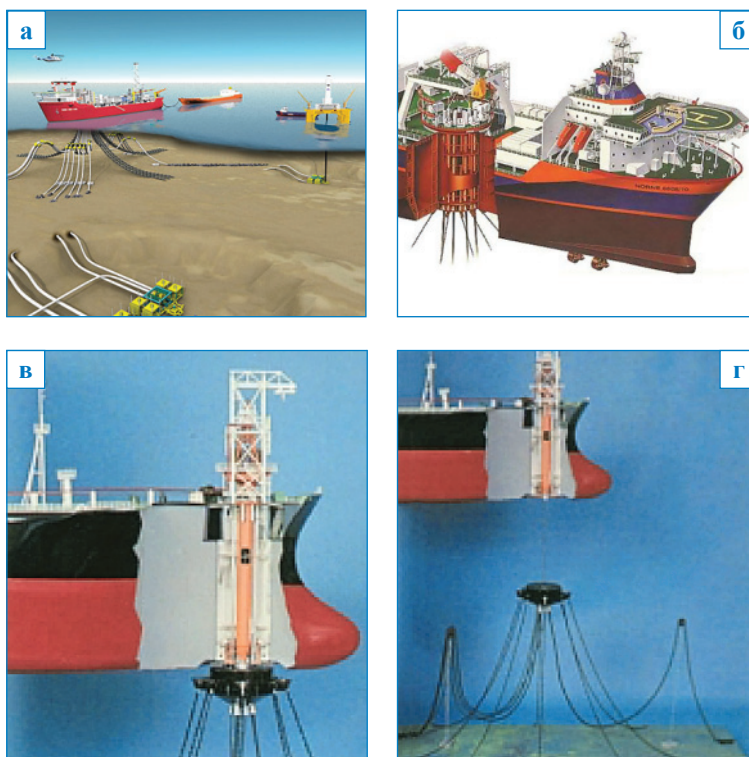


Рис. 2. Концепция FPSO с турелью: а – общий вид платформы «Терра Нова» на месторождении; б – конструктивная схема турели; в – буй закреплен в корпусе; г – буй отсоединен

Чтобы не допустить более частого осуществления процедуры отсоединения буйа, на акватории Ньюфаундленской банки реализована комплексная система управления ледовой обстановкой применительно к айсберговой угрозе. Поскольку англоязычный термин «iceberg management» в настоящее время не имеет хорошего перевода на русский язык, для краткости будем использовать аббревиатуру УАО (управление айсберговой обстановкой) по аналогии с аббревиатурой УЛО (управление ледовой обстановкой), которая в последнее время более или менее последовательно используется в отечественной научно-технической литературе. Основной задачей системы УАО является снижение частоты возникновения айсберговой угрозы для защищаемых платформ путем активного воздействия на айсберги [7]. Отметим, что система УАО, как и любая техническая или технологическая система, не может быть абсолютно надежной, и поэтому всегда существует вероятность (относительно небольшая) приближения к защищаемой платформе айсберга большой массы, на воздействие которого проект не рассчитан. Например, для условий Ньюфаундленской банки коэффициент

успешности операций УАО составляет порядка 85–90 % от общего числа операций по активному воздействию на айсберги.

Обратим также внимание на то, что именно отработка высоконадежной системы УАО позволила качественно упростить конструкцию и снизить весогабаритные характеристики стационарной платформы «Хейброн» (вес опорной части снижен более чем в 2,5 раза по сравнению с платформой «Хайберния»). По всей видимости, модифицированный (относительно конструкции «Хайбернии») вариант стационарной платформы оказался более привлекательным по экономическим соображениям по сравнению с вариантом, реализованным в двух предшествующих проектах в этом же районе, при условии, конечно же, приемлемого уровня надежности и безопасности по отношению ко всем рискам.

Находит практическое применение и концепция так называемой «жертвенной платформы». Речь идет о том, что при относительно низкой вероятности подхода к плавучей платформе айсберга с критическими параметрами экономически более выгодной может оказаться концепция неотсоединяемой платформы

(по сравнению с вариантом отсоединения). В случае возникновения айсберговой угрозы (а вероятность этого, как отмечалось, предполагается достаточно низкой) можно осуществлять процедуру глушения скважин и снимать полностью весь персонал с платформы. В силу неопределенности сценария взаимодействия плавучей платформы с наваливающимся айсбергом вероятность полного разрушения платформы может рассматриваться как пренебрежимо малая. Можно ожидать, что будет иметь место относительно небольшое повреждение корпуса платформы или обрыв якорных линий и райзеров. Вполне возможно, необходимый в этих случаях ремонт окажется более выгодным с точки зрения экономической эффективности в сравнении с реализацией с самого начала весьма капиталоемкой («омертвленный» капитал) концепции отсоединения.

Отметим, что такой подход соответствует реализуемой на протяжении уже нескольких десятилетий в Мексиканском заливе концепции обеспечения безопасности отрасли морской нефтегазодобычи в целом. При получении прогноза относительно развития и движения тропических циклонов (ураганов) по акватории, где размещены несколько тысяч платформ, соответствующей службой выдается предупреждение, после получения которого на всех платформах, потенциально попадающих в полосу движения ураганов, должны

быть осуществлены глушение скважин и полная эвакуация персонала [8]. В некоторых случаях происходит эвакуация 25–30 тыс. человек.

На рис. 3 показаны траектории (шторм-треки) разрушительных ураганов «Катрина» (*англ. Katrina*) и «Рита» (*англ. Rita*), которые в 2005 г. последовательно пересекли акваторию Мексиканского залива через районы, где расположена большая часть всех платформ Мексиканского залива (их общее количество составляет около 4000 ед.).

В качестве примера в таблице представлены последствия ураганов IV и V категорий [9]: разрушенными и поврежденными оказались десятки платформ (характерные примеры см. на рис. 4). При этом (что очень показательно) безопасность персонала была полностью обеспечена масштабной и заблаговременной эвакуацией.

После прохождения урагана выполняется регламентное освидетельствование платформ, фиксируются возможные повреждения, выполняются необходимые ремонтно-восстановительные работы, и по получении разрешения от уполномоченных органов добыча возобновляется. Такая концепция оказывается экономически более выгодной по сравнению со строительством платформ с существенно более высокой несущей способностью, а соответственно, и с большей себестоимостью (капитальными затратами). Заметим,

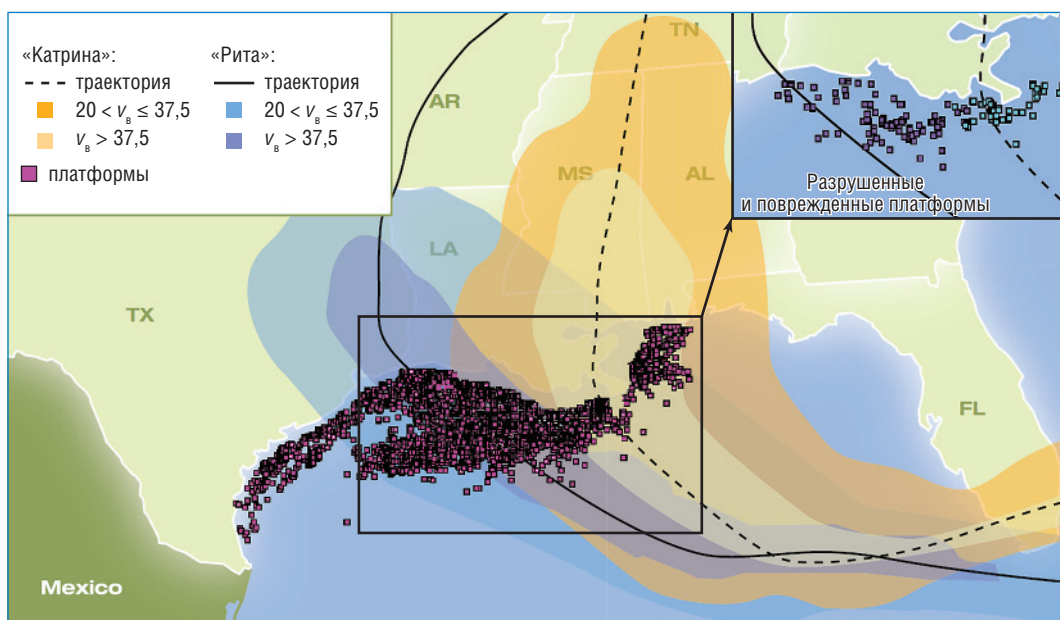


Рис. 3. Шторм-треки ураганов «Катрина» и «Рита» в Мексиканском заливе, 2005 г. [9]:
 v_b , м/с – скорость ветра, значения указаны с осреднением за 1 ч

**Последствия ураганов в Мексиканском заливе (2005 г.): СПБУ – самоподъемная буровая установка;
ППБУ – полупогружная буровая установка**

Ураган	Характеристики урагана	Дата	Последствия
«Рита»	V категория; максимальная $v_b = 80$ м/с; высота волн – 18 м	Сентябрь 2005 г.	69 добычных платформ разрушены, 32 получили значительные повреждения; 13 мобильных буровых установок сорваны с якоря; 1 СПБУ затонула; 7 СПБУ и 2 ППБУ получили значительные повреждения
«Катрина»	V категория; максимальная $v_b = 80$ м/с; высота волн – 18 м	Август 2005 г.	44 добычные платформы разрушены, 20 получили значительные повреждения; 6 мобильных буровых установок сорваны с якоря; 3 буровые платформы разрушены; 1 СПБУ опрокинута; 2 СПБУ и 5 ППБУ получили значительные повреждения
«Иван» (англ. Ivan)	IV категория; максимальная $v_b = 75$ м/с; высота волн – 18 м	Сентябрь 2004 г.	7 добычных платформ разрушены, 6 получили значительные повреждения; 5 плавучих буровых установок получили значительные повреждения
«Лили» (англ. Lili)	IV категория; максимальная $v_b = 65$ м/с; высота волн – 14 м	Октябрь 2002 г.	31 добычная платформа разрушена, 6 получили значительные повреждения; 4 мобильных буровые установки сорваны с якоря; 2 СПБУ опрокинуты

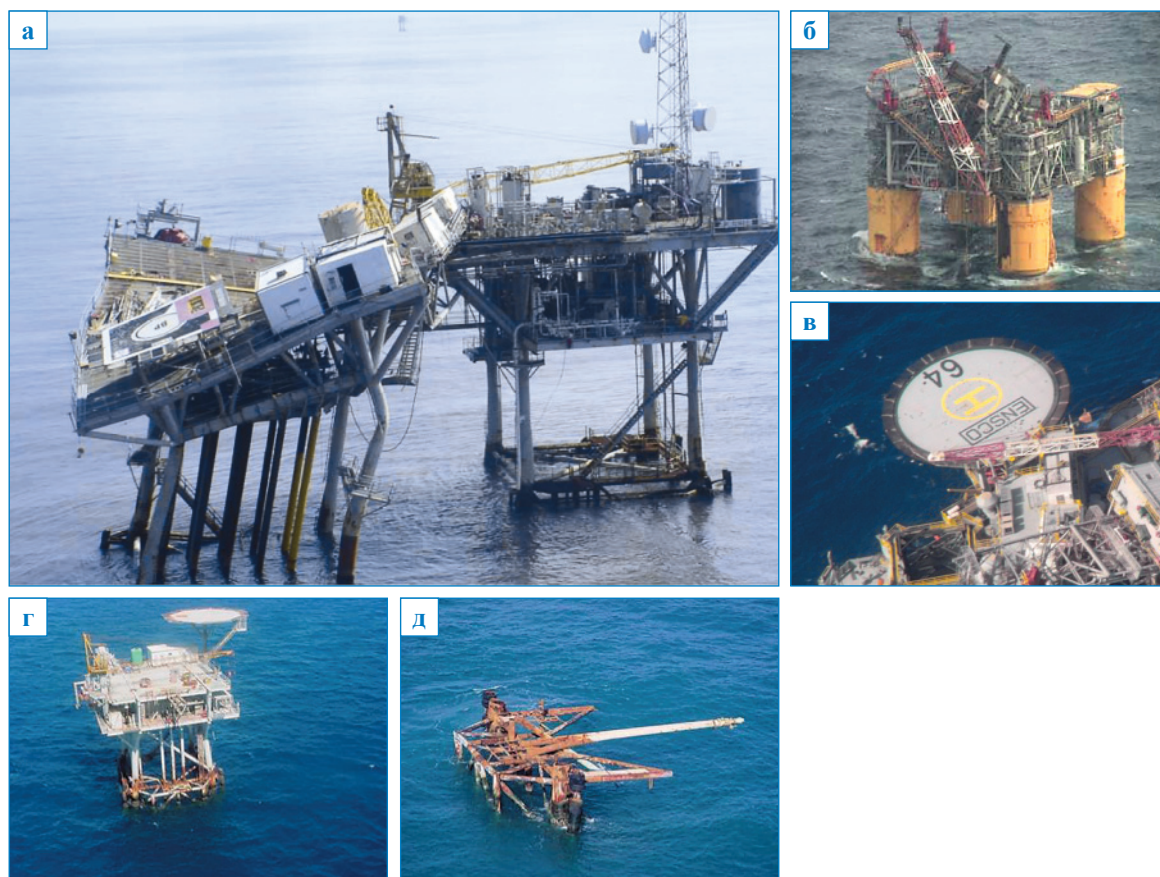


Рис. 4. Платформы в Мексиканском заливе, разрушенные и поврежденные в результате прохождения ураганов в 2002–2005 гг.: а – стационарная платформа типа джекет; б – плавучая полупогружная платформа; в – мобильная буровая установка; г и д – платформа типа джекет EI 294 А соответственно до и после урагана «Рита» [9, 10]

что близкая стратегия реализуется и на платформах Северного моря, когда при штормовом предупреждении соответствующего уровня проводятся консервация производства и массовая эвакуация персонала.

При принятии управленческих решений по выбору той или иной концепции обустройства месторождения на акватории, где наблюдаются айсберги, существенное значение будет иметь обоснованный прогноз вероятностей событий, обусловленных айсберговой угрозой. Возникающие задачи могут решаться только в рамках соответствующих вероятностных моделей (примерные варианты постановки задач и подходы к их исследованию и решению приведены далее). В то же время необходимо четко понимать, что принятие стратегических решений по концепции обустройства конкретного месторождения неизбежно основывается на всестороннем учете большого количества факторов различной природы – часть из них была описана выше.

Вероятностный и детерминистический методы проектирования

Как уже отмечалось, случайный характер ледовых нагрузок, включая нагрузку от навала айсберга, не уникален: это свойство всех нагрузок, порождаемых природными факторами, – волновой, ветровой, снеговой и т.д. Как известно, критерии проектирования методом предельных состояний в обобщенном виде записываются следующим образом:

$$Q_d \leq R_d, \quad (1)$$

где Q_d – расчетное значение силового фактора (или, по новой терминологии³, эффекта воздействия) – усилия, изгибающего момента, напряжения и др., – применительно к рассматриваемому элементу проектируемого сооружения для заданного сочетания приложенных нагрузок; R_d – расчетное значение несущей способности элемента, обычно вычисляемое через прочностные характеристики материала или грунта. (Отметим, что в нормативных документах соотношения типа (1) обычно встречаются в модифицированном виде – с дополнительными коэффициентами, однако для последующего

анализа в нашем случае это не имеет принципиального значения.)

В свою очередь, расчетные значения определяются на основе нормативных значений силового фактора и несущей способности элемента Q_0 и R_0 соответственно:

$$Q_d = \gamma_f Q_0; \quad R_d = \frac{R_0}{\gamma_m}, \quad (2)$$

где γ_f и γ_m – так называемые частные коэффициенты надежности (соответственно по нагрузке и по материалу).

Подчеркнем, что все вышеуказанные величины являются детерминистическими, поэтому при традиционном проектировании фактор случайности, по сути, исключен, а проявляется он лишь в рамках процедуры определения нормативных (или напрямую расчетных) значений нагрузок и прочности. Далее будем говорить лишь об эффектах воздействия и, соответственно, нагрузках. В качестве нормативного значения нагрузки на сооружение (которая, напомним, носит случайный характер) в общем случае принимается значение, имеющее заданный период повторяемости T . Значения периода повторяемости могут быть различными для разных видов нагрузок. Для случая ледовой нагрузки современные нормы⁴ рекомендуют значение $T = 100$ лет для основных сочетаний нагрузок и значение $T \sim (10^3 - 10^4)$ лет для особых сочетаний (к таковым, например, относится и рассматриваемое воздействие айсберга).

Таким образом, согласно определению, под нормативным значением нагрузки q_a понимается такое значение, которое может быть превышено в течение произвольного временного интервала, обычно года, с вероятностью $1/T = \alpha$, что можно записать в виде следующего уравнения:

$$A = Q > q_a \text{ хотя бы 1 раз в течение года;}$$

$$\text{Pr}\{A\} = \alpha, \quad (3)$$

где A – случайное событие; Q – рассматриваемая нагрузка; $\text{Pr}\{A\}$ – вероятность A . Величину α называют обеспеченностью; часто она выражается в процентах. Например, $\alpha = 0,01$ или 1 % для периода повторяемости $T = 100$ лет.

³ См. ГОСТ 27751-2014. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения.

⁴ См., например, ISO 19906:2010. Petroleum and natural gas industries – Arctic offshore structures.

Условие (3) иногда удобнее записывать в виде

$$\Pr\{Q_{\max} > q_\alpha\} = \alpha, \quad (4)$$

где Q_{\max} – максимальное значение нагрузки в течение года.

Если теперь ввести функцию распределения для величины Q_{\max} и обозначить ее $F_Q(x)$, то уравнение (4) можно переписать в виде

$$F_Q(q_\alpha) = 1 - \alpha. \quad (5)$$

Нахождение функции $F_Q(x)$ является отнюдь не тривиальной задачей, поскольку $F_Q(x)$ зависит (часто, весьма сложным образом) от функций распределения всех величин, которые влияют на нагрузку, а также от геометрических характеристик проектируемого сооружения. Например, для случая воздействия айсберга на сооружение в число определяющих параметров входят в первую очередь масса айсберга и его скорость непосредственно перед контактом с сооружением – от них зависит кинетическая энергия айсберга, но только в начале процесса контакта. Далее важным параметром является прочность айсберга (точнее, давление деформируемого и разрушающегося льда на пятне контакта айсберга с корпусом сооружения; при этом вполне возможно, что эта характеристика не является константой, а, напротив, меняется как по площади контакта, так и по мере внедрения грани сооружения в тело айсберга). Кроме того, характер взаимодействия айсберга с преградой, включая зависимость площади контакта от внедрения (т.е. с увеличением глубины внедрения возрастает нагрузка на сооружение) и длительности процесса активного контакта, существенным образом зависит от геометрии сооружения и самого айсберга в районе зоны контакта. Если геометрия сооружения определена, то форма поверхности айсберга может быть чрезвычайно разнообразной. Из общих соображений понятно, что чем дольше длится контакт, тем ниже будет максимальное значение нагрузки от воздействия айсберга: для торможения айсберга в течение более длительного времени требуются более низкие значения силы по сравнению со случаем «быстрой» остановки. Поскольку характерные размеры в плане для сооружения и айсберга сопоставимы (десятки метров), то в качестве еще одного определяющего (также случайного

по своей природе) параметра необходимо учитывать направление подхода айсберга к сооружению.

Чтобы пояснить возникающие трудности, укажем, что в случае других нагрузок природного характера, например волновых или со стороны течений, подход к определению нормативных значений нагрузок несколько отличается от того, который реализуется посредством соотношения (4), а именно применяется соотношение вида

$$Q_0 = \mathbf{Q}(\omega_1, \omega_2, \dots), \quad (6)$$

где $\omega_1, \omega_2, \dots$ – набор расчетных значений параметров, характеризующих выбранную ситуацию, а $\mathbf{Q}(x_1, x_2, \dots)$ – так называемая формула нагрузки в общем виде. Например, в случае волновой нагрузки набор параметров включает высоту волны заданной обеспеченности, а также ассоциированный период и среднее значение длины волны. Для случая течения определяющим параметром является скорость течения заданной обеспеченности. Заметим, что функции \mathbf{Q} являются обычными детерминистическими функциями (приводятся в явном виде в соответствующих нормативных документах).

Принципиально важно, что нормативному значению нагрузки Q_0 не приписывается (по крайней мере, в явном виде) никакого значения обеспеченности, а требования по обеспеченности предъявляются к характеристикам «воздействующего» объекта: высоте волны, скорости течения, толщине ровного льда, массе и скорости айсберга, его геометрии и т.д. В такой ситуации оказывается возможным установить некоторую границу между этапом подготовки исходных данных для проектирования, в ходе которого определяются расчетные характеристики «воздействующих» природных объектов (традиционно эту задачу выполняют организации, специализирующиеся на инженерных изысканиях), и этапом собственно проектирования, где задачей проектировщика является обеспечение выполнения неравенств типа (1) с учетом (2) и формул нагрузок (6) посредством оптимального выбора конструктивных решений и материалов.

В случае же так называемого «вероятностного подхода к проектированию», выражаемого условием (4), возникает, вообще говоря, порочный круг: проектирование (разработку конструктивных решений) невозможно начать,

пока неизвестны вероятностные распределения $F_Q(x)$ для всех расчетных сценариев, а рассчитать указанные распределения также оказывается невозможным, пока нет конструктивной схемы. Более того, в этой ситуации перед изыскателями должна ставиться задача построения вероятностных функций распределения для всех величин и факторов, влияющих на нагрузки, в то время как при традиционном подходе на стадии изысканий определяются лишь нормативные значения соответствующих величин. Вероятностный подход требует значительно большего объема натуральных данных. Возникает вопрос, кто в этой «закольцованной» схеме отвечает за достоверность необходимых вероятностных распределений, которые к тому же требуется знать в области «хвостов», в том числе при значениях порядка $10^{-3} \dots 10^{-4}$, а то и 10^{-5} ?

В настоящее время в Российской Федерации активно идет процесс обновления нормативной базы в строительстве, в том числе применительно к проектированию морских нефтегазопромысловых объектов. При этом в новых нормативных документах или актуализированных версиях⁵ закрепляется «вероятностная» формулировка критериев проектирования в форме (4). К сожалению, разработчики этих документов абсолютно не принимают во внимание, что «вероятностное» проектирование предполагает колоссальный объем исходных данных (которые невозможно получить в рамках традиционных инженерных изысканий; к тому же в документах, регламентирующих инженерные изыскания для проектирования, никаких новых «вероятностных» требований не добавляется) и выполнение в последующем очень трудоемкой работы по построению вероятностных функций распределения нагрузок $F_Q(x)$. Поэтому вряд ли можно ожидать, что требования об удовлетворении вероятностных критериев типа (4) при разработке проектов морских платформ реально выполнимы, в том числе в части учета возможных воздействий айсбергов. Существует опасность, что если они и будут исполняться на практике, то лишь формально – с применением неких «суррогатных» распределений $F_Q(x)$, надежность которых практически невозможно

обосновать. Это, в свою очередь, может негативно сказаться на уровне надежности спроектированного сооружения.

Вероятностный подход к оценке расчетной нагрузки в результате воздействия айсберга

Сказанное ранее отнюдь не означает, что вероятностным подходам не место в проектировании. Речь идет только о том, при решении каких задач аппарат теории вероятностей способен оказать реальную помощь для обоснования тех или иных проектных решений. Одной из таких задач, очевидно, является оценка айсберговой опасности.

Заметим, что вероятность столкновения с айсбергом (более точно, оценка вероятности, рассчитанная на основе доступной статистической информации с помощью той или иной вероятностной модели) сама по себе не может предоставить исчерпывающую информацию для выполнения проекта морской платформы. Действительно, если в районе морского месторождения возможно появление с определенной частотой лишь небольших айсбергов (или их обломков), то соответствующая расчетная ситуация, видимо, не будет определяющей для проектирования. Если же имеются основания ожидать, пусть и с меньшей частотой, появления крупных айсбергов, то эта расчетная ситуация должна быть учтена. Один из возможных вариантов формализации выражается, например, в требовании рассчитать вероятность столкновения платформы с заданными конструктивными и весогабаритными характеристиками (включая геометрию) в течение определенного периода времени с айсбергом, кинетическая энергия которого имеет значение не ниже заданной величины [11].

Универсальным критерием проектирования является совокупность требований о сохранении проектируемым сооружением несущей способности при воздействии расчетных нагрузок. Рассмотрим этот вопрос применительно к нагрузке, порождаемой возможным столкновением с айсбергом. Сразу необходимо отметить, что расчетная ситуация, соответствующая столкновению с айсбергом, относится к так называемым редким событиям⁶.

Задача нахождения расчетной нагрузки q_a от воздействия айсберга (при $\alpha \sim 10^{-4} - 10^{-5}$)

⁵ См., например, СП 38.13330.2012. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов) (актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82).

⁶ См. S471-04. General requirements, design criteria, the environment, and loads. – CSA, 2004.

имеет несколько взаимосвязанных аспектов. Необходимая «входная» информация условно может быть подразделена на три крупных блока.

Блок А1: статистические данные о появлении айсбергов в районе размещения платформы и об их размерах и форме. При этом в силу редкой повторяемости соответствующих событий для получения данных с достаточной статистической достоверностью требуются очень длинные ряды наблюдений; очевидно, стандартный 5-летний цикл изыскательских работ сам по себе не в состоянии обеспечить необходимый объем данных – требуется анализ архивных данных. Соответствующие базы данных созданы, например, в Канаде для района Большой Ньюфаундленской банки и в России для Баренцева моря [12, 13].

Блок А2: физико-механическая модель взаимодействия айсберга с платформой, которая охватывает механизмы разрушения льда в зоне контакта и описание динамического поведения айсберга в процессе контакта. На сегодня известен ряд моделей, решающих эту проблему (см., например [14–17]), однако по многим вопросам пока не удастся построить необходимые модели.

Блок А3: модель дрейфа айсбергов в районе, где находится платформа. Основными «движущими» факторами являются приливные (отливные) и региональные приповерхностные течения и ветер, а также, возможно, ледяной покров. Поскольку данных о непосредственных наблюдениях траекторий движения отдельных айсбергов обычно недостаточно для получения надежных статистических выводов о пространственно-временных параметрах траекторий айсбергов, то разработка адекватных и эффективных моделей типа «атмосфера – лед – океан» могла бы помочь в решении этой задачи.

В общем случае определяющее уравнение для нахождения расчетного значения q_a может быть записано в виде:

$$\text{Pr}\{\max Q(\omega^{(i)}) > q_a\} = \alpha, \quad (7)$$

где $\omega^{(i)} = (\omega_1^{(i)}, \omega_2^{(i)}, \dots)$ – совокупность всех случайных параметров, влияющих на ледовую нагрузку (для айсберга это его скорость в момент соударения, масса и моменты инерции, прочность льда и форма поверхности в зоне контакта и др. Эти параметры появляются в блоках А1 и А2); $i = 1 \dots N$ – все случаи воздействия

айсберга на платформу (соударений с платформой) в течение года (обычно число N является случайным, при этом не исключается (для блока А3) случай $N = 0$).

Формула нагрузки для случая айсберга записывается в виде

$$Q = Q(\omega). \quad (8)$$

По ней вычисляется максимальная нагрузка, возникающая в одном отдельно взятом событии взаимодействия платформы с айсбергом при детерминированных значениях случайных параметров (блок А2).

Подходы к моделированию айсберговой опасности могут быть различными⁷ [11, 17–21]. Главным образом применяется метод статистического моделирования Монте-Карло. Основная трудность заключается в выборе вероятностных распределений для всех определяющих параметров и надлежащем их обосновании с учетом практически неизбежной ограниченности объема данных натуральных наблюдений, что делает процедуру статистической обработки данных весьма затруднительной.

Далее в статье соответствующие проблемы затронуты лишь частично. Основное внимание уделено построению относительно простых вероятностных моделей дрейфа айсбергов, позволяющих выполнять оценку вероятностей некоторых событий, характеризующих айсберговую опасность.

Модель дрейфа айсбергов

Как известно, траектории дрейфа айсбергов имеют сложный вид: включают и относительно ровные участки, и петли, и угловые точки, и др. (рис. 5). Айсберги перемешаются под воздействием течений и ветра (наличие петель вызвано приливно-отливными явлениями).

В силу сочетания ряда факторов на различных акваториях, где наблюдаются айсберги, могут превалировать траектории определенного типа. Рассмотрим в качестве модельного примера зигзагообразные траектории.

Предположим, что на акватории, выбранной в форме прямоугольника со сторонами L_1 (ширина вдоль параллели) и L_2 (длина вдоль меридиана) (рис. 6), преимущественный дрейф айсбергов осуществляется в направлении с севера на юг (рассматриваем случай,

⁷ См. также ISO 19906:2010.

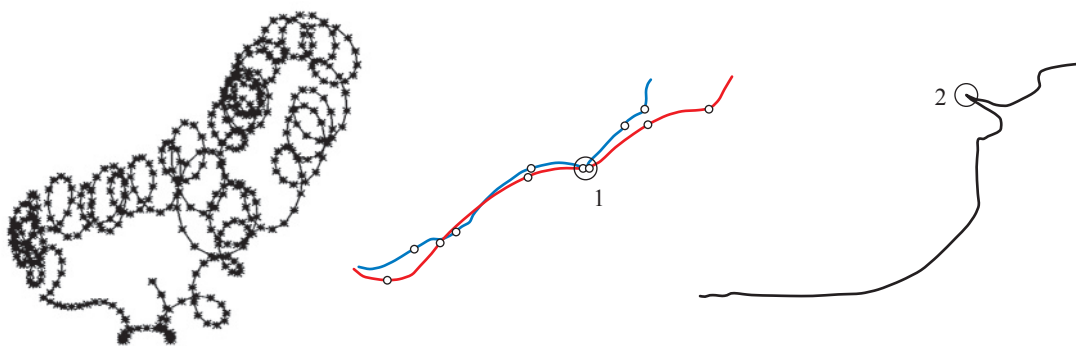


Рис. 5. Характерные примеры дрейфа айсбергов (по данным спутниковой съемки):
1 и 2 – угловые точки

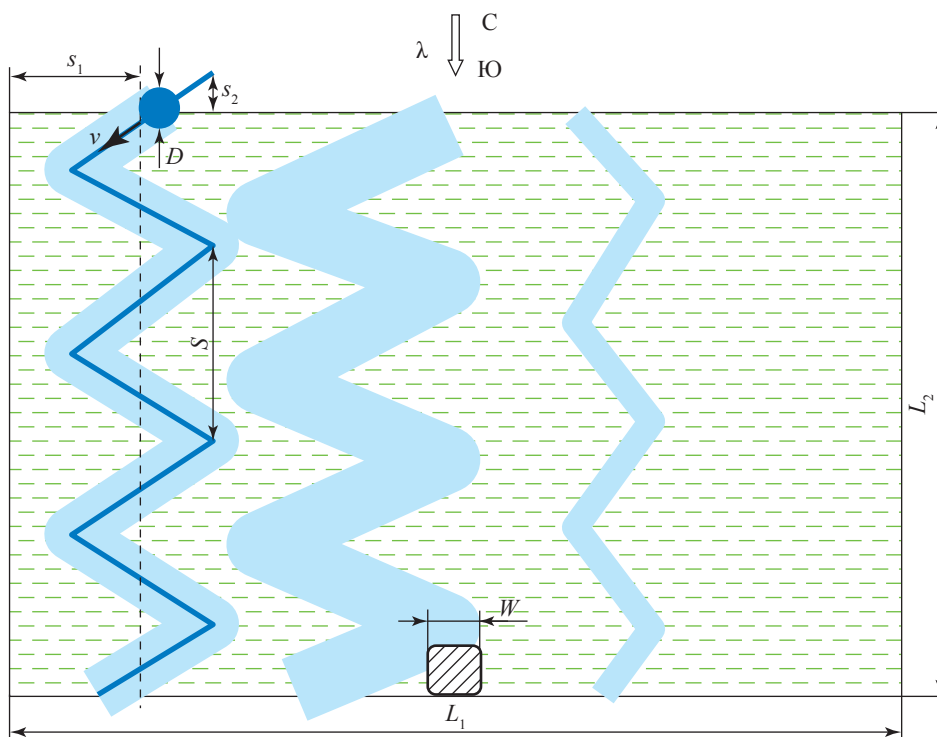


Рис. 6. Схема дрейфа айсбергов в заданном районе: v – модуль скорости айсберга;
 D – диаметр айсберга (характерный размер в плане); W – ширина сооружения,
для которого выполняется оценка айсберговой угрозы

когда скорость айсберга постоянна по модулю, но может менять направление). Пусть совокупность айсбергов, приходящих в выбранную область (обозначим ее Ω), описывается случайным пуассоновским потоком с интенсивностью λ , год⁻¹. Это означает, что вероятности p_k попадания в течение периода времени T , лет, в область Ω , k айсбергов задаются следующими соотношениями:

$$\Pr \left\{ \begin{array}{l} k \text{ айсбергов} \\ \text{в течение } T \text{ лет} \end{array} \right\} \equiv p_k = \frac{(\lambda T)^k}{k!} e^{-\lambda T}.$$

Отсюда следует, что вероятности p_0 полного отсутствия айсбергов в области Ω в течение T лет и $p_{>0}$ попадания в область Ω в течение T лет хотя бы одного айсберга равны

$$p_0 = e^{-\lambda T}; \quad p_{>0} = 1 - e^{-\lambda T}.$$

Отметим важность выделения двух масштабов – глобального и локального – при построении моделей указанного вида. На уровне глобального масштаба мы пренебрегаем детальным описанием траекторий айсбергов и используем только информацию о частоте появления айсбергов в данном районе. Напротив, на локальном уровне мы уже задаемся некоторой схемой перемещения айсбергов.

Введем теперь следующие обозначения для параметров рассматриваемой модели. Пусть h – полный размер айсберга по вертикали; ℓ – длина пути айсберга в пределах области Ω ; t_Ω – время пребывания айсберга в пределах области Ω . Предположим также, что траектории дрейфа айсбергов представляют собой ломаные линии с некоторым регулярным шагом S . С учетом принятых обозначений имеет место очевидное соотношение $\ell = vt_\Omega$. Введем также понятие искривленности траектории $\xi = \ell/L_2$, характеризующее превышение длины пути по сравнению с прямолинейным отрезком L_2 . Параметры айсберга D, v, h рассматриваем как случайные независимые величины, определяемые плотностями и функциями распределений $w_D(x)$ и $F_D(x)$, $w_v(x)$ и $F_v(x)$, $w_h(x)$ и $F_h(x)$ соответственно.

Траектории дрейфа характеризуются двумя случайными параметрами s_1 и s_2 (см. рис. 6): первый определяет положение оси траектории дрейфа (фактически, точку на верхней границе области, в которой появляется айсберг), а второй – фазу (т.е. начальное смещение вдоль траектории). Предполагается, что случайная величина s_1 распределена равномерно на отрезке L_1 , а s_2 – на отрезке S .

Очевидно, что айсберг, появившийся в произвольной точке на верхней границе области и имеющий случайные параметры, столкнется с платформой только в случае выполнения условия (назовем его критерием столкновения):

$$\min_{\{\text{путь}\}} \text{расстояние}\{\text{айсберг, платформа}\} \leq \frac{D+W}{2}.$$

Рассмотрим далее простейший вариант модели M_0 , в котором отсутствует искривленность траекторий айсбергов (рис. 7). Это соответствует случаю $\ell = L_2 = \text{const}$ или $\xi \equiv 1$. Из простых геометрических рассуждений вытекает, что при определении вероятности столкновения айсберга с платформой можно заменить платформу точкой, а вместо траектории рассматривать полосу шириной $D + W$ (см. рис. 7). Тогда площадь, занимаемая айсбергом в период его пребывания в области Ω : $A_{SW} = (D + W)\ell$.

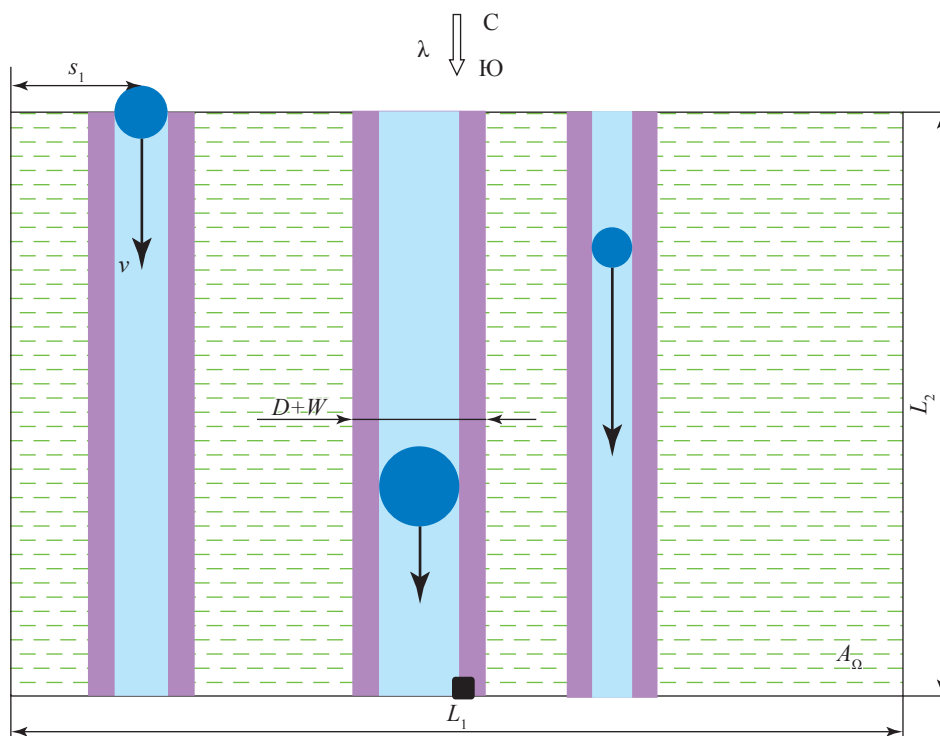


Рис. 7. Схема движения айсбергов для модели M_0

Случайное событие появления айсберга на границе области Ω (соответствующее случайному значению переменной s_1) эквивалентно случайному «бросанию» полосы шириной $D + W$ и площадью A_{SW} в область Ω площадью $A_\Omega = L_1 \ell$. Тогда с учетом равномерного распределения величины s_1 вероятность столкновения айсберга с платформой (события) вычисляется как

$$P_{\text{столк}}(D, v) = \frac{D + W}{L_1} = \frac{(D + W)L_2}{L_1 L_2} = \frac{A_{SW}}{A_\Omega}. \quad (9)$$

Отметим, что полученный результат зависит лишь от значения D и не зависит от v . Далее, поскольку $t_\Omega = \ell/v$ и $\ell = \text{const}$, среднее значение времени пребывания (произвольного) айсберга в области Ω определяется следующим образом:

$$\bar{t}_\Omega = \ell E \left\{ \frac{1}{v} \right\} = \frac{\ell}{\hat{v}}, \quad (10)$$

где $E\{\dots\}$ обозначает математическое ожидание. Необходимо обратить внимание на то, что в расчетных соотношениях появилась нестандартная характеристика скорости, а именно $\hat{v} = 1 / E \left\{ \frac{1}{v} \right\}$. Очевидно, что в общем случае $\hat{v} \neq \bar{v}$, где $\bar{v} = E\{v\}$ – сред-

нее значение скорости айсбергов, приходящих в рассматриваемую область. С методической точки зрения данный факт заслуживает специального внимания, так как, насколько известно авторам, раньше в родственных исследованиях он не отмечался – речь всегда шла об обычном среднем значении скорости.

Обычно интерес представляют также такие характеристики, как среднее количество айсбергов, находящихся в границах рассматриваемой области, \bar{n} (очевидно, что в разные моменты времени соответствующие значения в общем случае различны). С учетом пуассоновского характера потока входящих айсбергов несложно показать, что

$$\bar{n} = \lambda \bar{t}_\Omega, \quad (11)$$

и тогда пространственная плотность потока айсбергов на акватории составляет

$$\rho = \bar{n} / A_\Omega. \quad (11a)$$

Теперь можно найти безусловную вероятность события, состоящего в том, что пришедший в область Ω айсберг, имеющий неизвестный случайный диаметр D и неизвестную случайную скорость v , столкнется с платформой, $P_{\text{столк}}$ (напомним, что по формуле (9) вычисляется условная вероятность столкновения, когда диаметр D и скорость v пришедшего айсберга известны, а неизвестна только точка его появления):

$$\begin{aligned} P_{\text{столк}} &= \int_0^{D_{\text{макс}}} \int_0^{v_{\text{макс}}} p_{\text{столк}}(x_1, x_2) W_D(x_1) W_v(x_2) dx_1 dx_2 = \\ &= \int_0^{D_{\text{макс}}} \int_0^{v_{\text{макс}}} \frac{x_1 + W}{L_1} W_D(x_1) W_v(x_2) dx_1 dx_2 = \frac{\bar{D} + W}{L_1} = \frac{(\bar{D} + W) \hat{v} \bar{t}_\Omega}{A_\Omega}, \end{aligned} \quad (12)$$

где $D_{\text{макс}}$ и $v_{\text{макс}}$ – максимально возможные для рассматриваемой области (например, по физическим ограничениям) значения диаметра и скорости движения айсбергов; \bar{D} – средний диаметр айсбергов в потоке.

Полученную формулу можно переписать в эквивалентном виде:

$$P_{\text{столк}} = \frac{(\bar{D} + W) \hat{v} \rho}{\lambda}. \quad (13)$$

Выделим далее из общего потока айсбергов, приходящих в рассматриваемую область, только те, которые сталкиваются с платформой. Можно показать, что поток сталкивающихся айсбергов, так же как и исходный поток, является пуассоновским, но обладает другой интенсивностью μ (очевидно, меньшей λ), которая может быть вычислена по формуле

$$\mu = \lambda P_{\text{столк}} = (\bar{D} + W)\hat{v}\rho. \quad (14)$$

Интересно также сравнить вероятностные распределения параметров айсбергов, приходящих в рассматриваемую область, и айсбергов, сталкивающихся с платформой. Факт столкновения⁸ есть некоторое дополнительное условие, поэтому плотности вероятности для этого случая $W_D^*(x)$ и $W_v^*(x)$ необходимо вычислять с помощью условных вероятностей:

$$\begin{aligned} W_D^*(x) &\equiv W_D^*(x | \text{Столк}) = \frac{W_D(x) \Pr\{\text{Столк} | D = x\}}{P_{\text{столк}}} = \\ &= W_D(x) \left(\frac{\frac{x+W}{L_1}}{\frac{\bar{D}+W}{L_1}} \right) = \frac{x+W}{\bar{D}+W} W_D(x); \end{aligned} \quad (15)$$

$$W_v^*(x) \equiv W_v^*(x | \text{Столк}) = \frac{W_v(x) \Pr\{\text{Столк} | v = x\}}{P_{\text{столк}}} = W_v(x). \quad (16)$$

Видно, что модифицированная плотность вероятности для диаметра $W_D^*(x)$ изменяется и «сдвигается» в сторону больших значений. Это соответствует очевидному наблюдению, что для айсберга с большим диаметром вероятность столкновения с платформой выше. А вероятностное распределение скоростей остается неизменным по причине того, что в простейшей модели M_0 вероятность столкновения от скорости не зависит.

Для оценки айсберговой угрозы полезной характеристикой может служить также вероятность того, что в течение T лет будет иметь место хотя бы одно столкновение айсберга с платформой

$$P_{\text{столк}}(T) = p_{>0}^*(T) = 1 - \exp(-\mu T). \quad (17)$$

Важно отметить, что величина $P_{\text{столк}}(T)$ имеет существенно иной смысл по сравнению со значением $P_{\text{столк}}$ (см. уравнение (12)): в формуле (17) присутствует фактор времени, в то время как в (12) его нет. Соответствующие значения не являются взаимозаменяемыми и должны рассматриваться в совокупности при исследовании айсберговой угрозы.

Покажем теперь, как можно в рамках построенной модели определить функцию распределения кинетической энергии айсбергов, сталкивающихся с платформой (очевидно, кинетическая энергия айсбергов в исходном входном потоке не представляет особого интереса). Введем новый случайный параметр k' , который характеризует отличие объема айсберга с характерным диаметром D и высотой h от объема правильного цилиндра с теми же параметрами, и запишем выражение для кинетической энергии K айсберга в следующем виде:

$$K = \frac{1}{2} m v^2 = \frac{1}{2} k' \frac{\pi D^2}{4} h \rho_{\text{л}} v^2 = k D^2 h v^2.$$

Здесь $\rho_{\text{л}}$ – плотность льда; k – приведенный коэффициент заполнения.

⁸ Далее в статье параметры, относящиеся к этому случаю, помечены звездочкой.

Введем для удобства случайный вектор \mathbf{x} , содержащий четыре случайные компоненты:

$$\mathbf{x} = (x_1, x_2, x_3, x_4): D \sim x_1; v \sim x_2; k \sim x_3; h \sim x_4. \quad (18)$$

Считая, что все эти случайные величины являются независимыми, в рамках построенной модели можно найти следующее выражение для условной (мы учитываем только соударяющиеся айсберги) функции распределения кинетической энергии:

$$\begin{aligned} F_K^*(z) &\equiv \Pr\{K < z \mid \text{Столк}\} = \\ &= \int_0^{D_{\max}} \int_0^{v_{\max}} \int_0^{k_{\max}} \int_0^{h_{\max}} \chi_{\{K < z\}}(\mathbf{x}) W_D^*(x_1) W_v^*(x_2) W_k^*(x_3) W_h^*(x_4) d\mathbf{x} = \\ &= \int_0^{D_{\max}} \int_0^{v_{\max}} \int_0^{k_{\max}} \frac{x_1 + W}{\bar{D} + W} F_h \left(\frac{z}{x_3 x_1^2 x_2^2} \right) W_D(x_1) W_v(x_2) W_k(x_3) dx_1 dx_2 dx_3, \end{aligned}$$

где k_{\max} и h_{\max} – максимально возможные для рассматриваемой области значения k и высоты айсбергов. Значения данной функции легко могут быть получены численным интегрированием при любом значении z в предположении, что вероятностные распределения параметров (18) известны.

В завершение данного раздела приведем выражение для определения вероятности того, что хотя бы один раз в течение T лет платформа испытает соударение с айсбергом, кинетическая энергия которого не меньше заданного значения z :

$$P_z^*(T) = 1 - \exp[-\mu T(1 - F_K^*(z))]. \quad (19)$$

При выводе данного соотношения существенно предположение, что поток приходящих айсбергов является пуассоновским.

Оценка частоты столкновений айсберга с платформой

Выполним в сопоставлении оценочные расчеты вероятности столкновения платформы с айсбергом для района Штокмановского газоконденсатного месторождения (ШГКМ) и для района Ньюфаундленской банки. Приведем результаты в предположении, что в рассматриваемых районах айсберги совершают хаотичное петлеобразное движение (рис. 8).

Анализ архивных данных для Баренцева моря за период 1888–1991 гг. [12, 21] показал, что за весь 100-летний период в районе, представляющем собой географический квадрат $72^\circ\text{--}74^\circ$ с.ш., $40^\circ\text{--}45^\circ$ в.д. площадью $A_\Omega = 36000$ км², имеется всего 30 наблюдений айсбергов. Это соответствует частоте прихода айсбергов в количестве 0,3 в год. В 2003 г. очередная ледоисследовательская экспедиция в район ШГКМ [21] зафиксировала факт аномального выброса айсбергов: общее число зафиксированных айсбергов и их обломков составило 41. Объединяя информацию в один массив, принимаем среднюю интенсивность прихода айсбергов $\lambda = 0,7/T_1$, где T_1 – длительность одного года в выбранных единицах времени. Принимаем средний размер айсбергов на уровне ватерлинии $\bar{D} = 100$ м, а характерный размер плавучей платформы $W = 50$ м. Средняя скорость дрейфа оценивается как $\bar{v}_{\text{др}} = 0,2$ м/с (отметим, что отсутствует информация, на основе которой можно было бы оценить параметр \hat{v}). Тогда при условии прямолинейного движения айсберга максимальная длительность его пребывания в рассматриваемом районе оценивается как 12 сут. Наблюдения за айсбергами в Баренцевом море показывают, что траектории их движения значительно отличаются от прямолинейных. Была найдена оценка коэффициента извилистости траекторий айсбергов для условий центральной части Баренцева моря: $k_{\text{изв}} = 5$ [21]. Для дальнейших расчетов примем три характерных значения средней длительности

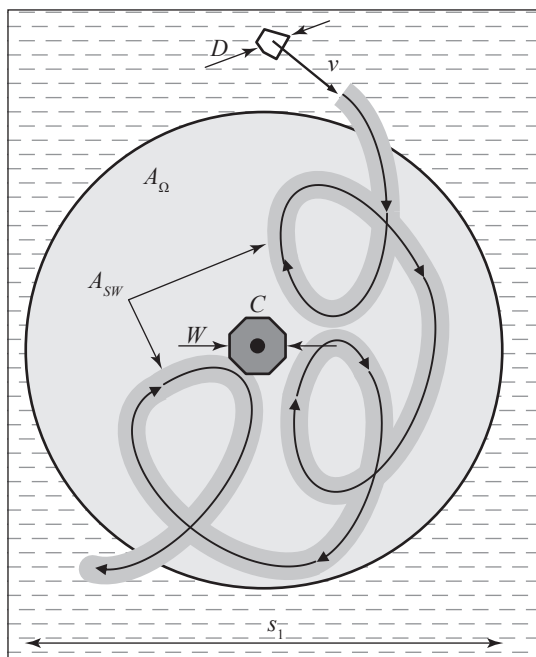


Рис. 8. Схема, используемая для моделирования айсберговой угрозы в случае хаотичного дрейфа айсбергов:
C – точка размещения платформы

пребывания айсберга в районе A_{Ω} : $\bar{t}_{\Omega} = 20, 40, 60$ сут. Соответствующие значения пространственной плотности потока айсбергов, вычисляемые по формуле (11а), равны

$$\rho = 1,1 \cdot 10^{-12}; 2,1 \cdot 10^{-12}; 3,2 \cdot 10^{-12}. \quad (20)$$

Используя соотношение, аналогичное (9), находим, что для этих трех случаев вероятности столкновения с пришедшим в район айсбергом равны соответственно 0,0014; 0,0029 и 0,0043. С учетом интенсивности прихода айсбергов, получаем, что ожидаемое число столкновений в течение года с айсбергом для платформы, размещенной на ШГКМ, составляет 0,001; 0,002 и 0,003 соответственно.

Необходимо отметить, что в работах специалистов ФГБУ «ААНИИ» на основе тех же исходных данных частота столкновения с айсбергом оценивается как 1 раз в 104 года [12] (А.К. Наумов [21] приводит несколько иную оценку – 1 раз в 35 лет), что отвечает вероятностям столкновения в течение года $\approx 0,01$ и $0,03$. Оба значения, полученные по методике, отличной от изложенной в настоящей работе, на порядок больше приведенных здесь. Также в ука-

занных работах приводится оценка, согласно которой в районе ШГКМ в среднем 1 раз в 5 лет с вероятностью 95 % следует ожидать в течение года появления от 9 до 19 айсбергов, а один раз в 10 лет – от 12 до 26. С учетом сказанного ранее видно, что в указанных работах [19, 20] айсберговая угроза характеризуется существенно более высокими значениями, что лишний раз подчеркивает нетривиальность применения вероятностных подходов.

Интересно сопоставить расчеты по частоте появления айсбергов с данными района Ньюфаундленской банки. Там айсберги появляются гораздо чаще. Например, в квадрате 46° – $47,5^{\circ}$ с.ш., $47,5^{\circ}$ – $49,5^{\circ}$ з.д. площадью 26000 км^2 среднее количество айсбергов, наблюдаемых в течение года, составляет 72,6 ед. в апреле и 88,9 ед. в мае [13]. Отметим, что имеется значительная неравномерность поступления айсбергов в рассматриваемый район. Так, например, в 1984 г. параллель 48° с.ш. пересекло более 2200 айсбергов, а в 1966 г. не было зафиксировано ни одного такого случая, что с учетом зафиксированного в 2003 г. массового выброса айсбергов в район ШГКМ [12], по-видимому, позволяет сделать вывод о том, что такие ситуации хоть и имеют низкие вероятности реализации, тем не менее являются типичными для изучаемой проблемы.

Для квадрата 46° – 47° с.ш., 48° – 49° з.д. площадью 8500 км^2 , где расположено месторождение «Белая роза», при моделировании айсберговой угрозы среднегодовое число айсбергов, приходящих в указанный квадрат, оценено как 70 ед. Пространственная плотность айсбергов для данного района $\rho = 2,5 \cdot 10^{-10}$, что на два порядка превышает соответствующий показатель для района ШГКМ.

Согласно проведенным на предпроектной стадии расчетам, для одиночного айсберга в районе Ньюфаундленской банки вероятность столкновения с платформой составляет приблизительно 0,002–0,003 (на месторождении реализована концепция FPSO). С учетом интенсивности потока приходящих айсбергов годовая частота случаев столкновения с айсбергами составляет 0,14–0,21. Это почти на два порядка выше по сравнению с оценками, полученными для ШГКМ, что находится в полном соответствии с тем фактом, что интенсивность потока айсбергов на Ньюфаундленской банке более чем в 100 раз превосходит аналогичный показатель для ШГКМ.

При этом проектом обустройства месторождения «Белая роза» допускается столкновение с айсбергом массой до 100 тыс. т. С учетом применения системы айсбергового мониторинга и (при необходимости) мер активного воздействия на айсберги (эффективность всей системы оценивается как 85–90 %), а также возможности отсоединения райзеров и якорных линий в экстремальных ситуациях (надежность этой технической операции принята равной 99 %) итоговая вероятность столкновения в течение года с айсбергом, масса которого превышает 100 тыс. т, была оценена как $(1,2-1,6) \cdot 10^{-4}$, что признано удовлетворяющим критерию безопасности.

Нефтяное месторождение Хайберния расположено в 315 км к юго-востоку от побережья о. Ньюфаундленд – чуть южнее «Белой розы». Частота появления айсбергов здесь немного меньше. Платформа гравитационного типа «Хайберния» является первой платформой, проект которой предусматривает восприятие удара айсберга. Как уже указывалось, расчетный айсберг по критерию прочности (соударение с которым платформа должна выдерживать без каких бы то ни было повреждений) имеет массу 1 млн т, при этом повторяемость такого события оценивается как 1 раз в 500 лет. Расчетный айсберг по критерию безопасности (при соударении с которым платформа может получить локальные повреждения, устранимые последующим ремонтом) имеет массу 6 млн т, при этом повторяемость такого события оценивается как 1 раз в 10 тыс. лет. Рассчитанная частота столкновений с айсбергом составляет около одного случая в 10 лет, что соответствует вероятности столкновения 0,1 в течение года. Кроме того, проектом реализована постоянно действующая система айсбергового мониторинга, в состав которой включена система раннего обнаружения, отслеживания и активного воздействия на айсберги, призванная снизить вероятность соударения айсберга с платформой. Более чем за 10 лет эксплуатации Хайбернии не было сообщений ни об одном случае столкновения, хотя в рамках подхода, учитывающего достаточно большую вероятность пропуска системой мониторинга небольших по размеру айсбергов (с соответственным значительным увеличением прогнозного числа приходящих айсбергов), получена оценка частоты столкновения порядка 0,3 случая в год [20], что снова существенно выше, чем для условий ШГКМ.

Представленные в настоящей работе оценки и суждения никоим образом не следует рассматривать как истину в последней инстанции. Задача авторов состояла в том, чтобы привлечь внимание специалистов к существующим противоречиям нормативно-технических документов и определенному несовершенству современной научно-методической базы с целью активного обсуждения проблемы и выработки решений по обустройству шельфовых месторождений в условиях айсберговой опасности.

Д.А. Онищенко выражает признательность Российскому фонду фундаментальных исследований за поддержку (проект № 15-55-20003 Норв_а).

Список литературы

1. Sédillot F. The Hibernia Gravity Base Structure / F. Sédillot // Proc. of 8th International Offshore and Polar Engineering Conference. Montreal, Canada, May 24–29, 1998. – <http://www.isopec.org/publications/proceedings/ISOPE/ISOPE%201998/Paper/Volume%201/198v1p654.pdf>
2. Hebron [online]: ExxonMobil website. – <http://www.hebronproject.com/project/index.aspx>
3. Terra Nova // Suncor Energy Inc. [online]. – <http://www.suncor.com/en-CA/about-us/exploration-and-production/east-coast-canada/terra-nova>
4. Штокман. Морской добычной комплекс // Сайт Штокман Девелопмент АГ. – <http://shtokman.ru/project/about/offshore>
5. Terra Nova system designed for quick release, iceberg scouring // Offshore [online]. – <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-58/issue-4/news/exploration/terra-nova-system-designed-for-quick-release-iceberg-scouring.html>
6. Leonhardsen R.L. Experience and Risk assessment of FPSOs in use on the Norwegian Continental Shelf. Descriptions of Events / R.L. Leonhardsen, G. Ersdal and A. Kvitrud // ISOPE Proc. – 2001. – V. I, no. 2001-IL-05. – P. 309–314.
7. Баренц-2020. Оценка международных стандартов для безопасной разведки, добычи и транспортировки нефти и газа в Баренцевом море (российско-норвежский проект): окончательный отчет № 2012-0690 по этапу 4.
8. A hurricane on the OCS. Planning for the worst // MMS Ocean Science. – 2005. – V. 2. – Iss. 6. – P. 4.
9. Assessment of performance of deepwater floating production facilities during hurricane Lili: Report no. GMH-3704-1377. – 2004.

10. Assessment of fixed offshore platform performance in hurricanes Andrew, Lili and Ivan: MMS Project no. 549. – Dec. 2005.
11. Dunwoody A.B. The design ice island for impact against an offshore structure / A.B. Dunwoody // Proc. 15th Offshore Technology Conference. – Houston, USA, 1983. – P. 325–332.
12. Наумов А.К. Льды и айсберги в районе Штокмановского газоконденсатного месторождения / А.К. Наумов, Г.К. Зубакин, Ю.П. Гудошников и др. // Труды междунар. конференции «Освоение шельфа России» (RAO-03), 16–19 сент. 2003. – СПб., 2003. – С. 337–342.
13. Verbit S. Development of a database for iceberg sightings off Canada's east coast / S. Verbit, G. Comfort, G. Timco // Proc. 18th Int. Symposium on Ice, IAHR'06. – Sapporo, Japan, 2006. – V. 2. – P. 89–96.
14. Vershinin S.A. Impact interaction of iceberg and ice-resistant offshore platform for the Shtockmanovskoye field / S.A. Vershinin, V.E. Nagrelli, S.V. Yermakov et al. // Proc. First Int. Conf. on Development of the Russian Arctic Offshore. – St. Petersburg, Russia, 1993. – P. 192–196.
15. Matskevitch D.G. Eccentric impact of an ice feature: linearized model / D.G. Matskevitch // Cold Region Science and Technology. – 1997. – V. 25. – P. 159–171.
16. Matskevitch D.G. Eccentric impact of an ice feature: non-linear model / D.G. Matskevitch // Cold Region Science and Technology. – 1997. – V. 26. – P. 55–66.
17. Fuglem M. Design load calculations for iceberg impacts / M. Fuglem, K. Mugeridge, I. Jordaan // Int. J. of Offshore and Polar Engineering. – 1999. – V. 9. – № 4. – P. 298–306.
18. Nevel D. Ice force probability issues / D. Nevel // Proc. IAHR Ice Symposium. – Banff, Canada, 1992. – P. 1497–1506.
19. Korsnes R. Approaches to find iceberg collision risks for fixed offshore platforms / R. Korsnes, G. Moe // Int. J. Offshore and Polar Engineering. – 1994. – V. 4. – № 1. – P. 48–52.
20. Fuglem M. Iceberg-structure interaction probabilities for design / M. Fuglem, I. Jordaan, G. Crocker // Can. J. Civ. Eng. – 1996. – V. 23. – P. 231–241.
21. Наумов А.К. Распределение айсбергов в районе Штокмановского газоконденсатного месторождения и оценки столкновения айсберга с платформой / А.К. Наумов // Комплексные исследования и изыскания ледовых и гидрометеорологических явлений и процессов на арктическом шельфе. – СПб., 2004. – Т. 449. – С. 140–152. – (Труды ААНИИ).

On necessity to consider the iceberg threat at substantiation of a concept for development of Arctic hydrocarbon fields

D.A. Onishchenko^{1,2*}, V.S. Safonov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyecktiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences (IPMech RAS), Bld. 101-1, prospekt Vernadskogo, Moscow, 119526, Russian Federation

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

Abstract. A task for construction of hydrocarbon fields at iceberg-hazardous water areas is of great practical significance for efficient mastering of offshore oil and gas resources in the Russian Arctic. In particular, it concerns the Barents and the Kara seas where a number of fields and prospective structures with large hydrocarbon reserves are located. In numerous cases the most feasible technique is to develop these fields using plants based on stationary or floating platforms. In respect to such platform-based constructions the correct solution of problems related to quantitative and qualitative estimation of the iceberg hazard, selection of parameters characterizing this hazard, and substantiation of calculated values of key parameters, other things being equal, will determine both technical and economic efficiency of a project and a level of its operation reliability and safety, as well as concurrent risks.

The paper describes possible ways to design platforms in conditions of iceberg hazard. So, the projects being nowadays realized all over the world are compared, among others the role of an ice situation control system as applied to iceberg hazard is noted. It seems obvious that for making managerial decisions aimed at choosing some concept of field construction in water area with icebergs a valid forecast for iceberg hazard will be important. This hazard is characterized by randomness and statistical volatility. That's why a problem of its quantitative estimation should be probabilized which will principally complicate necessary mathematical apparatus and need detailed statistical data on governing parameters.

For methodical purposes in the second part of the paper a simple probabilistic model is studied. On example of this model some approaches to estimation of the iceberg hazard are shown.

Keywords: continental shelf, offshore platform, drift of icebergs, iceberg menace, probabilistic model.

References

1. SÉDILLOT, F. The Hibernia Gravity Base Structure. *International Offshore and Polar Engineering Conference proc.* [online]. Montreal, Canada, May 24–29, 1998, no. 8. [viewed 17 January 2017]. Available from: <http://www.isopec.org/publications/proceedings/ISOPE/ISOPE%201998/Paper/Volume%201/198v1p654.pdf>
2. *Hebron* [online]: ExxonMobil website [viewed 15 December 2016]. Available from: <http://www.hebronproject.com/project/index.aspx>
3. SUNCOR ENERGY INC. Terra Nova [online]. In: *Suncor*: website [viewed 5 November 2016]. Available from: <http://www.suncor.com/en-CA/about-us/exploration-and-production/east-coast-canada/terra-nova>
4. SHTOKMAN DEVELOPMENT AG. Offshore Facilities [online]. In: *Shtokman*: website [viewed 13 January 2017]. Available from: <http://shtokman.ru/en/project/about/offshore/>
5. Terra Nova system designed for quick release, iceberg scouring. *Offshore* [online]. PennWell Corporation, Tulsa, OK [viewed 25 October 2016]. Available from: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-58/issue-4/news/exploration/terra-nova-system-designed-for-quick-release-iceberg-scouring.html>
6. LEONHARDSEN, R.L., G. ERSDAL and A. KVITRUD. Experience and Risk assessment of FPSOs in use on the Norwegian Continental Shelf. Descriptions of Events. *ISOPE Proc.* 2001, vol. I, no. 2001-IL-05, pp. 309–314.
7. *Barents 2020. Assessment of international standards for safe exploration, production and transportation of oil and gas in the Barents Sea.* Russia-Norway project, stage no. 4., final report no. 2012-0690.
8. A hurricane on the OCS. Planning for the Worst. *MMS Ocean Science.* 2005, vol. 2, iss. 6, p. 4.
9. *Assessment of performance of deepwater floating production facilities during hurricane Lili.* Report no. GMH-3704-1377. 2004.
10. MINERALS MANAGEMENT SERVICE. *Assessment of fixed offshore platform performance in hurricanes Andrew, Lili and Ivan:* project no. 549. December 2005.
11. DUNWOODY, A.B. The design ice island for impact against an offshore structure. *Offshore Technology Conference proc.* Houston, USA, 1983, no. 15, pp. 325–332.
12. NAUMOV, A.K., G.K. ZUBAKIN, Yu.P. GUDOSHNIKOV et al. Ices and icebergs in vicinity of the Shtokman gas-condensate field [Ldy i aysbergi v rayone Shtokmanovskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya]. In: *RAO-03 proc., 16–19 September 2003.* St. Petersburg, 2003, pp. 337–342. (Russ.).
13. VERBIT, S., G. COMFORT and G. TIMCO. Development of a database for iceberg sightings off Canada's east coast. *IAHR '06 proc.* Sapporo, Japan, 2006, no. 18, vol. 2, pp. 89–96.
14. VERSHININ, S.A., V.E. NAGRELLI, S.V. YERMAKOV et al. Impact interaction of iceberg and ice-resistant offshore platform for the Shtockmanovskoye field. *First Int. Conf. on Development of the Russian Arctic Offshore proc.* St. Petersburg, Russia, 1993, vol. 1, pp. 192–196.
15. MATSKEVITCH, D.G. Eccentric impact of an ice feature: linearized model. *Cold Region Science and Technology.* 1997, vol. 25, pp. 159–171. ISSN 0165-233X.
16. MATSKEVITCH, D.G. Eccentric impact of an ice feature: non-linear model. *Cold Region Science and Technology.* 1997, vol. 26, pp. 55–66. ISSN 0165-233X.
17. FUGLEM, M., K. MUGGERIDGE, I. JORDAAN. Design load calculations for iceberg impacts. *Int. J. of Offshore and Polar Engineering.* 1999, vol. 9, no. 4, pp. 298–306. ISSN 1053-5381.
18. NEVEL, D. Ice force probability issues. In: *Proc. IAHR Ice Symposium.* Banff, Canada, 1992, pp. 1497–1506.
19. KORSNES R. and G. MOE. Approaches to find iceberg collision risks for fixed offshore platforms. *Int. J. of Offshore and Polar Engineering.* 1994, vol. 4, no. 1, pp. 48–52. ISSN 1053-5381.
20. FUGLEM, M., I. JORDAAN, G. CROCKER. Iceberg-structure interaction probabilities for design. *Can. J. Civ. Eng.* 1996, vol. 23, pp. 231–241. ISSN 0315-1468.
21. NAUMOV, A.K. Distribution of icebergs in vicinity of the Shtokman gas-condensate field and estimations of an iceberg and a platform collision [Raspredeleniye aysbergov v rayone Shtokmanovskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya i otsenki stolknoveniya aysberga s platformoy]. *Trudy ANII.* Complex study and investigation of ice and hydrometeorologic phenomena and processes offshore the Arctic [Kompleksnyye issledovaniya i izyskaniya ledovykh i gidrometeorologicheskikh yavleniy i processov na arkticheskom shelfe]. St. Petersburg, 2004, vol. 449, pp. 140–152. ISBN 0130-5123. (Russ.).

УДК 622.279.04.:551.321.81

Критические ледовые воздействия на морские нефтегазопромысловые сооружения

М.Н. Мансуров^{1*}, В.К. Востров¹

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: M_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Приводится динамический анализ взаимодействия ледовых полей с морскими нефтегазопромысловыми сооружениями с использованием одномерных математических моделей колебаний сооружений, в основу которых положены условия возникновения и развития автоколебаний. Определяются динамические ледовые нагрузки на сооружения, условия установления автоколебаний анализируются наряду с прогнозированием их параметров. Предложены способы определения не предусмотренных национальными (СП 38.13330.2012) и международными (ISO 19906:2010(E)) нормами аварийных ледовых нагрузок и аварийных расчетных ситуаций, учет которых при проектировании и эксплуатации ледостойких нефтегазопромысловых сооружений, относящихся к категории опасных производственных объектов, является основой обеспечения промышленной безопасности этих объектов, включая безопасность соответствующих зданий и сооружений.

Освоение морских нефтегазовых месторождений осуществляется на основе комплексного подхода к проектированию, строительству и эксплуатации промысловых объектов в тяжелых природно-климатических условиях замерзающих морей. Значительное расширение работ на шельфе о. Сахалин и в замерзающих морях России, связанное с поиском, разведкой и разработкой морских нефтяных и газовых месторождений, обуславливает острую потребность в создании современной нормативно-технической документации, регламентирующей проектирование, строительство, эксплуатацию и ликвидацию морских стационарных нефтегазовых сооружений, для которых определяющий характер носят сейсмические и вызванные воздействием льда нагрузки.

Ледовые нагрузки возникают как результат контактного взаимодействия льда и сооружения по механизму разрушения ледовых образований [1–4]. Незатухающие колебания в механических системах формируются обычно возмущающими воздействиями периодического характера. Однако в ряде случаев незатухающие колебания могут поддерживаться за счет источников энергии, не обладающих колебательными свойствами. Подобные случаи наблюдаются, например, при рассмотрении явлений флаттера конструкции в потоке воздуха, автоколебаний квазилинейных систем с сухим трением и др. [5–7]. Несмотря на периодический характер развивающихся при флаттере аэродинамических сил, эта периодичность не задана наперед, а возникает в результате колебаний самой упругой конструкции, причем источник энергии колебаний – поток воздуха – имеет постоянную скорость. Аналогично обстоит дело при воздействии ледовых образований, и в частности полей ровного и наслоенного движущегося льда, на нефтегазопромысловые сооружения с вертикальной передней гранью в зоне контакта. Развивающиеся при воздействии льда контактные силы, так же как и при флаттере, носят периодический характер, а периодичность возникает в результате колебаний ледостойких конструкций, для которых источник энергии колебаний – ледяное поле (образование) – имеет постоянную скорость.

Ключевые слова:

колебания, автоколебания, устойчивость, ледовая нагрузка, ледостойкое нефтегазопромысловое сооружение, промышленная безопасность, механическая безопасность, аварийная ситуация, опасный производственный объект.

Статические и динамические ледовые нагрузки

Существующие методы расчета статических глобальных ледовых нагрузок не учитывают колебаний ледостойких сооружений¹. Динамические ледовые нагрузки, обусловленные дроблением ледовых образований (ровных и наслоенных ледовых полей, торосов, плавучих ледовых островов) по контакту с опорой и приводящие к возникновению затухающих колебаний и автоколебаний в системе «лед-сооружение», учитываются стандартом ISO 19906:2010(E) и сводом правил СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений»².

В соответствии с СП 23.13330.2011 динамические ледовые нагрузки используются для оценки прочности и долговечности, несущей способности и местной прочности основания, устойчивости положения сооружения, включая прогноз вероятности разжижения грунтов основания, а также анализ условий обитаемости платформы и безопасной эксплуатации оборудования. При этом динамические нагрузки и воздействия на основание, а также динамические ледовые нагрузки должны определяться расчетом исходя из условия совместной работы сооружения и основания.

Согласно ISO 19906:2010(E) динамический анализ, проводимый на базе нелинейных моделей колебаний сооружений, необходим для исключения возможности возникновения автоколебаний. Однако этот документ не требует учитывать автоколебания в качестве аварийной расчетной ситуации, тогда как необходимость их учета при проектировании строительных конструкций определена Техническим регламентом о безопасности зданий и сооружений (Закон № 384-ФЗ).

Величины динамических ледовых нагрузок зависят от переменной относительной скорости ($V - v$) ледового образования, где

v – переменная горизонтальная скорость движения (колебания) платформы; V – скорость ледового образования, дрейфующего на сооружение. Указанная переменность относительной скорости ледовых образований является причиной возникновения самовозбуждающихся колебаний (автоколебаний) платформ ввиду того, что ледовые нагрузки с ростом скорости V ледового поля сначала возрастают, достигая некоторого максимума, затем начинают убывать. Как следствие, одномерное уравнение, описывающее горизонтальные колебания платформы, будет нелинейным и кроме затухающих колебаний возможен режим стационарных незатухающих колебаний (автоколебаний).

Глобальные ледовые нагрузки на ледостойкие сооружения с вертикальной передней гранью

В СП 38.13330.2012 определяется нагрузка на сооружения с вертикальной передней гранью, возникающая в результате воздействия движущихся ледовых полей. При этом в отличие от ISO 19906:2010(E) и ГОСТ Р ИСО 19906:2014 динамические ледовые нагрузки не рассматриваются, а статические нагрузки поставлены в зависимость от V и имеют как возрастающую ветвь, так и ниспадающий участок.

В указанном Своде правил нагрузка³ определяется как для отдельно стоящей опоры с передней гранью в виде треугольника, многогранника или цилиндра ($F_{c,p}$), так и для секции протяженного сооружения ($F_{c,w}$). При расчете используются следующие параметры: V – скорость движения ледяного поля; h_d – толщина ледяного поля; m – коэффициент формы опоры в плане⁴; A – максимальная площадь ледяного поля (или суммарная площадь нескольких ледяных полей, оказывающих давление друг на друга), которая может воздействовать на рассчитываемый элемент сооружения; k_b, k_v – коэффициенты⁵; R_c – предел прочности льда при сжатии; ρ – плотность воды. При этом $F_{c,p}$ не может превышать предельную нагрузку

¹ См. ISO 19906:2010(E). Промышленность нефтяная и газовая. Арктические морские сооружения; ГОСТ Р ИСО 19906:2014. Промышленность нефтяная и газовая. Арктические морские сооружения; СП 38.13330.2012. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов): актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*.

² См. СП 38.13330.2012, формулы (50)–(51).

³ См. там же, табл. 17.

⁴ См. там же, табл. 18, 19.

⁵ См. там же, табл. 20.

на отдельно стоящую колонну $F_{b,p}$, определяемую по формуле

$$F_{b,p} = mk_b k_v b h_d R_c, \quad (1)$$

где b – ширина опоры по фронту на уровне действия льда, а $F_{c,w}$ не может быть больше нагрузки $F_{b,w}$, определяемой по формуле

$$F_{b,w} = k k_v b_s h_d R_c, \quad (2)$$

где k – коэффициент, принимаемый⁶ в зависимости от параметра $\lambda = b/h_d$; b_s – ширина секции протяженного сооружения по фронту на уровне действия льда. k_v зависит от размерного параметра $\dot{\epsilon}_e = V/(bk_l)$ – эффективной скорости деформации льда в зоне его взаимодействия с опорой, где k_l – безразмерный коэффициент⁷, зависящий от λ , значения которого так же, как и коэффициента $k_v(\dot{\epsilon}_e)$, приведены в СП 38.13330.2012, причем $2 \leq k_l(\lambda) \leq 4$.

Важно отметить, что коэффициент $k_v(\dot{\epsilon}_e)$ сначала возрастает при $\dot{\epsilon}_e \geq 10^{-7}$ от значения 0,1 до 1, затем монотонно убывает до значения 0,3 при $\dot{\epsilon}_e \geq 10^{-2}$. При этом он имеет ярко выраженный максимум в интервале $10^{-4} \leq \dot{\epsilon}_e \leq 5 \cdot 10^{-4}$, равный 1. Ледовые нагрузки $F_{c,p}$, $F_{c,w}$, $F_{b,p}$, $F_{b,w}$ а также ряд других⁸ нелинейно зависят от V .

Нагрузка на сооружение, представляющее собой систему вертикальных колонн, возникающая в результате воздействия движущегося ледяного поля, определяется по формуле

$$F_p = n k_1 k_2 F_{b,p}, \quad (3)$$

где n_i – общее число колонн в сооружении; коэффициент $k_1 = 0,83 + 0,17n_i^{-0,5}$; коэффициент⁹ k_2 принимается в зависимости от соотношения b/a (где a – шаг колонн).

Ледовые нагрузки и условия возникновения автоколебаний

Принимая железобетонный фундамент и верхнее строение платформы в качестве абсолютно жестких элементов (рисунок), пренебрегая деформацией конструкций верхних строений и неравномерностью распределения масс и жесткостей, реакцию на ледовые воздействия и реакцию на горизонтальные сейсмические

воздействия рассчитывают только с учетом конечной жесткости поворота железобетонного фундамента, установленного на дне моря. В этом случае задача сводится к исследованию колебаний в вертикальной плоскости твердого тела на деформируемом упругом основании, когда горизонтальное смещение железобетонного фундамента относительно основания невозможно ввиду того, что сумма инерционных сил и сил упругого сопротивления фундамента недостаточна для преодоления сил сопротивления основания в виде трения или ввиду наличия у понтона-базы вдавливаемой в основание юбки.

Дифференциальное уравнение колебаний сооружения с учетом поглощения энергии колебаний принимает вид:

$$\ddot{\theta} + 2n_0 \dot{\theta} - h_1 F_p (V - v) / I_0 + ((K_0 - m_c g h_0) / I_0) \theta = 0, \quad (4)$$

где m_c – масса сооружения; θ – угол поворота; n_0 – коэффициент затухания при колебательных движениях сооружения; K_0 – жесткость основания при повороте; h_0 – высота центра тяжести сооружения; g – ускорение свободного падения; общий момент инерции сооружения $I_0 = m_c h_0^2 + I_1$ (I_1 – момент инерции сооружения относительно центра тяжести); h_1 – высота

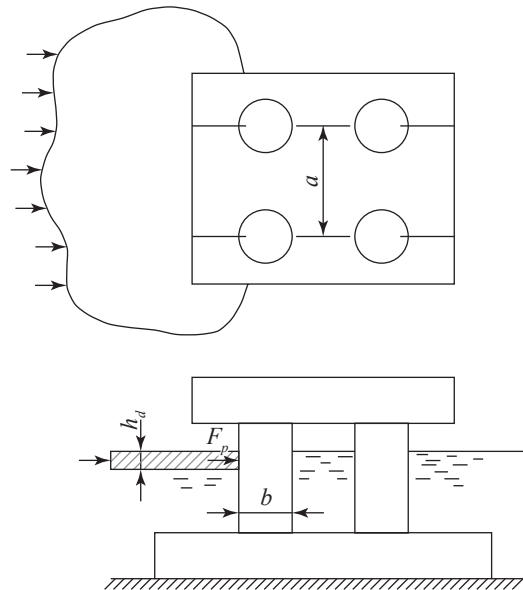


Схема приложения нагрузки от движущегося ледяного поля к сооружению – системе вертикальных колонн (см. СП 38.13330.2012, рис. 22)

⁶ См. там же, табл. 19.

⁷ См. там же, раздел 7, формулы (59), (60).

⁸ См. там же, табл. 29.

⁹ См. там же, рис. 22.

приложения ледовой нагрузки относительно оси вращения; $v = h_1\theta$ – касательная скорость платформы на уровне действия льда.

Учитывая, что на уровне h_1 величина горизонтального смещения $y = h_1\theta$, из уравнения (4) получаем нелинейное относительно скорости уравнение горизонтальных колебаний:

$$\ddot{y} + \gamma\dot{y} - G(V - y) + \rho^2 y = 0, \quad (5)$$

где $G(V) = h_1^2 F_p(V) / I_0$; $\gamma = 2n_0$; ρ – частота недемпфированных колебаний; $\rho^2 = (K_0 - m_c g h_0) / I_0$.

Для малой скорости \dot{y} платформы можно принять разложение ледовой нагрузки G в ряд Тейлора и ограничиться первыми четырьмя членами разложения:

$$G(V - y) = G(V) - G'(V)y + G''(V)y^2/2 - G'''(V)y^3/6,$$

тогда уравнение движения (5) переписывается в виде уравнения, описывающего колебания платформы вблизи положения равновесия с учетом различного числа членов разложения:

$$\ddot{x} + F(\dot{x}) + \rho^2 x = 0, \quad (6)$$

в котором $F(\dot{x}) = 2n\dot{x} - q_2\dot{x}^2 + q_3\dot{x}^3$; $x = y - y_{cm}$; $y_{cm} = G(V)/\rho^2$; $2n = (\gamma + q_1)$; $q_1 = G'(V)$; $q_2 = G''(V)/2$; $q_3 = G'''(V)/6$.

Если пренебречь в разложении в ряд Тейлора на восходящих и нисходящих участках зависимости $G(V)$ ледовой нагрузки, где $q_1 \neq 0$, третьим и четвертым слагаемыми, уравнение (6) превращается в классическое линейное однородное уравнение

$$\ddot{x} + 2n\dot{x} + \rho^2 x = 0,$$

описывающее колебания сооружения с демпфированием вблизи положения равновесия. Решение этого уравнения представляет собой периодические затухающие колебания около положения равновесия с частотой ρ_1 ; $\rho_1^2 = \rho^2 - n^2$, если $n < \rho$.

На участке постоянства ледовой нагрузки, т.е. там, где $G(V) = \text{const}$ при $V_1 < V < V_2$, параметр $q_1 = 0$, и ввиду того, что $\gamma > 0$, сооружение также совершает периодические или аperiodические затухающие движения к положению равновесия.

Противоположное явление – возрастающие амплитуд колебаний – может происходить,

если значение V расположено на ниспадающем участке зависимости $G(V)$. Здесь производная $G'(V)$ отрицательна и параметр $q_1 < 0$, т.е. в системе появляется отрицательное затухание и колебания при $q_1 + \gamma < 0$ будут происходить с увеличением амплитуд. Таким образом, при $V < V_2$ (восходящий и постоянный участки характеристики $G(V)$) колебания платформы оказываются затухающими, а при $V > V_2$ (падающий участок характеристики) колебания и аperiodические движения платформы – возрастающими. Здесь V_2 – абсцисса точки начала ниспадающего участка характеристики $G(V)$. Это значение скорости можно назвать предельной скоростью ледового поля. Аналогично задаче о флаттере [6] для устойчивости колебаний платформы необходима скорость ледового поля меньше предельной, т.е. $V < V_2$.

Так, анализ устойчивости движения платформы под действием ледовых нагрузок показывает, как и в задаче о флаттере, что установлены лишь условия, при выполнении которых могут возникнуть автоколебания. Однако ответа на вопрос о параметрах установления и установившегося автоколебательного процесса в рамках линеаризованного уравнения (6) не получено и требуется другое упрощение уравнения (5).

Приняв в уравнении (6) кубическое демпфирование и линейную восстанавливающую силу, получим уравнение

$$\ddot{x} + (2n - q_2\dot{x} + q_3\dot{x}^2)\dot{x} + \rho^2 x = 0, \quad (7)$$

которое является обобщенным уравнением Релея и сводится к нему при $q_2 = 0$, т.е. в точке перегиба $V = V_e$ зависимости $G(V)$, в которой $G''(V_e) = 0$.

Фазовую плоскость автоколебательных систем всегда можно разделить на области возрастающих и убывающих колебаний, разграниченных предельными циклами. Поэтому периодические движения автоколебательных систем возможны только при совершенно определенных значениях амплитуд, соответствующих точкам пересечения предельных циклов с осью абсцисс. Колебания будут устойчивыми, если фазовая траектория, начинающаяся в окрестности данного цикла, с течением времени остается в этой окрестности или приближается к циклу асимптотически (асимптотическая устойчивость).

Устойчивой в малом является система, для которой особая точка в начале координат фазовой плоскости соответствует устойчивому положению равновесия. В этом случае вокруг положения равновесия всегда существует область затухания колебаний, в которой все фазовые траектории сходятся по спиралям к особой точке. Неустойчивость в малом характеризуется нахождением начала координат в области нарастания колебаний.

Устойчивость в большом отличается от устойчивости в малом тем, что в области вне предельного цикла (или большего предельного цикла, если их несколько) колебания уменьшаются. При наличии одного предельного цикла и неустойчивости в малом любая фазовая траектория, начинающаяся в окрестности особой точки, представляет собой раскручивающуюся спираль. Этот случай относится к мягкому возбуждению.

Таким образом, для определения возможности возбуждения автоколебаний, описываемых уравнением (6), и их устойчивости (неустойчивости) необходимо для ледовой нагрузки $G(V)$ выяснить условия существования предельных циклов. Ответ на этот вопрос дается с помощью теоремы Пуанкаре – Бендиксона [8].

Показано [3], что колебания ледостойкой платформы около положения равновесия будут устойчивыми, если параметр $n > 0$ или, что то же самое, $\gamma + G'(V) > 0$. Это требование выполняется при скорости ледового поля, превышающей предельную V_2 , которая соответствует максимальной ледовой нагрузке на сооружение. Также на основании теоремы Пуанкаре – Бендиксона продемонстрировано, что для существования единственного предельного цикла автоколебаний (при ненулевой амплитуде A) достаточно двух условий:

$$G''(V) = 0 \text{ и } 2n/q_3 < 0,$$

первое из которых определяет уже упомянутую точку перегиба зависимости $G(V)$, а второе указывает на неустойчивость положения равновесия $x = 0$, если параметр $n < 0$. Однако первое условие означает, что для скорости V_c ледового поля параметр q_2 в уравнении (7) равен нулю и оно переходит в уравнение Релея, для которого выполнено второе условие. Показано [3, 7], что приближенные значения амплитуды A для уравнения Релея, найденные методами гармонического баланса и ван дер Поля, совпадают

и $A \approx \sqrt{-2n/3/q_3}$. При этом колебания близки к синусоидальным с частотой $\omega \approx \rho$, и автоколебания как стационарные периодические решения уравнения Релея устойчивы.

Автоколебания при закритической скорости ледового поля для $n = 0$

При закритической скорости ледового поля $V > V_2$ коэффициент n может обратиться в нуль. Уравнение (7) для малых колебаний при $q_3 = 0$ и $n \neq 0$ приводится к линейному уравнению относительно квадрата скорости, исследованному при $n = 0$ [3–6], т.е. к уравнению

$$\ddot{x} + (2n - q_2\dot{x})\dot{x} + \rho^2x = 0. \quad (8)$$

Уравнение фазовых траекторий для него имеет вид

$$v v' = -2nv - x\rho^2 + q_2v^2, \quad v = \dot{x} \quad (9)$$

и является частным случаем уравнения Абеля второго рода. Единственная особая точка этого семейства кривых есть точка $v = 0, x = 0$, соответствующая состоянию статического равновесия сооружения.

Уравнение (9) на фазовой плоскости определяет некоторое поле касательных к фазовым траекториям и в общем виде не интегрируется. Исключением служит случай, когда $n = 0$. Тогда решение уравнения для фазовых траекторий принимает вид

$$v^2 = C \cdot \exp(2q_2x) + \rho^2/(2q_2^2) + x\rho^2/q_2, \quad (10)$$

где C – постоянная, определяемая исходя из начальных условий. При $C = -\rho^2/(2q_2^2)$ получается только одна действительная точка $x = 0, v = 0$. Это особая точка фазовых траекторий. При $-\rho^2/(2q_2^2) < C < 0$ образуются замкнутые кривые, охватывающие особую точку и вложенные одна в другую. При $C = 0$ получается сепаратрисса: $v^2 = \rho^2/(2q_2^2) + x\rho^2/q_2$. И наконец, при $C > 0$ фазовые траектории уходят в бесконечность. Если в начальный момент времени начальное положение x_0 и скорость v_0 находились внутри области, ограниченной сепаратриссой, то платформа будет совершать периодические движения с амплитудой, целиком определяемой начальными условиями.

Минимальные и максимальные значения амплитуды колебаний определяются тем, что для них скорости колебаний равны

нулю, т.е. из уравнения $F_\lambda(u, u_0) = 0$, где $u = -2q_2x$, $u_0 = -2q_2x_0$, $F_\lambda(u, u_0) = (A_\lambda e^{-u} - u + 1)^{1/2}$, $A_\lambda = (\lambda^2 + u_0 - 1)\exp(u_0)$, x_0 – начальное положение платформы, а параметр λ находится через начальную скорость платформы по формуле $\lambda = \pm\sqrt{2}q_2v_0/\rho$.

Нелинейное двухпараметрическое уравнение $F_\lambda(u, u_0) = 0$ имеет два корня $u_1 < 0$ и $u_2 > 0$, если коэффициент A_λ удовлетворяет неравенству $-1 < A_\lambda < 0$. Такое двустороннее ограничение на начальное положение платформы и ее начальную скорость есть условие реализации колебаний платформы; выход за пределы этого интервала означает невозможность колебательного движения.

Режим колебаний платформы и ее положение в момент времени t определяются дифференциальным уравнением

$$\dot{u} = \pm\omega F_\lambda(u, u_0), \quad \omega = \sqrt{2}\rho \quad (11)$$

с начальным условием $u(t_0) = u_0$. Кроме того, должен быть выполнен критерий реализации колебаний платформы. Пусть $u_1 < u_2$ – корни правой части уравнения (11), соответствующие заданному значению параметра A_λ , и пусть u_0 и v_0 – соответственно начальное положение и начальная скорость платформы, определяющие это значение. Тогда из уравнения (11) следует, что крайним положениям u_1 , u_2 соответствуют нулевые скорости. Для начального положения u_0 , отличного от крайних положений, если в уравнении (11) выбирается положительный знак, то смещение u возрастает, пока не будет достигнуто крайне правое положение u_2 , где скорость равна нулю. Из этого положения платформа начинает движение влево с отрицательной скоростью вплоть до крайнего левого положения u_1 , т.е. в уравнении (11) выбирается отрицательный знак.

Отсюда следует, что период колебаний $T(A_\lambda)$ состоит из двух полуколебаний – движения платформы из крайне левого положения в крайне правое и обратно – и определяется на основании уравнения движения (11) при $-1 < A_\lambda < 0$ интегралом от функции

$$M(u) = \sqrt{2}/\rho / (A_\lambda e^{-u} - u + 1)^{1/2} \quad (12)$$

по переменной u в пределах от u_1 до u_2 . Указанный интеграл в аналитической форме не берется, и подынтегральная функция имеет

степенную особенность на границах отрезка интегрирования.

Ввиду того, что невозможно определить явную аналитическую зависимость положения платформы в момент времени t , аппроксимируем функцию F_λ^2 квадратичной параболой

$$F^2 = B(u - u_1)(u_2 - u), \quad (13)$$

проходящей через нули скоростей колебаний и через максимум функции F_λ^2 , равный $F_0 = \ln(-1/A_\lambda)$. Из этих условий следует:

$$B = 4F_0/\beta^2, \quad T = 2\pi/(\omega\sqrt{B}), \quad \beta = u_2 - u_1. \quad (14)$$

При этом уравнение (11), определяющее закономерность колебаний сооружения, заменяется на дифференциальное уравнение

$$\dot{u} = \pm\omega(B(u - u_1)(u_2 - u))^{1/2} \quad (15)$$

с начальным условием $u(t_0) = u_0$. Решение уравнения (15) имеет вид:

$$\arcsin W(u_0) - \arcsin W(u) = \pm\omega\sqrt{B}(t - t_0), \\ W(u) = (\alpha - 2u)/\beta, \quad \alpha = u_1 + u_2. \quad (16)$$

Используя полученную формулу, придем к закономерности периодических колебаний платформы около статического положения равновесия. Если $u_1 < u_0 < u_2$ и в (16) выбирается положительный знак, то движение платформы к крайне правому положению u_2 определяется формулой

$$u(t) = 0,5(2u_0 - \alpha)\cos(\omega\sqrt{B}(t - t_0)) + \\ + F(u_0)(\sin(\omega\sqrt{B}(t - t_0)))/\sqrt{B} + \alpha/2, \quad (17)$$

где $u(t) = -2q_2(y - y_{cm})$. При этом скорость движения платформы определяется производной по времени функции (17) и обращается в нуль для момента времени t_1 , в который скорость движения равна нулю. Дальнейшее движение платформы из положения $u(t_1)$ определяется формулой (16), в которой $u_0 = u(t_1)$ и правая часть отрицательна. Движение платформы вплоть до крайнего левого положения продолжится до тех пор, пока скорость не обратится в нуль. Затем вновь будет совершаться движение при $t > t_2$ из крайнего левого в крайне правое положение вплоть до момента времени t_3 , в котором скорость снова равна нулю.

Режим автоколебаний описывается формулами (16), (17), если в качестве начального положения платформы принять одно из крайних положений. Если это левое положение $u_0 = u_1$ при $t = t_0$, то движение будет совершаться по закону

$$y(t) = y_{cm} + (\beta/(4q_2))\cos(\omega\sqrt{B}(t - t_0)) - \alpha/(4q_2), \quad (18)$$

где $u(t_0) = u_1$, и продолжится до тех пор, пока скорость не обратится в нуль, т.е. до момента времени t_1 , для которого $\omega\sqrt{B}(t_1 - t_0) = \pi$. Для него платформа займет крайнее правое положение u_2 . Дальнейшее движение платформы из крайнего правого положения u_2 при $t > t_1$ определяется той же формулой (18) до момента времени t_2 , для которого $\omega\sqrt{B}(t_2 - t_0) = 2\pi$ и $u(t_2) = u_1$. В общем случае для платформы, независимо от ее начального положения, устанавливается режим автоколебаний, для которого скорость движения обращается в нуль при $\omega\sqrt{B}(t_k - t_0) = \kappa\pi$, $\kappa = 0, 1, 2, \dots$, и платформа в эти моменты времени занимает то правое, то левое положение.

Таким образом, амплитуда горизонтального ускорения автоколебаний платформы на частоте $1/T$ (для периода $T = 2\pi/(\omega\sqrt{B})$) $A_g = \beta B\omega^2/(2q_2)$ (см. ранее). Указанная амплитуда A_g на соответствующей частоте $1/T$ может использоваться для оценки допустимого уровня горизонтального движения сооружения в соответствии с руководством ISO 19906:2010(E) при проектировании, ремонте и реконструкции нефтегазопромысловых ледостойких сооружений.

Полученные приближенные формулы означают, что при $n = 0$ и при воздействии ледового поля, движущегося с закритической скоростью $V > V_2$, платформа совершает периодические незатухающие колебания вблизи статического положения равновесия (автоколебания). При этом параметры колебательного режима платформы зависят как от параметра $A_\lambda = \text{const}$, который соответствует области начальных смещений и начальных скоростей, так и от неотрицательного параметра q_2 , характеризующего ледовую нагрузку при закритической скорости ледового поля.

Рассмотрим характерный пример самовозбуждения периодических незатухающих колебаний (автоколебаний). Пусть начальное положение платформы определяется состоянием статического равновесия $u_0 = 0$, а начальная скорость v_0 – значением параметра

$\lambda = 1/\sqrt{2}$, т.е. в этом положении $v_0 = -\rho/(2q_2)$. Тогда $A_\lambda = -0,5$; $u_1 = -1,68$; $u_2 = 0,75$; $F_0 = 0,69$; $B = 0,47$; $T = 1,03T_c$. Это означает, что период незатухающих колебаний сооружения при критической скорости ледового поля и $A_\lambda = -0,5$ близок периоду $T_c = 2\pi/\rho$ свободных недемпфированных колебаний сооружения, и режим установившихся колебаний платформы запишется в виде

$$y(t) = y_{cm} + (0,465 + 1,215\cos(\omega\sqrt{B}(t - t_0)))/(2q_2).$$

Характерными особенностями этого режима колебаний являются несимметричность относительно положения статического равновесия платформы, а также один максимум и один минимум в рамках одного периода с амплитудой колебаний горизонтального ускорения $A_g = 0,57\rho^2/q_2$.

Независимость амплитуды колебаний от начальных условий, которая проявляется в случае критической скорости ледового поля, является характерным признаком автоколебаний [3, 5–7]. Таким образом, ледостойкое нефтегазопромысловое сооружение из постоянного источника энергии – надвигающегося с постоянной скоростью V ледового поля – периодически черпает необходимые порции энергии для создания колебательного процесса. Иначе говоря, за счет неперiodического источника энергии создается незатухающий периодический процесс, определяемый самим сооружением и переменным сопротивлением ледового поля движению сооружения.

Ранее исследованы два случая возникновения автоколебаний платформы и характеристики колебаний при скорости ледового поля $V = V_c$, соответствующей точке перегиба, когда $G''(V_c) = 0$, а также при скорости ледового поля, превышающей критическую скорость V_2 , когда $\gamma + G'(V) = 0$. Но остался открытым вопрос о возникновении и установлении автоколебаний при всех возможных скоростях ледового поля, превышающих V_2 , когда $G'(V) < 0$. Для ответа на этот вопрос необходимо проанализировать¹⁰ полное нелинейное уравнение (5) с зависимостью ледовой нагрузки от скорости V для сооружения с вертикальной передней гранью в виде отдельно стоящей опоры, секции протяженного сооружения или системы вертикальных колонн.

¹⁰ См. СП 38.13330.2012, формулы (50)–(53), (59), (60).

Руководящие указания по анализу динамических ледовых нагрузок, сформулированные в ISO 19906:2010(E) и ГОСТ Р ИСО 19906:2014, основаны не на математическом моделировании колебаний морских ледостойких нефтегазопромысловых сооружений, а на недопущении возникновения резонансных автоколебаний. Условия возникновения автоколебаний можно определить (см. ранее) с помощью линейаризованных уравнений, описывающих эффекты затухающих и неустойчивых колебаний. Такая цель динамического анализа, а по существу подхода к конструированию и проектированию морских ледостойких нефтегазопромысловых сооружений на шельфе морей, недостаточна и основана на том, что постоянная вибрация может вызвать многоцикловую усталость стальных конструкций, а также разжижение грунта основания¹¹ [4]. Кроме того, вибрации могут сказываться на надстройках сооружений, таких как факельные стрелы, и на физическом самочувствии обслуживающего персонала¹².

В результате проведенного анализа определено, что *ледовые воздействия могут приводить к аварийной ситуации, а именно: возникновению автоколебаний стационарных и плавучих платформ при воздействии максимальных за время эксплуатации ровных и наслоенных ледовых полей*. Учет подобных аварийных ситуаций необходим для выполнения требований Федерального закона № 384-ФЗ, а динамические ледовые нагрузки, возникающие и порождающие колебания сооружений, являются *глобальными аварийными ледовыми нагрузками*.

Поскольку скорости дрейфа ледовых полей в районах расположения морских нефтегазопромысловых сооружений варьируются в широком диапазоне и могут превышать предельные скорости, вызывающие автоколебания, необходим динамический анализ взаимодействия льда с проектируемой конструкцией. Динамический анализ на основе нелинейных моделей колебаний сооружений требуется не в целях исключения

возможности возникновения автоколебаний, как предусмотрено международным стандартом ISO 19906:2010(E), а для учета их в качестве аварийной расчетной ситуации при проектировании строительных конструкций.

Причиной возникновения самовозбуждающихся колебаний (автоколебаний) морских ледостойких нефтегазопромысловых сооружений с вертикальной передней гранью в зоне контакта со льдом является нелинейная зависимость ледовой нагрузки G от скорости V ледового поля, дрейфующего на сооружение, имеющая участки роста и участки падения с ростом V . Режим автоколебаний возникает при скорости ледового поля большей предельной, соответствующей ниспадающему участку зависимости $G \sim V$.

В результате динамического анализа определяются ледовые воздействия, создающие аварийную ситуацию – возникновение автоколебаний ледостойких платформ под воздействием максимальных за время эксплуатации ровных и наслоенных ледовых полей. Необходимость учета такой аварийной ситуации определяется требованиями Федерального закона № 384-ФЗ об учете аварийных расчетных ситуаций, а также Федерального закона № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» для обеспечения состояния защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий.

В СП 38.13330.2012 определяется нагрузка на сооружения с вертикальной передней гранью, возникающая по причине воздействия движущихся ледовых полей. При этом в отличие от стандартов ISO 19906:2010 (E) и ГОСТ Р ИСО 19906:2014 статические нагрузки здесь зависят от скорости ледового поля и имеют как возрастающую ветвь, так и постоянный и ниспадающий участки. Следовательно, в соответствии с нормами СП 38.13330.2012 возможно определение автоколебаний нефтегазопромысловых сооружений и их параметров, а также динамических ледовых нагрузок. Но требование по учету аварийной расчетной ситуации – возникновения автоколебаний ледостойких морских нефтегазопромысловых сооружений – отсутствуют, и их необходимо вводить при пересмотре СП 38.13330.2012.

¹¹ См. также ISO 19906:2010 (E) и ГОСТ Р ИСО 19906:2014.

¹² См. ISO 6897-1984. Руководство по оценке воздействия низкочастотного горизонтального движения (от 0,063 до 1 Гц) на лиц, находящихся в стационарных конструкциях, в частности в зданиях и прибрежных сооружениях.

Параметры и технические характеристики ледостойких платформ при расчетах и проектировании должны максимизировать усталостную прочность сооружения для обеспечения заданного срока службы, а также

соблюдения санитарно-гигиенических и технологических норм по воздействию вибрации на обслуживающий персонал и оборудование (см. ISO 6897-1984).

Список литературы

1. Вершинин С.А. Воздействия льда на сооружения Сахалинского шельфа / С.А. Вершинин, П.А. Трусков, К.В. Кузьмичев. – М.: Институт Гипростроймост, 2005. – 208 с.
2. Ведяков И.И. Динамические ледовые нагрузки и колебания морских нефтегазопромысловых сооружений / И.И. Ведяков, В.К. Востров, В.В. Третьяков // Строительная механика и расчет сооружений. – 2014. – № 6. – С. 69–78.
3. Востров В.К. Строительные проблемы российского шельфа и автоколебания ледостойких стационарных нефтегазопромысловых сооружений / В.К. Востров, В.В. Третьяков // Журнал нефтегазового строительства. – 2015. – № 2. – С. 44–51.
4. Мацкевич Д.Г. Исследования воздействия льда на платформу «Гранд Поинт» / Д.Г. Мацкевич, У. Спринг, Г. Тилко и др. // RAO/CIS offshore-2007: сб. аннотаций и докладов. – СПб.: Химиздат, 2007. – С. 217–220.
5. Андронов А.А. Теория колебаний / А.А. Андронов, А.А. Витт, С.Э. Хайкин. – М.: Наука, 1981. – 568 с.
6. Пановко Я.Г. Устойчивость и колебания упругих систем / Я.Г. Пановко, И.И. Губанова. – М.: Наука, 1967. – 418 с.
7. Магнус К. Колебания. Введение в исследование колебательных систем / К. Магнус. – М.: Мир, 1982. – 304 с.
8. Парс Л.А. Аналитическая динамика / Л.А. Парс. – М.: Наука, 1971. – 635 с.

Crippling ice impact to offshore oil-and-gas-production facilities

M.N. Mansurov¹, V.K. Vostrov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyecktiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. The paper suggests dynamical analysis of interaction between ice fields and offshore oil-and-gas-production facilities. The analysis is carried out by means of univariate mathematical models, which describe vibration of constructions and are based on casual explanation of self-oscillations' origination and development. Hereinafter, dynamical ice loading of facilities is defined, and conditions for initiation of self-oscillations are being analyzed along with forecasting of their parameters. Some methods for defining hazardous ice loads and design accident events not foreseen by national (SP 38.13330.2012) and international (ISO 19906:2010(E)) standards are suggested. Nevertheless, consideration of such loads and events while planning and operating of sleetproof oil-and-gas-production facilities could provide their industrial safety, as well as the safety of related staff and constructions.

Keywords: oscillations, self-oscillation, steadiness, ice load, sleetproof oil-and-gas-production facility, industrial safety, mechanical safety, emergency conditions, dangerous industrial facility.

References

1. VERSHININ, S.A., P.A. TRUSKOV, and K.V. KUZMICHEV. *Ice influence upon Sakhalin offshore constructions* [Vozdeystviya lda na sooruzheniya Sakhalinskogo shelfa]. Moscow: Institut Giprostroymost, 2005. (Russ.).
2. VEDYAKOV, I.I., V.K. VOSTROV, and V.V. TRETYAKOV. Dynamical ice loads and vibrations of the offshore oil-and-gas-production facilities [Dinamicheskiye ledovyye nagruzki i kolebaniya morskikh neftegazopromyslovykh sooruzheniy]. *Stroitel'naya mekhanika i raschet sooruzheniy*. 2014, no. 6, pp. 69–78. ISSN 0039-2383. (Russ.).

3. VOSTROV, V.K. and V.V. TRETYAKOV. Issues of construction engineering at Russian continental shelf and self-oscillations of the sleetproof fixed oil-and-gas-production facilities [Stroitelnyye problemy rossiyskogo shelfa i avtokolebaniya ledostoykikh statsionarnykh neftegazopromyslovykh sooruzheniy]. *Zhurnal neftegazovogo stroitelstva*. 2015, no. 2, pp. 44–51. ISSN 2307-0498. (Russ.).
4. MATSKEVICH, D.G., W. SPRING, G. TILKO et al. Study of ice impact to Grand Point platform [Issledovaniya vozdeystviya lda na platformu “Grand Point”]. In: *RAO/CIS offshore-2007: collected papers*. St.Petersburg: Khimizdat, 2007, pp. 217–220. (Russ.).
5. ANDRONOV, A.A., A.A. VITT, S.E. KHAYKIN. *Theory of oscillations* [Teoriya kolebaniy]. Moscow: Nauka, 1981. (Russ.).
6. PANOVKO, Ya.G. and I.I. GUBANOVA. *Steadiness and vibrations of elastic systems* [Ustoychivost i kolebaniya uprugikh sistem]. Moscow: Nauka, 1967. (Russ.).
7. MAGNUS, K. *Oscillations. Introduction to research of vibrating systems* [Kolebaniya. Vvedeniye v issledovaniye kolebatelnykh sistem]: transl. from Germ. Moscow: Mir, 1982. (Russ.).
8. PARS, L.A. *Analytical dynamics* [Analiticheskaya dinamika]. Moscow: Nauka, 1971. (Russ.).

УДК 51-7:519.68:621.6

О некоторых прикладных задачах безопасности и ситуационного управления Единой системой газоснабжения на основе анализа потока оцененных данных методом опорных векторов

А.В. Бочков^{1*}, Н.Н. Жигирев¹

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

* E-mail: A.Bochkov@econom.gazprom.ru

Тезисы. Отмечены особенности задач безопасности и ситуационного управления Единой системой газоснабжения (ЕСГ). Показано, что выделяемые признаки конкретной внештатной и/или аварийной ситуации на ЕСГ возможно описать путем включения их в широкую понятийную категорию с помощью специальных анкет-опросников. При наличии достаточно представительной статистики оцененных по какому-то критерию ситуаций на объектах ЕСГ с использованием метода опорных векторов можно построить решающие правила, автоматически разделяющие ситуации в анализируемом потоке данных. Рассмотрен пример и определены перспективные направления применения метода.

Постановка задачи

В отличие от теории систем кибернетика практикует информационный подход к исследованию процессов управления, который выделяет и изучает в объектах исследования различные виды потоков информации, способы их обработки, анализа, преобразования, передачи и т.д. Под управлением при таком подходе в самом общем виде понимается процесс формирования целенаправленного поведения системы посредством управляющего информационного воздействия на нее человеком или устройством. Как следствие, применение наиболее эффективных форм управления неразрывно связано с активным использованием окружающего и внутреннего информационного пространства, состояние которого определяется специфическим видом ресурсного обеспечения деятельности – так называемым информационным ресурсом. Содержание концепции формирования информационного ресурса системы управления составляет совокупность методов и методик организации информационных процессов в производственных системах, позволяющих осуществить выбор и использование необходимого информационно-технического решения для получения информации о производственной ситуации. Если представлять управление как передачу информационных потоков от одного субъекта управления к другому, то *ситуационное управление* – это процесс формирования целенаправленного поведения объекта управления и обеспечения устойчивых режимов его функционирования в условиях риска и неопределенности посредством организации потоков внутренней и внешней информации, а также создания методов ее поиска, обработки и распределения, позволяющих осуществить формирование, выбор и использование рационального управленческого решения.

Практически любая ситуация может быть идентифицирована и описана. *Идентификация ситуации* подразумевает отражение при изложении ее содержания какого-то реального события одним из возможных способов представления. Различие между идентификацией ситуации и способом ее описания является следствием своеобразия отношений между языком, мышлением и реальностью. Понятно, что в содержании высказывания присутствуют не сами ситуации и их признаки, а лишь их образы (мысленные), передаваемые в виде неких сведений или информации, т.е. в форме какого-либо сообщения. Характер отражения избираемых признаков

Ключевые слова:

ЕСГ, ситуация, анкетирование, безопасность, ситуационное управление, опорный вектор, решатель, классификация, автоматизированная советующая система, полухеммингова метрика.

и внутренняя организация информации о них составляют своего рода логическую структуру сообщения о ситуации.

Подчеркнем, что речь идет именно об организации информации, а не о ее конкретном содержании в отдельном сообщении. Выделяемые признаки конкретной ситуации описываются путем включения их в широкую понятийную категорию. По отношению к аварийно опасным ситуациям, возникающим в производственных системах, эти признаки сводятся к ряду определенных или слабо формализованных опасностей. При описании ситуации такие опасности обычно группируют согласно их природе. По сути, каждая ситуация может быть описана, например, в форме анкеты-вопросника и оценена экспертно как штатная или нештатная. Анкетирование вносит системность в процесс выявления опасностей при анализе оцененных ситуаций. С помощью анкеты проверяют, проявляется ли та или иная опасность в описании анализируемой ситуации или нет. Задача ситуационного анализа в такой постановке заключается в построении автоматизированной советующей системы (АСС), которая, опираясь на прошлый опыт принятия решений, будет способна однозначно классифицировать анализируемую ситуацию, описываемую с помощью анкеты-вопросника, по альтернативным признакам, например, отнести ее к одному из двух определенных классов опасности – «опасные» / «безопасные», «штатные» / «нештатные» и т.д.

Можно выделить два класса объектов управления, 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.

Что касается «сложных» объектов управления, то их главным образом отличают следующие особенности [1]:

- не все цели выбора управляющих решений и условия, влияющие на этот выбор, могут быть выражены в виде количественных соотношений;

- отсутствует либо является неприемлемо сложным формализованное описание объекта управления;

- значительная часть информации, необходимой для математического описания объекта, существует в форме представлений и пожеланий специалистов-экспертов, имеющих опыт работы с данным объектом.

Построение точных математических моделей «сложных» объектов, пригодных для реализации и эксплуатации на современных вычислительных машинах, либо затруднительно, либо часто вообще невозможно. Здесь специалист в области построения моделей оказывается перед необходимостью выбора одной из альтернатив.

Первая альтернатива: при построении модели «сложного» объекта, как и «простого», постараться учесть все возможные факторы, влияющие на его поведение. Однако если и можно построить такую модель, используя традиционные математические методы, то она получается чрезвычайно громоздкой и неприемлемой для практического использования либо по экономическим соображениям, либо потому, что время реакции разрабатываемой системы на изменение ситуации на объекте оказывается недопустимо большим.

Вторая альтернатива: абстрагироваться от некоторых параметров объекта в целях получения модели более простой и удобной для реализации. Но и этот путь может привести к неудачному исходу, так как модель получается неадекватной объекту управления.

Обоснование выбора метода решения

АСС должна быть принципиально адаптивной, т.е. периодически перенастраиваемой, совершенствуемой и переобучающейся под новые данные. До вживления АСС в контур реального управления необходим период ее экспериментальной отработки и выбора наилучших инструментов поддержки решения.

Очевидно, что модули АСС должны разрабатываться на той или иной платформе. Таких базовых платформ в настоящее время три:

- классическая вычислительная математика, ориентированная на фоннеймановские структуры вычислительных систем [2] и базирующаяся на понятии алгоритма – конечной последовательности инструкций, выполнение которых приводит к желаемому (или приемлемому) результату;

- нейроматематика [3], где желаемый приемлемый результат достигается за счет обучения некоторой вычислительной среды на прецедентах из прошлого;

- параллельные процессоры и реализация на них метода опорных векторов – SVM (англ. support vector machine) [4], в котором качества скорости работы обученных нейронных сетей совмещаются со строгостью инструкций классической алгоритмизации.

Первый из упомянутых подходов предполагает описание алгоритма действий на языке утверждений: «если (условия, законы, характеристики), то (некоторое следствие)». В этот подход явно заложены имитация отдельных причинно-следственных связей и фиксация в машинных кодах определенных правил действий. Подход весьма эффективен в тех случаях, когда требуется жесткая проверка и необходимо определить, например, кого наказывать: оператора за нарушение инструкции или автора инструкции, которую честно исполнил оператор. Но при обработке неоднородных многоаспектных потоков информации, когда для принятия решения приходится адаптировать алгоритм, привлекать экспертов и т.п., этот подход непродуктивен. Отсюда массовые неудачи внедрения диагностических систем в практику [5]. Путь построения фоннеймановских систем состоит в сложном согласовании с экспертами алгоритмов использования «общих правил», которые в процессе такого согласования становятся общеизвестными. В итоге в АСС поступают «правильные» описания ситуаций, сводящие на нет классифицирующую функцию системы.

Второй подход связан с разработкой вычислительных сред, реализованных на нейросетевых сопроцессорах, в которых алгоритм решения записан в нейросетевом базисе [6]. Главное отличие от классической схемы – параллельные связанные нелинейные вычисления. В силу малости выборки и неоднородности исходных массивов данных нейронные сети, как правило, дают отрицательные и положительные заключения для множества дополнительных «ложных образов» [7]. В качестве положительных решений они допускают «экзотику», не подчиняющуюся никакому здравому смыслу. Опыт одного из авторов настоящей работы по обучению нейронных сетей при решении задач классификации неоднородной многоаспектной информации, например текстового документа [8], анкеты туристической фирмы [9] и ряда других

приложений, показывает, что при поступлении новой информации в случае изменения внешних условий необходимо «выбивать» нейронную сеть из найденных ранее решений. В ряде случаев приходится заново переобучать весь массив данных с привлечением экспертов.

Таким образом, представляется, что задача построения АСС требует гибридного подхода, в котором ведущую роль занимает метод опорных векторов. Он более надежен: положение опорного вектора, ответственного «за свой участок», не поменяется до тех пор, пока его не отменят (опять же локально) данные о поступлении ближайшего к опорному вектору соседа. Пересчитывать решение заново не потребуются, поскольку влияние новых данных локально и не сказывается на других построенных правилах. Таким образом, с учетом специфики задачи ситуационного анализа предпочтительно использовать «локально оптимальные методы», принципы регуляризации решений, заложенные в методе опорных векторов, с адаптацией под потоки новых данных.

Аксиоматика принятия решений

Каждый акт принятия решения по классификации ситуации – это акт выбора варианта, который по какому-то критерию Q оказался не хуже других. При этом даже когда ни одно решение не выбрано, все равно выбор сделан в пользу лучшего в некотором смысле варианта: лучше не принимать никакого решения, чем принять лучшее из рискованных. Иными словами, критерий такого выбора – минимизация риска, а сам критерий выбора равен величине предотвращенного риска потерь X , т.е. $Q = -X$.

Для задач выбора существует своя аксиоматическая база. Так, Ф.И. Перегудов [10] показал, что достаточно трех базовых аксиом для того, чтобы адекватно описать структуру оптимальных решений задач выбора: аксиомы наследования, согласия и отбрасывания. Анализ предложенной аксиоматики выявляет, что построенный решатель должен быть монотонной функцией относительно множества ситуаций, классифицированных как внештатные (негативные). В первую очередь строится классификационное правило, по которому каждая ситуация, классифицированная как штатная, лучше некоторой ситуации, классифицированной как внештатная. Лишь только такое правило построено, «ситуация, пройденная всеми» может быть отброшена, и для всех оставшихся

анализируемых ситуаций могут строиться правила, как их поочередно пройти. В итоге результирующий классификатор ситуаций монотонно превращается в произведение правил.

В задачах теории распознавания образов исторически сложился набор критериев. Он очень сходен с набором критериев в задачах распознавания классов текстов в поисковых системах [8, 11–13]. Эти критерии базируются на классическом понимании ошибок первого и второго рода [14, 15].

Пример практического применения метода в задаче предквалификации контрагентов

Рассмотрим практическое применение метода к ситуационному анализу при проведении торгов – задаче выбора достойного контрагента. Выбор контрагентов – важнейший вопрос, который стоит почти перед каждой компанией, передающей часть необходимых ей работ на аутсорсинг. Всегда хочется иметь дело с «правильными» во всех отношениях организациями, которые ведут честный бизнес. К сожалению, встретить недобросовестного контрагента в настоящее время не составляет труда.

Процедура предквалификации сложна и содержит большое количество слабо формализуемых элементов субъективного и объективного характера, которое неизбежно лавинообразно возрастает с развитием электронных торговых площадок. Это обстоятельство формирует необходимость скорейшей разработки хотя бы основных компонентов интеллектуальной поддержки процесса принятия решения, и первым шагом на этом пути может стать разработка АСС.

В отношении логической части опросника (информационного массива с функцией f_1) сомнений не возникает – любой набор признаков, которые отсутствуют у других (своеобразные «отпечатки пальцев» контрагента), годится, чтобы он как логическая функция произведений признаков давал основание считать его за f_1 . Построение функции f_2 не намного сложнее: необходимо найти пересечение анкет лучшего контрагента с анкетой некоторого другого контрагента: т.е. вопросы, на которые они оба ответили одинаково хорошо и которых нет у остальных. Для предпоследнего контрагента имеет место более жесткая ситуация: поиск области признаков, которые есть у всех, но которых нет у последнего контрагента. Очевидно, что с каждым шагом области построения

решения уменьшаются в размерах по крайней мере на один вопрос – общий для всех ранее построенных.

Таким образом, для того чтобы последовательно выстроить строгий порядок для N оцениваемых объектов, нужно задать не менее $(N - 1)$ вопросов. При этом на каждом уровне возможна неоднозначность (множественность) выбора, и этим найденные решения отличаются от физических «однозначных» решений. Возникает большое число сочетаний вариантов, и если оставить только один альтернативный признак для задания каждой функции f_j , то такая формула «проживет» недолго, потому что с изменением ситуации может стать значимой другая альтернатива, и тогда ранее построенный порядок фактически не нарушится, а вот подсчеты функций не будут согласовываться. Рано или поздно в анкете с конечным количеством вопросов не хватит вопросов, чтобы определить строгий порядок разделения. Итак, если вопросов меньше, чем оцениваемых объектов, то по принципу Дирихле – Паули [16, 17] какие-то объекты должны стать равными (в кодировке) или несравнимыми между собой.

Необходимо сделать следующий шаг, который состоит в описании понятия частично (нестрого) порядка, заданного на множестве объектов. Для простоты рассмотрим ситуацию с пятью объектами, и пусть отношение «больше-меньше» задано не для всех пар. Например, пусть существуют отношения: $O_1 > O_2$, $O_1 > O_3$, $O_2 > O_4$, $O_3 > O_4$ и $O_4 > O_5$. Признаки f_1, f_2, f_3, f_4 отсутствуют только у O_5 . Признак f_1 присутствует только у объекта O_1 , который больше всех, признак f_4 есть у пары O_2 и O_4 и у пары O_3 и O_4 . Объекты O_2 и O_3 несравнимы, т.е. существует такая пара вопросов, которая имеет двоичную кодировку «10», т.е. ($f_1 = 1, f_3 = 0$) для одного и «01» для другого, т.е. соответственно ($f_2 = 0, f_3 = 1$).

Тем не менее все качества O_4 есть и у O_2 , и у O_3 . Иначе говоря, f_4 принадлежит пересечению признаков O_4 с объединением признаков O_2 и O_3 . Сказанное можно отобразить в виде таблицы или графически (рис. 1). Легко заметить, что при введении различного порога разделения множества наблюдается принципиально новая ситуация. Так, если «плохим» является только последний объект, то действует правило f_4 «быть хорошим». Если «плохи» все объекты, кроме первого, то работает «произведение правил», т.е. ($f_1; f_2; f_3; f_4$). А вот если два

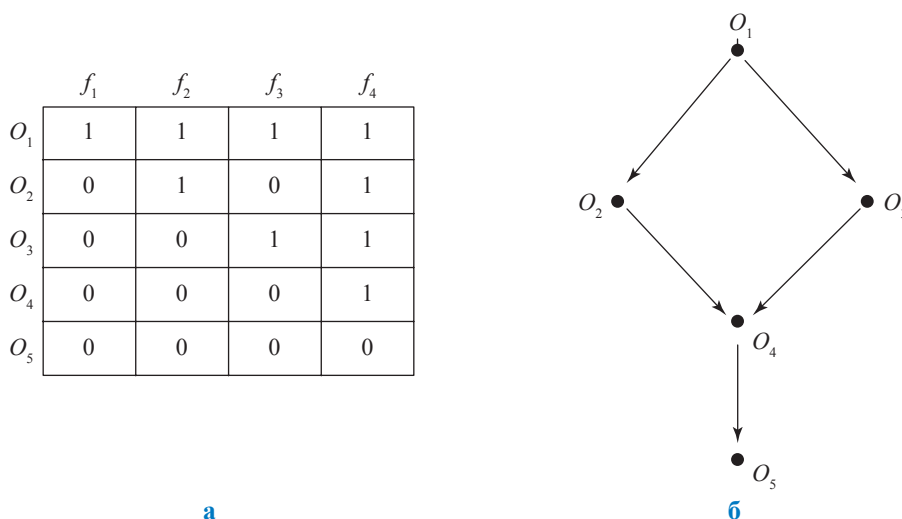


Рис. 1. Расчетная модель для случая неполного задания отношений между объектами:
а – табличный вид; б – графический вид

последних объекта «плохие», то правило уже содержит логическую альтернативу: « O_2 лучше O_4 » или « O_3 лучше O_4 ». По-своему также специфично (по отсутствию признака f_3) отношение « O_2 хуже O_1 », а отношение « O_3 хуже O_4 » – по отсутствию признака f_2 .

В результате получаем правило, которое уже является логической суммой альтернативных произведений: $(f_2 \cdot f_3 \cup f_2 \cdot f_4)$. Отметим, что для определения f_1 уже не нужен отдельный вопрос: собственно признак f_1 реализует то, что у объекта O_1 есть одновременно и признак f_2 , и признак f_3 , т.е. $(f_1 \equiv f_2 \cdot f_3)$. Это значит, что для задания частичного порядка классификации количество вопросов должно быть не меньше суммы целой части двоичного логарифма числа объектов и единицы, т.е. $[\log_2 5] + 1 = 3$. Если вопросов меньше, чем $[\log_2 N] + 1$, то обязательно будут присутствовать одинаковые строки опросников хотя бы у пары объектов (согласно тому же принципу Дирихле – Паули).

Все сказанное справедливо для парных случаев несравнимых объектов. Рассмотрим случаи, когда несравнимых объектов больше или конструкция их отношений сложнее. Например, пять несравнимых объектов одного уровня могут отличаться сочетаниями ответов на пять вопросов, но не характеризуются «только нулями» либо «только единицами» по всем пяти признакам (рис. 2).

В каждой паре O_{n1} и O_{n2} объекты несравнимы между собой. Скажем, у O_5 есть 1 в ответе на пятый вопрос, и этот вопрос значимый, так как у других такого свойства нет и,

следовательно, объект O_5 , хотя и имеет всего одну единицу, не хуже ни одного из остальных объектов.

Другой случай: объект O_2 имеет уникальное в сравнении с остальными сочетание первой и третьей единиц. Таким образом, чтобы некий объект O_i был бы лучше всех остальных, он должен иметь 1, как у O_5 , иначе он «лучшим» не будет, т.е. он должен иметь все сочетания признаков объектов, расположенных ниже (см. рис. 2б). Таким образом, O_i – это объединение $\langle 00001 \rangle$ (т.к. $O_i > O_5$) и $\langle 11000 \rangle$ (т.к. $O_i > O_1$), и $\langle 10100 \rangle$, и $\langle 01100 \rangle$, и $\langle 01010 \rangle$, т.е. O_i обязан быть единичным вектором $\langle 11111 \rangle$ по данным признакам.

Аналогичная ситуация с объектом O_j (см. рис. 2б), который хуже всех O_k -х объектов ($k \in \{1; 2; 3; 4; 5\}$). Объект O_j не может иметь единицу в качестве ответа на пятый вопрос, иначе он будет не хуже O_5 , а на самом деле он хуже. Выкладки в этой ситуации сложнее: O_j хуже O_k , если он потерял хотя бы одну единицу. В рассматриваемом случае O_j окажется «нулевым», но это необязательно: его кодировка может быть ненулевой, главное, чтобы она присутствовала во всех кодировках строк.

Единственное неоспоримое свойство худших объектов: количество единиц в их кодировке должно быть обязательно хотя бы на одну меньше, чем у наименее представленного единицами объекта O_k . Так, в приведенном примере, поскольку сумма признаков объекта O_5 равна единице, его кодировка автоматически не содержит единиц. Но в отношении «лучших»

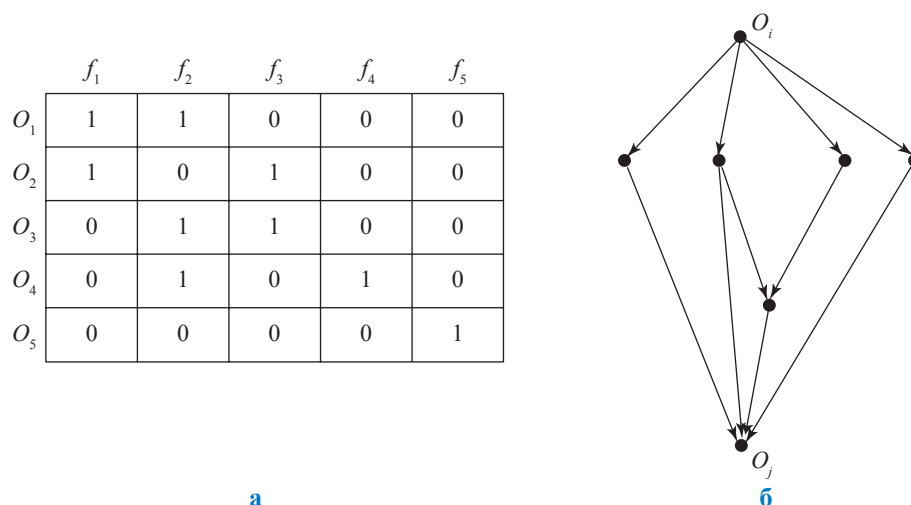


Рис. 2. Расчетная модель для парных случаев несравнимых объектов:
а – табличный вид; б – графический вид

объектов аналогичный принцип не выполняется. Так, в кодировке O_i ноль может присутствовать только в том случае, если нули присутствуют у всех нижестоящих объектов, а это означает, что данный признак никак не влияет на порядок – он не существенен.

Еще раз отметим: ни у одного из O_k -х объектов нет всех единиц O_i -го объекта, иначе он был бы не хуже более верхнего O_i , а это не так.

Не все вопросы анкеты носят логический характер, ответы на некоторые из них имеют количественное выражение, а это означает, что нужно проводить корректно аналого-цифровое преобразование (АЦП) чисел в области, шифруемые нулями и единицами. Необходимо также, чтобы при проведении АЦП сохранялись условия вложенности соответствующих областей. Построение объяснения такого порядка – это типичная задача классификации дискретных объектов, или теории распознавания образов [18, 19]. Если положительный ответ на вопрос рассматривать как пиксель некоторой конфигурации, «зажженный» на экране зеленым, а отрицательный ответ – как пиксель, окрашенный красным, обнаружится, что по сумме положительных ответов анкеты объектов, которым отказано в предквалификации, выглядят даже «зеленее» анкет объектов, прошедших предквалификацию.

Однако на порядок классификации влияет не количество, а качество вопросов, скорее даже, их сочетание – совместная реализация в анкете (в анкетах, владельцам которым отказано в предквалификации, нужные

сочетания ответов отсутствуют). Факт отсутствия необходимых сочетаний ответов является хорошим индикатором для экспертов-аудиторов, сигналом о необходимости более «тонкой» и всесторонней проверки контрагентов.

Есть ряд моментов, которые все же отличают задачу классификации от традиционной задачи распознавания изображений (иероглифов). В целом это неравномерность, неравнозначность вопросов, которая на самом деле неизвестна и определяется только в процессе построения решателя модуля АСС.

Первая проблема (и она естественна: как указывалось, существенных анкетных данных не так уж много) в том, что вопросов на самом деле не хватает. Есть «единичные» и «нулевые» вопросы, т.е. их коды по всем объектам совпадают, а значит, как уже отмечалось, они не являются ключевыми, или несущественны аналогично предлогам, точкам, запятым, имеющимся в каждом тексте. Есть пары анкет, как правило, относящихся к одним и тем же фирмам, почти идентичные и демонстрирующие парадоксальный эффект: анкета, «поглощающая» соседку, оценивается как отказная, а «худшая» анкета принимается. Причина в том, что тендерные заявки делались в разное время и по разным видам предквалификации. Дробить анкеты по видам – значит получить слишком общие правила слишком частных случаев. Разумно поэтому разрешить ситуацию следующим способом: «хорошую» противоречащую построенному решателю анкету (худшую по наполненности) будем также считать «плохой».

Решатель (классификатор, распознаватель), который в данном случае строится, всегда сохраняет найденный порядок до тех пор, пока в числе отброшенных не будут выброшены существенные ключевые признаки, по которым строится частичный порядок. И хотя для отдельных видов деятельности существует определенный информационный запас (комбинаторика позволяет распознавать «хороших» среди «плохих» по избыточному набору вопросов), этот запас лучше использовать для повышения надежности распознавания. Как это делать? По причине разнородности данных это тема для отдельного научного исследования. Здесь заметим только, что решение должно реализовываться «помехоустойчивым» методом согласно известным принципам обработки сигналов в помехозащищенных каналах связи.

В силу указанной динамики АСС должна быть готова к появлению новых и «отмиранию» старых вопросов, к проведению анализа рисков и конкурентного анализа. Вопрос конкуренции сложен и останется долго открытым: нельзя, например, не дать заказа контрагенту под угрозой, что он уйдет на торговую площадку конкурента. Это и перегрузка оставшихся объектов, и потеря качества экспертизы, так как для адекватной оценки совершенно новых объектов, принятых на торги без предквалификации, требуется больше ресурсов. Дополнительно каждый модуль АСС должен быть готов дробиться по направлениям деятельности торговой площадки: если имеется достаточное количество однородных, однотипных анкет, лучше отделить их в отдельный подвид – правила по нему станут менее размытыми (содержащими меньшее количество специфических ключевых вопросов). Собственно, критерий того, что решатель действительно удастся построить, является общепринятым с точки зрения математической логики: если большой массив данных объясняется существенно меньшим количеством переменных и по этим переменным информация группируется (кластеризуется), то эти переменные и надо рассматривать как ключевые факторы. По таким факторам далее следует строить модели, объясняющие, почему переменные в том или ином случае принимают соответствующие значения.

Еще раз подчеркнем: разница между ближайшими парами анкет, оцененных противоположно в разных местах, индивидуальна, и состав ключевых вопросов для каждого узкого

места, где сближаются границы «зеленой» (с «положительными» примерами) и «красной» (с отрицательными примерами) зон, специфичен. Положительные анкеты группируются за промежуточной «оранжевой» зоной.

При статистической обработке таблиц небольших размеров, в которых указано количество реализаций, пользуются чаще всего критерием Фишера [14]. Суть решателя в геометрии достаточно проста: необходимо так подобрать вопросы, сохраняя свойства частного порядка, чтобы на подмножестве вопросов анкеты разделились: «хорошие» – поднялись по рейтинговой шкале, «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 [20, 21], решаемая десятками различных способов, в основе которых лежит метод разложения любой логической функции в суперпозицию более простых функций (формула фон Неймана) [2, 20]. Прекрасные идеи использования локальных суперпозиций функций через отношения переменных в модельных графах, удостоенные престижной премии фон Неймана, предложены вице-президентом Международной академии информатизации В.А. Горбатовым [21].

Существуют роботизированные системы, изготавливающие любые микросхемы с заданными свойствами для решения специализированных функций. В том числе реализованы сверхбольшие интегральные схемы [22] для обработки анкет очень большой размерности (матрицы цветных пикселей на экране монитора). Но чаще всего это технически оптимизированные решения. А они, несмотря на все успехи эвристической математики, все равно приводят к большому перебору вариантов, не гарантирующему того, что найденные решения есть оптимальные. Методы построения оптимальных формул для частично заданных логических функций имеют алгоритмы комбинаторной сложности с экспоненциальным ростом затрат вычислительных ресурсов в зависимости от размеров решаемых таблиц [20, 21, 23].

Итак, задача фактически сводится к необходимости построить модель «серого ящика», тестирующего входы и выходы некоторого имитатора бизнес-процессов [24]. Для построения такой модели надо извлечь из знаний экспертов наиболее существенные элементы, включая их жизненный опыт (профессиональные

и личные контакты в том числе). Никому и никогда этого в полной мере не удавалось: люди предпочитают не делиться самым ценным – не обезоруживать себя. Следует ожидать реальной возможности противодействия внедрению создаваемой АСС в практику. По-человечески это понятно: такой модуль АСС будет «отнимать хлеб» у экспертов-людей. В то же время если АСС станет восприниматься как один из экспертов (пусть и с большим весом доверия), это добавит объективности принятию решений о предквалификации. Попутно заметим, что применение для предквалификации сентимент-анализа (*англ.* sentiment analysis) [25, 26] как «черного ящика» без прозрачной для экспертизы надстройки – неплодотворная идея, поскольку желательнее реально видеть парадоксальные решения, которые в ходе эксплуатации такой системы будут периодически возникать. При этом средства перенастройки решателя должны быть ограниченно доступны экспертам и лицам, формирующим решения.

Модель «серого ящика» – 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 стал урегулироваться автоматически, когда естественным образом использование типовых логических функций было лимитировано по критерию адекватности поставленной задаче. Авторы статьи ограничились достаточно представительным классом логических функций, известных как монотонные. Выбор этого класса вытекает из логики аксиом выбора (см. ранее). Монотонная логическая функция – это логическая функция, дизъюнктивная нормальная форма которой не содержит ни одной переменной с использованием логического отрицания, т.е. одноместная операция «НЕ» отсутствует.

Тогда общий вид решателя:

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

где y – оценка анкеты ($y = 1$ для принятых анкет – положительных примеров, $y = 0$ для отвергнутых анкет – отрицательных примеров); v – номер группы переменных; D_v – размерность группы – количество вопросов в группе; $x_{v,1}$ – ответ на первый вопрос в группе; x_{v,D_v} – ответ на последний вопрос в группе.

Значение $y = 1$ (истина) достигается в том и только в том случае, когда анкета отвечает на все вопросы хотя бы одной группы. По аналогии решатель похож на экзаменатора, который задает испытуемым по-разному сгруппированные вопросы из V вариантов групп (отличающихся по составу и количеству вопросов) и при ответе на все вопросы ставит зачет, т.е. $y = 1$, или незачет, т.е. $y = 0$, предоставляя возможность переэкзаменоваться V раз, каждый раз по новой фиксированной группе вопросов. Первыми получают зачет те испытуемые, которые ответили на все вопросы $x_{1,1} \cdot \dots \cdot x_{1,D_1}$. Те, кто не прошел в первой партии, во второй раз будут экзаменованы снова, но уже по группе вопросов $x_{2,1} \cdot \dots \cdot x_{2,D_2}$, и так далее до тех пор, пока не исчерпается весь список тестов V . Задача построения решателя-экзаменатора состоит в таком подборе группы вопросов, чтобы достойные, пусть не в первой группе, но получили зачет, а недостойные прошли все испытания, но зачет бы не получили. Структура вопросов, их сочетаний должна быть интересна экспертам-аудиторам: это путь проверки, выявления «несстыковок» в ответах претендентов. Отметим, что для получения зачета достаточен положительный ответ на вопросы только одной группы (при построении решателя (1) без дублирования, повышающего надежность), поэтому состав групп вопросов должен держаться в тайне – испытуемый получит зачет, если ответит на все вопросы в группе независимо от того, насколько хорошо он ответил бы на другие вопросы.

Существует много способов усилить построенный решатель. Например, посредством того, что испытуемый должен пройти зачет хотя бы на двух группах, трех группах, на группах с большим (избыточным) количеством вопросов. Отметим сразу, что объединение вопросов, вошедших в группы из-за того, что ответы на вопросы зависимы, по количеству меньше, чем общее количество вопросов. Этот факт предоставляет хорошую возможность продублировать экзаменатора, формируя дополнительно избыточные группы, содержащие вопросы, не вошедшие в первые V групп, и тем самым разнообразить трудности, которые должен преодолеть испытуемый: придется учить ответы на все вопросы, а не только на наиболее часто задаваемые экзаменатором (вошедшие в первые V групп).

Давать оценку испытуемым по количеству групп вопросов, на которые они смогли бы ответить, когда решатель построен полностью, конечно же, можно, но решатель все же оптимизируется главным образом не для ранжирования прошедших зачет, а для того, чтобы прошли зачет достойные и никто из недостойных не прошел. Поэтому, если первые V групп примеров достаточно наполнены D_1, \dots, D_V и через них хорошо аттестуется большинство положительных анкет, то последние группы чаще всего содержат небольшое количество экзотических вопросов, которые проходят оставшиеся единицы. На практике тестирования групп последние группы создаются для отсева всех отрицательных и прохода единиц достойных, как «утешительные» бои в спортивных единоборствах.

Можно «обрезать» количество групп V , т.е. повысить надежность отбора, оставив тех, кто прошел первые V испытаний. Таким образом управляют ошибками первого рода. Вопросы в последних группах достаточно оригинальны и ориентированы не на общие правила, а на то, чтобы в «утешительных» боях «подобрать» отстающих достойных, имеющих какие-то качества необщего характера, выделяющие их из массы отвергнутых анкет, не прошедших все V тестов. И действительно, тогда как в первых группах содержатся наиболее информативные вопросы, отсекающие все отрицательные примеры, но пропускающие значимую массу положительных примеров, на последних этапах реализуются тесты «боксовых ветвей», которые могут пройти и не все сдавшие зачет в основном потоке.

Возможно управлять структурой тестов: делать сразу либо основной тест, либо группу экзотических тестов. Тогда динамика прохождения будет формировать группы «средней экзотичности», и число прошедших через каждое испытание станет более равномерным. В работе, выполняемой авторами статьи, при проектировании АСС принято решение строить ансамбли экзаменаторов-аудиторов, реализующих и ту, и другую, и промежуточные тактики.

Первый подход дает наборы наиболее статистически устойчивых групп вопросов: их много, отсев «плохих» происходит постепенно – чуть-чуть быстрее, чем «хороших». Второй подход «забирает экзотику»: он ориентирован на то, чтобы наиболее близкие приграничные

«положительные» объекты прошли раньше с частью основной группы. Приграничные объекты разные, поэтому к ним примкнут из общей группы соискатели, имеющие сходные свойства только со своим приграничным объектом-лидером. Вторым подходом интересен тем, что для того чтобы с приграничным объектом захватить побольше соискателей, похожих на него, приграничному объекту задают больше вопросов, с которыми справится не только он, но и похожие на него. Получается интересный ситуационный анализ: как бы автоматически строятся слабо пересекающиеся группы схожих анкет испытуемых, создается типология соискателей по сочетанию проходимых ими тестов. Такая типология может быть полезна при предквалификации (приеме или отсева новых соискателей): незачем брать фирму того профиля (типа), который уже достаточно хорошо представлен выбранными экземплярами. 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.

Если группа построена, то совокупность групп со «щадящим» пропуском легко строится автоматически: вместо слагаемого, представляющего собой произведение $X_{v,1} \cdot \dots \cdot X_{v,D_v}$, надо записать сумму слагаемых, у которых пропущен один из сомножителей, если прощается один неудачный ответ на вопрос из группы $X_{v,1} \cdot \dots \cdot X_{v,D_v}$ или сумму сочетаний $C_{D_v}^S$ слагаемых, в которых из произведения (см. ранее формулу (1)), опущено по V вопросов.

Например, если в группе из пяти вопросов «прощаем» два вопроса, то вместо произведения пяти сомножителей мы должны в найденную формулу аудитора записать 10 произведений по три сомножителя, представляющие собой три разных вопроса из пяти:

$$\begin{aligned} & X_1 X_2 X_3 \cup X_1 X_2 X_4 \cup X_1 X_2 X_5 \cup \\ & \cup X_1 X_3 X_4 \cup X_1 X_3 X_5 \cup X_1 X_4 X_5 \cup \\ & \cup X_2 X_3 X_4 \cup X_2 X_3 X_5 \cup X_2 X_4 X_5 \cup \\ & \cup X_3 X_4 X_5. \end{aligned}$$

Или проще: количество вопросов, получивших правильный ответ при этом тесте, должно быть больше или равно произведению $(D_v s_v)$. Если ошибки не прощаются, то $s_v = 0$ ($C_{D_v}^0 = 1$).

Для обработки двоичной информации в связи с развитием теории информации как инструмента, описывающего передачу строк

сигналов, состоящих из нулей и единиц, принята метрика Хемминга [27]:

$$\rho(O_i, O_j) = \sum_{k=1}^K [O_{ik}(1 - O_{jk}) + (1 - O_{ik})O_{jk}]. \quad (2)$$

Величина этой метрики – расстояние между одномерными однотипными объектами (строками, столбцами, экранами, кеглями символов) – измеряется количеством несовпадающих пар таких объектов. Единицу добавляет выполнение условия «исключающее ИЛИ» (булева функция «сложение по модулю 2»).

Несовпадение интерпретируется как ошибка, а близость объектов оценивается минимальным количеством «исправлений», которые надо внести либо в один, либо в другой, либо в оба объекта, чтобы они стали идентичными, неразличимыми. Естественно, выполняется равенство:

$$\rho(O_i, O_j) = \rho(O_j, O_i). \quad (3)$$

Поскольку мы ограничились естественным классом монотонных функций, нас интересуют не все несовпадения в паре, а «упорядоченные» несовпадения. Назовем их полухемминговой метрикой

$$\mu(O_i, O_j) = \sum_{k=1}^K [O_{ik}(1 - O_{jk})], \quad (4)$$

которая отражает только количество «удачных» вопросов μ , на которые у первого объекта ответ «правильный» – единица, а у второго объекта «ошибочный» – ноль. По сочетаниям «удачных» вопросов будем «отделять» положительные примеры анкет от отрицательных, а по метрике μ – измерять собственно размер пограничного слоя.

Полухеммингова метрика (4) позволяет устранить противоречивые пары объектов, которые заведомо не удовлетворяют условиям строгих неравенств, задающих частичный порядок. В принципе, вся обсуждаемая логика соответствует разложению фон Неймана с приоритетами в выборе переменных, по которым проводится неймановское разложение дизъюнктивных нормальных форм логических функций. Так, разложение происходит по ключевым для приграничных анкет вопросам (переменным), потом по вопросам, которые остались ключевыми для тех пар анкет, полухеммингова метрика между которыми равна 2, и так далее, что иногда называют тактикой «расшивки узких мест».

В принципе, такой порядок разбора вариантов построения тестов однозначен в определенном смысле. Он не улучшаем и при принятом лексикографическом порядке однозначен. Классификация удачных анкет, которая строится вынужденно, в порядке, задаваемом опорными векторами, является объективно лучшей.

Таким образом, ценность описанной методологии в том, что с ее помощью возможно выполнять мгновенный анализ и обобщение огромного количества прецедентов – ресурс, недоступный аналитику-человеку. Спектр задач, требующих такого экспресс-анализа, весьма широк. Приведем лишь самые характерные.

Задача медицинской диагностики профессиональных заболеваний, где в роли объектов выступают, например, работники дочерних обществ ПАО «Газпром». Признаки характеризуют результаты обследований, симптомы заболевания и применявшиеся методы лечения. Признаковое описание работника – это, по сути, формализованная история его болезни. Накопив достаточное количество оцененных прецедентов, можно классифицировать профессиональное заболевание, определить наиболее целесообразный способ лечения, предсказать длительность и исход заболевания, оценить риск осложнений, выявить наиболее характерные для данного профессионального заболевания совокупности симптомов и т.п.

Принятие инвестиционных решений на финансовом рынке. Если инвестор предполагает, что цена акции вырастет, он покупает акции, надеясь продать их позже по более высокой цене. И, наоборот, прогнозируя падение цен, инвестор продает акции, чтобы впоследствии выкупить их обратно по более низкой цене. Задача инвестора-спекулянта в том, чтобы правильно предугадать направление будущего изменения – роста или падения – цены. При этом инвестор сильно рискует: известно, что на финансовом рынке «в плюсе» остаются только около 30 % игроков. Тем не менее инвесторы готовы брать на себя этот риск в надежде на высокую прибыль.

Оценка привлекательности инвестиционных проектов и НИОКР. Задача сходна с оценением заемщиков. С ней сталкиваются инвестиционные компании, банки, венчурные фонды, крупные корпорации, финансирующие исследовательские, инновационные

и рискованные бизнес-проекты. Объектами служат заявки на проекты, представляемые в форме анкет. Типичное число пунктов в анкете – около сотни, количество анкет – сотни или тысячи. Основная сложность данной задачи в низкой степени формализованности анкет. Наиболее важная с точки зрения экспертов информация заключается, как правило, в нескольких текстовых полях, содержательно описывающих суть проекта. Разумеется, полная автоматизация процесса рассмотрения заявок невозможна. Однако можно решать задачу предварительной классификации заявок на «хорошие», достойные внимательного изучения экспертами, и «плохие», которые с высокой вероятностью не пройдут экспертный отбор. Плохие заявки можно отсеять заранее и полностью

автоматически, значительно сократив загруженность экспертов. Обучающая выборка состоит из ранее классифицированных анкет, например заявок прошлых лет.

В заключение осталось заметить, что описанная методология анализа потока оцененных данных может найти практическое применение в самых разных областях ситуационного анализа и управления, а также при решении задач оперативной диагностики и поддержки принятия решений. Отдельный интерес представляет вопрос применения метода к анализу информации, представленной фактическими значениями анализируемых параметров, а не в бинарной форме (да/нет), т.е. требующей предварительного АЦП.

Список литературы

1. Поспелов Д.А. Логико-лингвистические модели в системах управления / Д.А. Поспелов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 231 с.
2. Нейман Дж., фон. Теория самовоспроизводящихся автоматов / Дж. фон Нейман. – М.: Мир, 1971. – 382 с.
3. Уоссермен Ф. Нейрокомпьютерная техника: теория и практика / Ф. Уоссермен; пер. с англ. – М.: Мир, 1992. – 240 с.
4. Joachims J. Learning to classify text using support vector machines: Methods, theory, and algorithms / J. Joachims. – Alphen aan den Rijn, The Netherlands: Wolters Kluwer, 2002.
5. Россиев Д.А. Самообучающиеся нейросетевые экспертные системы в медицине: теория, методология, инструментарий: дис. ... д-ра мед. наук / Д.А. Россиев. – Красноярск, 1995. – 379 с.
6. Галушкин А.И. Нейроинформатика: коллективная монография. Т. 6 / А.И. Галушкин и др. – М.: ИПРЖ «Радиотехника», 2002. – 440 с.
7. Леонов А.А. Синтез нейронной сети для решения задачи идентификации состояния объекта / А.А. Леонов, М.А. Леонова, Ю.Н. Федосеев // Сб. докл. Всероссийской конференции «Нейроинформатика-99». – М.: МИФИ, 2000. – Ч. 1. – С. 100–109.
8. Жигирев Н.Н. Использование асимметрии частотных свойств информационных признаков для построения автоматизированных систем классификации текстовых документов / Н.Н. Жигирев, В.В. Корж, Б.Н. Оныкий // Сб. докл. Всероссийской конференции «Нейроинформатика-99». – М.: МИФИ, 1999. – Ч. 3. – С. 83–91.
9. Разработка и реализация проекта создания Туристского информационного центра Москвы (ТИЦ): итоговый отчет. – М.: МИФИ, 2002. – 600 с.
10. Перегудов Ф.И. Введение в системный анализ: учеб. пособие для вузов / Ф.И. Перегудов, Ф.П. Тарасенко. – М.: Высш. шк., 1989. – 367 с.
11. Корнеев В.В. Базы данных. Интеллектуальная обработка информации / В.В. Корнеев, А.Ф. Гареев, С.В. Васютин и др. – М.: Нолидж, 2001. – 496 с.
12. Шумский С.А. Ассоциативный поиск текстовой информации / С.А. Шумский, А.В. Яровой, О.Л. Зорин // Докл. Всероссийской конференции «Нейроинформатика-99». – М.: МИФИ, 1999. – Ч. 3. – С. 101–109.
13. 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.
14. Рунион Р. Справочник по непараметрической статистике / Р. Рунион. – М.: Финансы и статистика, 1982. – 198 с.
15. Гаек П. Автоматическое образование гипотез: математические основы общей теории / П. Гаек, Т. Гавранек. – М.: Наука, 1984. – 280 с.
16. Паули В. Труды по квантовой теории / В. Паули; под ред. Я.А. Смородинского. – М.: Наука, 1975. – Т. 1. – (Классики науки).
17. Дирихле Л.П.Г. Лекции по теории чисел / Л.П.Г. Лежен Дирихле. – М.-Л.: ОНТИ, 1936.

18. Вапник В.Н. Теория распознавания образов / В.Н. Вапник, А.Я. Червоненкис. – М.: Наука, 1974. – 240 с.
19. Гренандер У. Лекции по теории образов / У. Гренандер. – М.: Мир, 1979. – 382 с.
20. Яблонский С.В. Введение в дискретную математику: учеб. пособие для вузов / С.В. Яблонский. – М.: Высш. шк., 2003. – 384 с.
21. Горбатов В.А. Дискретная математика: учеб. для студ. вузов / В.А. Горбатов. – М.: Астрель, 2006. – (Высшая школа АСТ).
22. Кун С. Матричные процессоры на СБИС / С. Кун. – М.: Мир, 1991. – 672 с.
23. Журавлёв Ю.И. Об алгоритмах распознавания с представительными наборами (о логических алгоритмах) / Ю.И. Журавлёв // Журнал вычислит. математики и мат. физики. – 2002. – Т. 42. – № 9. – С. 1425–1435.
24. Майерс Г. Искусство тестирования программ / Г. Майерс, Т. Баджетт, К. Сандлер. – 3-е изд. – М.: Диалектика, 2012. – 272 с.
25. Pang B. Seeing stars: exploiting class relationships for sentiment categorization with respect to rating scales (PDF) / B. Pang, L. Lee // Proc. of the 43^d Annual meeting of the Association for Computational Linguistics (ACL), June 25–30 2005. – Ann Arbor, Michigan: University of Michigan, 2005. – P. 115–124.
26. Gamon M. Sentiment classification on customer feedback data: noisy data, large feature vectors, and the role of linguistic analysis / M. Gamon // Proc. of the 20th international conference on computational linguistics (COLING 2004, August 23–27). – Geneva, 2004. – P. 841–847.
27. Блейхут Р. Теория и практика кодов, контролируемых ошибки / Р. Блейхут. – М.: Мир, 1986. – 576 с.

About some applied tasks in provision of safety and situation management of the Unified Gas Supply System on the basis of estimated data flow analysis by means of support vector machine

A.V. Bochkov^{1*}, N.N. Zhigirev¹

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

* E-mail: A.Bochkov@econom.gazprom.ru

Abstract. The peculiarities of tasks for the Unified Gas Supply System (UGSS) safety support and situation management are pointed out. The possibility to describe the singled out signs of particular contingency and/or accident at the UGSS by including them into a wide conceptual category using special questionnaire surveys is shown. In case sufficient statistical data about situations occurred at the UGSS facilities are available, and this information is estimated by some criterion, it is possible to construct solving rules by means of support vector machine. These rules will automatically distinguish situations within the data flow being analyzed. An example of the support vector machine application is presented, and further prospecting trends are determined.

Keywords: Unified Gas Supply System, situation, questionnaire survey, safety, situation management, support vectors, problem solver, classification, automated advice-giving system, half-Hamming metric.

References

1. POSPELOV, D.A. *Logical-linguistic models in control systems* [Logiko-lingvisticheskiye modeli v sistemakh upravleniya]. Moscow: Energoizdat, 1981. (Russ.).
2. NEUMANN, J. von. *Theory of self-reproducing automata*. Translated from the English. Moscow: Mir, 1971. (Russ.).
3. WASSERMAN, F. *Neurocomputing technique: theory and practice*. Translated from the English. Moscow: Mir, 1992. (Russ.).
4. JOACHIMS, J. *Learning to classify text using support vector machines: methods, theory, and algorithms*. Alphen aan den Rijn, The Netherlands: Wolters Kluwer, 2002.
5. ROSSIYEV, D.A. *Self-learning neural-network expert systems in medicine: theory, methodology, apparatus* [Samoobuchayushchiyesya neyrosetevyye ekspertnyye sistemy v meditsine: teoriya, metodologiya, instrumentariy]. Dr. sci. (Medicine) thesis. Krasnoyarsk State Medical Academy (Russia), 1995. (Russ.).
6. GALUSHKIN, A.I. et al. *Neural informatics: collective monography* [Neyroinformatika: kollektivnaya monografiya]. Moscow: Radiotekhnika, 2002, vol. 6. (Russ.).
7. LEONOV, A.A., M.A. LEONOVA, and Yu.N. FEDOSEYEV. Neural network synthesis aimed at identification of an object state [Sintez neyronnoy set idly resheniya zadachi identifikatsii sostoyaniya obyekt]. In: *Proc. of the Neuroinformatics-99 All-Russia Conf.* Moscow: MIPhI, 2000, pt. 1, pp. 100–109. (Russ.).

8. ZHIGIREV, N.N., V.V. KORZH, B.N. ONYKIY. Using frequency asymmetry of informational indicators for construction of automated systems for text documents' classification [Ispolzovaniye asimmetrii chastotnykh svoystv informatsionnykh priznakov dlya postroyeniya avtomatizirovannykh system klassifikatsii tekstovykh dokumentov]. In: *Proc. of the Neuroinformatics-99 All-Russia Conf.* Moscow: MIPhI, 1999, pt. 3, pp. 83–91. (Russ.).
9. *Development and implementation of a project for creation of Moscow Informational Tourist Center: final report* [Razrabotka i realizatsiya proyekta sozdaniya Turistskogo Tsentra Moskvy (TITs): itogovyy otchet]. Moscow: MIPhI, 2002. (Russ.).
10. PEREGUDOV, F.I. and F.P. TARASENKO. *Principals of system analysis: education guidance for universities* [Vvedeniye v sistemnyy analiz: uchebnoye posobiye dlya vuzov]. Moscow: Vysshaya shkola, 1989. (Russ.).
11. KORNEYEV, V.V., A.F. GAREYEV, S.V. VASUTIN et al. *Data bases. Intelligent information processing* [Bazy dannykh. Intellektualnaya obrabotka informatsii]. Moscow: Nolidzh, 2001. (Russ.).
12. SHUMSKIY, S.A., A.V. YAROVOY, O.L. ZORIN. Associative search of text information [Assotsiativnyy poisk tekstovoy informatsii]. In: *Proc. of the Neuroinformatics-99 All-Russia Conf.* Moscow: MIPhI, 1999, pt. 3, pp. 101–109. (Russ.).
13. GAREYEV, A.F. Solving a vocabulary-dimension problem at application of a probabilistic neural network in tasks of information retrieval [Resheniye problem razmernosti slovarya pri ispolzovanii veroyatnostnoy neyronnoy set idly zadach informatsionnogo poiska]. *Neyrokompyutery: razrabotka, primeneniye.* 2000, no. 1, pp. 60–63. ISSN 1999-8554. (Russ.).
14. RUNYON, R.P. *Nonparametric statistics: reference book* [Spravochnik po neparametricheskoy statistike]. Translated from the English. Moscow: Finansy i statistika, 1982. (Russ.).
15. HAJEK, P. and T. HAVRANEK. *Mechanizing hypothesis formation: mathematical foundations for a general theory.* Translated from the English. Moscow: Nauka, 1984. (Russ.).
16. PAULI, W. *Collected papers on Quantum theory* [Trudy po kvantovoy teorii]. Transl. edited by Ya.A. Smorodinskiy. Moscow: Nauka, 1975, vol. 1.
17. DIRICHLET LEJEUNE, J.P.G. *Lectures on number theory.* Translated from the German. Moscow-Leningrad: ONTI, 1936. (Russ.).
18. VAPNIK, V.N. and A. Ya. CHERVONENKIS. *Theory of pattern recognition* [Teoriya raspoznavaniya obrazov]. Moscow: Nauka, 1974. (Russ.).
19. GRENANDER, U. *Lectures in pattern theory.* Translated from the English. Moscow: Mir, 1979. (Russ.).
20. YABLONSKIY, S.V. *Principals of discrete mathematics: educational guidance for universities* [Vvedeniye v diskretnuyu matematiku: uchebnoye posobiye dlya vuzov]. Moscow: Vysshaya shkola, 2003. (Russ.).
21. GORBATOV, V.A. *Discrete mathematics: textbook for students of universities* [Diskretnaya matematika: uchebnik dlya studentov vuzov]. Moscow: Astrel, 2006. (Russ.).
22. KUN, S.Yu. *Matrix processors based on VLSI circuits* [Matrichnyye protsessory na SBIS]. Translated from the English. Moscow: Mir, 1991. (Russ.).
23. ZHURAVLEV, Yu.I. On recognition algorithms with representative sets (about logical algorithms) [Ob algoritmakh raspoznavaniya s predstavitelnyimi naborami (o logicheskikh algoritmakh)]. *Zhurnal vychislitelnoy matematiki i matematicheskoy fiziki.* 2002, vol. 42, no. 9, pp. 1425–1435. ISSN 0044-4669. (Russ.).
24. MYERS, G.J., T. BADGETT, C. SANDLER. *The art of software testing.* Translated from the English. 3^d edition. Moscow: Dialektika, 2012. (Russ.).
25. PANG, B. and L. LEE. Seeing stars: exploiting class relationships for sentiment categorization with respect to rating scales (PDF). *Proc. Annual meeting of the Association for Computational Linguistics (ACL).* Ann Arbor, Michigan: University of Michigan, 2005, no. 43, pp. 115–124.
26. GAMON, M. Sentiment classification on customer feedback data: noisy data, large feature vectors, and the role of linguistic analysis. *Proc. of International conference on computational linguistics (COLING 2004, August 23–27).* Geneva, 2004, no. 20, pp. 841–847.
27. BLAHUT, R.E. *Theory and practice of error control codes.* Translated from the English. Moscow: Mir, 1986. (Russ.).

УДК 622.691.4.07+351.811.111.1

Обоснование нормативных требований к пересечениям магистральных газопроводов с автомобильными и железными дорогами методами анализа риска

С.А. Ковалёв¹, К.С. Железов^{1*}, А.Н. Ершова¹, М.А. Киркин²

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

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 117997, Москва, ул. Наметкина, д. 16

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

Ключевые слова: анализ риска, безопасность, автомобильные дороги, железные дороги, магистральные газопроводы, поражающие факторы аварий, участки переходов.

Тезисы. Переходы через автомобильные и железные дороги относятся к потенциально опасным участкам линейной части магистральных газопроводов. Аварии на данных участках, как правило, имеют более высокую удельную частоту (в пересчете на единицу длины, например, метр), чем в среднем для линейной части магистральных газопроводов, а также более тяжелые последствия и могут сопровождаться значительными социально-экономическими ущербами. В работе на основе анализа риска проводится оценка эффективности ряда нормативных и проектных решений, направленных на обеспечение безопасности на переходах магистральных газопроводов через автомобильные и железные дороги, и исходя из результатов проведенной оценки определяются направления дальнейшей работы по актуализации соответствующих нормативных требований.

Пересечения магистральных газопроводов (МГ) с автомобильными и железными дорогами (переходы МГ) относятся к потенциально опасным участкам линейной части МГ, аварии здесь могут сопровождаться значительным социально-экономическим ущербом. Выделяют следующие поражающие факторы аварий на МГ¹:

- воздушная волна сжатия;
- осколки (фрагменты) трубы и фрагменты грунта;
- тепловое воздействие пожара;
- загазованность пространства.

Повышенная опасность переходов МГ через автомобильные и железные дороги по сравнению с основной линейной частью МГ обусловлена высокой вероятностью:

- воспламенения выделившегося в результате аварии/инцидента газа (источники воспламенения – автомобили и железнодорожный транспорт);
- механического повреждения трубопровода в результате интенсивной хозяйственной деятельности вдоль дорог (земляные работы);
- социально-экономического ущерба в результате гибели и травмирования людей, находящихся в автомобильном и железнодорожном транспорте, особенно на дорогах с интенсивным движением;
- материального ущерба третьим лицам (повреждение дорожной инфраструктуры, автомобильного и железнодорожного транспорта);
- каскадного развития аварии при повреждении автомобильного и железнодорожного транспорта, перевозящего опасные вещества (в том числе хлор, аммиак и др.).

Далее приведена оценка эффективности проектных решений, направленных на снижение риска аварий на участках пересечения МГ с автомобильными и железными дорогами, с акцентом на следующих способах снижения риска аварий на МГ:

- размещении дополнительной запорной арматуры на переходе через автомобильные и железные дороги;
- повышении качества участка МГ на переходе;

¹ См. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». – М.: Газпром экспо, 2009. – 380 с.

- применении защитного футляра и укладке МГ в тоннеле;
- ограничении углов пересечения МГ и дороги.

Оценка эффективности проектных решений проводилась на основе результатов количественного анализа риска аварий, выполненного в соответствии с рекомендованной процедурой [1], с учетом специфических аспектов анализа риска в газовой промышленности, изложенных в СТО Газпром 2-2.3-351-2009. При определении размеров зон поражения учитывались дополнительные рекомендации по безопасности [2, 3].

В соответствии с действующими нормативными правовыми актами РФ для потенциально опасных участков линейной части МГ проектной документацией должны быть предусмотрены специальные меры безопасности, снижающие риск аварий. К сожалению, системы соответствующих нормативных требований ПАО «Газпром» и ОАО «РЖД» развивались изолированно друг от друга, без надлежащей координации, и по состоянию на середину 2016 г. довольно сильно отличались. Расхождение нормативных требований привело к кризису практики согласования технических условий на взаимные пересечения МГ и железных дорог (табл. 1).

Следует отметить, что наибольшие возражения со стороны ПАО «Газпром» вызывало включение в выдаваемые ОАО «РЖД» технические условия на пересечение МГ с железными дорогами требования² об обязательной установке линейной запорной арматуры на расстояниях до 1000 м с двух сторон от пересечения (см. табл. 1).

Постановка задачи

Варианты переходов МГ через автомобильные и железные дороги. Рассматриваются переходы МГ (условный проход Ду1400, рабочее давление 7,4 МПа) через автомобильные и железные (ОАО «РЖД») дороги общей сети³ с установкой футляра в месте перехода. Схемы различных вариантов перехода МГ через дорогу представлены на рис. 1–3. Общая длина

рассматриваемого участка составляет 3 км. Инженерно-геологические условия в месте перехода: грунты – суглинки тяжелые.

Анализ эффективности соответствующих проектных решений (см. рис. 1–3) предполагает расчет потенциального риска аварии при условии проведения технических мероприятий, направленных на снижение риска аварий на МГ (см. перечень ранее).

Схема размещения запорной арматуры, а именно крановых узлов (КУ), на переходе через дорогу представлена на рис. 4.

Повышение качества участка МГ на переходе через дорогу и примыкающих к переходу участков (и/или увеличение длины участка примыкания) предполагает:

- повышение категории трубопровода по отношению к категории, соответствующей требованиям СП 36.13330.2012;
- использование труб с заводским наружным трехслойным антикоррозионным покрытием;
- изоляцию монтажных стыков с применением термоусаживающихся армированных манжет толщиной не менее толщины слоя заводской изоляции;
- проведение 100%-ного контроля сварных стыков физическими методами.

Подземное пересечение МГ с дорогой осуществляется с использованием конструктивного решения (рис. 5) в составе:

- защитного футляра 2 из стальных труб для МГ 1;
- опорно-центрирующих колец 3;
- устройства для защиты межтрубного пространства (УЗМП) 4;
- вытяжной свечи 5 для защитного футляра.

Конструкция защитного футляра обеспечивает:

- предохранение полотна дороги от разрушения в случае аварийного разрыва МГ;
- защиту стенок труб МГ от воздействия внешних нагрузок, создаваемых движущимся транспортом, а также от агрессивного воздействия грунтовых вод и блуждающих электрических токов.

Для защитного футляра приняты трубы категории I с усиленной заводской изоляцией, обеспечивающей их целостность при укладке

² См. Инструкцию о пересечении железнодорожных линий ОАО «РЖД» инженерными коммуникациями.

³ Вследствие того, что технические требования к обеспечению перехода через автомобильные трассы и железные дороги общей сети практически не отличаются, для удобства в дальнейшем они будут обозначены общим термином «дороги».

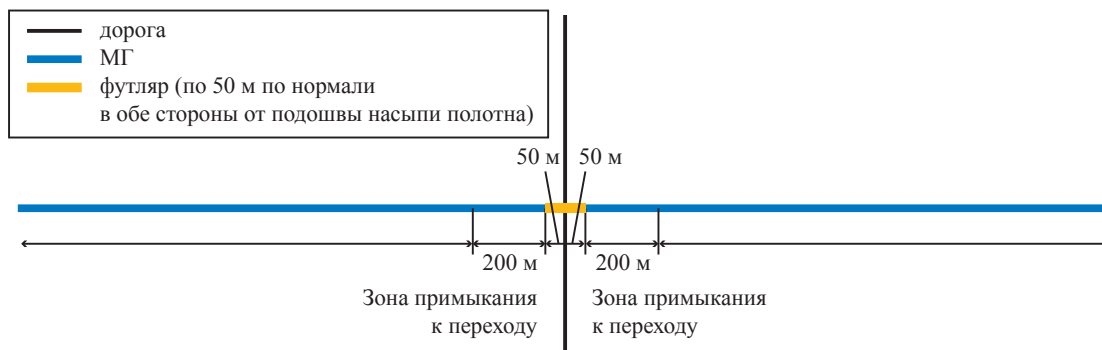
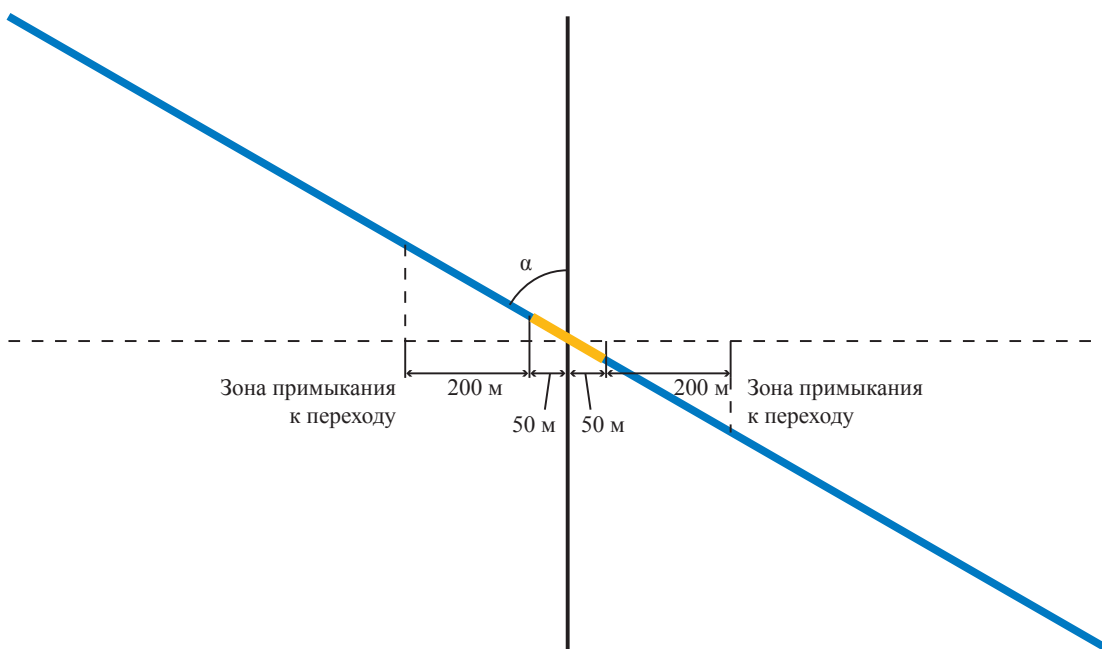
Таблица 1
Основные нормативные требования к взаимным пересечениям МГ и железных дорог: НН – «не нормируется»; ГНБ – горизонтально направленное бурение

Нормируемый параметр, техническое решение	ПАО «Газпром»		ОАО «РЖД»	
	СП 36.13330.2012 [*]	СТО Газпром 2-2.1-249-20082 ^{**}	СП 119.13330.20125 ^{***}	Инструкция о пересечении железнодорожных линий ОАО «РЖД» инженерными коммуникациями
1. Расстояние от железной дороги до кранового узла (КУ), км	< 30	< 30	НН	< 1
2. Категория участка МГ	I	В	НН	НН
3. Угол пересечения, град.	≥ 60 (как правило, 90)	≥ 60 (как правило, 90)	НН	≥ 60 (как правило, 90)
4. Длина футляра (расстояние до торца), м	50 от оси крайнего пути, но ≥ 5 от подошвы откоса насыпи и ≥ 3 от бровки откоса выемки	≥ 50 от подошвы откоса насыпи или бровки откоса выемки	≥ 50 от подошвы откоса насыпи или бровки откоса выемки	≥ 50 от подошвы откоса насыпи или бровки откоса выемки
5. Расстояние до вытяжной свечи, м	≥ 40 от оси крайнего пути	≥ 50 от подошвы откоса насыпи или бровки откоса выемки	НН	НН
6. Высота вытяжной свечи, м	≥ 5	≥ 3	НН	НН
7. Заглубление газопровода (от подошвы рельса до верхней образующей футляра), м	≥ 2	≥ 2 (при «проколе» ≥ 3)	≥ 2 (при «проколе» ≥ 3)	≥ 2 (при «проколе» ≥ 3)
8. Контроль утечек в межтрубном пространстве	НН	НН	НН	Контрольная трубка с запорной арматурой
9. Оповещение и сигнализация при утечке газа в межтрубном пространстве	НН	НН	НН	Мероприятия по оповещению и сигнализации в случае возникновения аварийной ситуации
10. Пересечение способом ГНБ	НН	ГНБ на глубине ≥ 7 м	НН	ГНБ допускается

^{*} См. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы / актуализированная ред. СНиП 2.05.06-85*.

^{**} См. СТО Газпром 2-2.1-249-2008. Магистральные газопроводы. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 380 с.

^{***} См. СП 119.13330.2012. Железные дороги колес 1520 мм / актуализированная ред. СНиП 32-01-95.

Рис. 1. Схема прохождения МГ под углом 90° к дорогеРис. 2. Схема прохождения МГ вблизи дороги и ее пересечение под углом $\alpha \neq 90^\circ$: здесь и далее на рис. 3, 4, 9–13 основные условные обозначения см. в экспликации к рис. 1

(протаскивании). Такое решение применяется также за рубежом⁴.

Для защитного футляра предусматривается наличие вытяжной свечи. Отводная труба вытяжной свечи прокладывается в траншее и присоединяется к защитному футляру с помощью прямой врезки. При этом вертикальный участок свечи (вытяжная труба и оголовок) устанавливается на бетонный фундамент. На выходе вытяжной свечи предусматривается защитный колпак, предохраняющий свечу от попадания в ее полость атмосферных осадков.

Опорно-центрирующие кольца служат для обеспечения:

- проектного положения МГ и защитного футляра;
- соосности трубы МГ и защитного футляра с целью создания единой жесткой системы и в конечном итоге достижения общей (продольной) устойчивости участка газопровода, находящегося в футляре;
- защиты изоляционного покрытия МГ от механических повреждений при протаскивании трубы в защитном футляре.

Количество опорно-центрирующих колец и расстояния между ними определяются проектом, при этом расстояние между кольцами рассчитывается исходя из допустимого давления на изоляционное покрытие труб и прогиба

⁴ См. API 1102. Steel pipelines crossing railroads and highways = Рекомендуемая практика сооружения переходов стальными трубопроводами железных и автомобильных дорог. – Washington, USA: American Petroleum Institute, 2007.

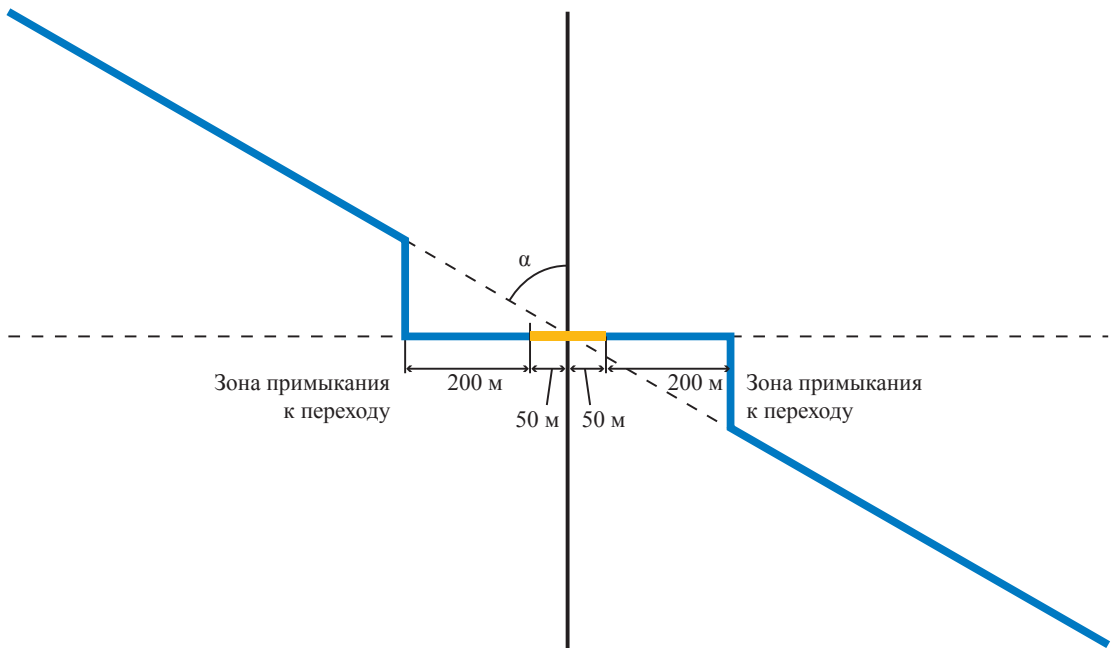


Рис. 3. Схема прохождения МГ вблизи дороги под углом $\alpha \neq 90^\circ$ с обеспечением перехода под углом 90° к дороге

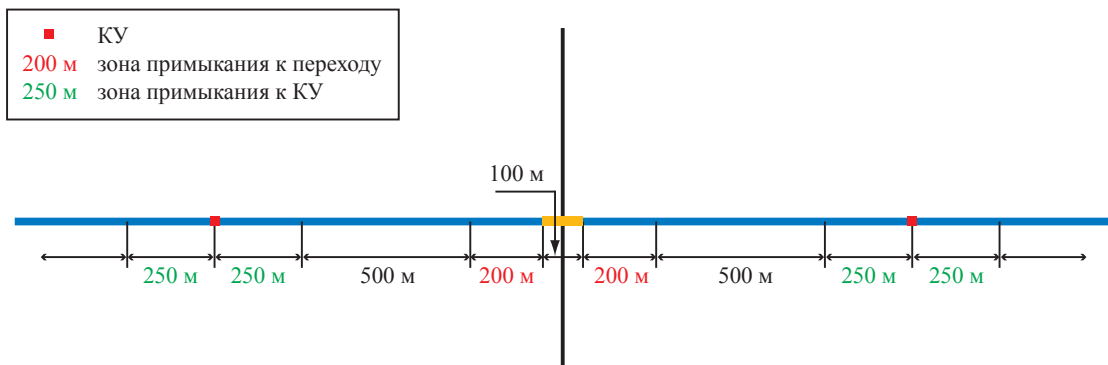


Рис. 4. Вариант размещения КУ на расстоянии 1 км от места пересечения МГ с дорогой

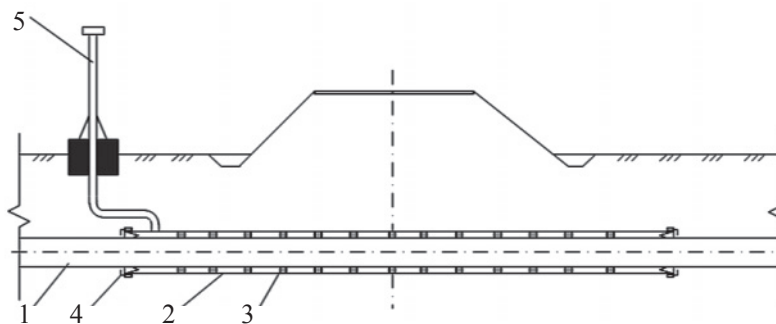


Рис. 5. Подземное пересечение МГ с дорогой: 1 – МГ; 2 – защитный футляр; 3 – опорно-центрирующее кольцо; 4 – УЗМП; 5 – вытяжная свеча

трубопровода между опорами. Кольца оснащены диэлектрическими роликовыми опорами и/или опорами скольжения, они должны собираться на трубопроводе в единую систему, обеспечивающую протаскивание трубопровода через защитный футляр и сохранение заданного начального расстояния между кольцами.

Для предотвращения проникновения грунта и воды в межтрубное пространство, т.е. между внешней поверхностью труб МГ и внутренней поверхностью защитного футляра, с обоих концов футляра устанавливаются УЗМП. Конструкция УЗМП обеспечивает:

- свободные компенсационные перемещения МГ в защитном футляре при изменении давления и температуры транспортируемого газа без нарушения целостности изоляционного покрытия и металла трубы;
- электрическую изоляцию металла трубы МГ от защитного футляра;
- плотное закрепление на трубе во избежание его горизонтального смещения при перемещениях трубы в защитном футляре.

Реализация конструкции УЗМП возможна по ТУ 4834-007-48505838-2010.

Углы пересечения МГ и дороги. СП 36.13330.2012 – основным нормативным документом для проектирования МГ – регламентировано пересечение МГ и дороги под углом 90°. Пересечения МГ и дороги под другими углами не регламентированы. Естественно, что изменение трассы МГ вблизи места пересечения с дорогой меняет характер территориального распределения потенциального риска и подлежит анализу.

Анализ риска аварий на переходах МГ через автомобильные и железные дороги

При проведении расчетов потенциального риска были заданы частоты возникновения аварии на переходах МГ через дороги и примыкающих к ним участках (табл. 2).

Прогнозируемые частоты возникновения аварий на линейной части МГ не противоречат

статистическим данным (в первую очередь данным ООО «Газпром газнадзор») по количеству, частоте и причинам аварий на газопроводах с разными технико-технологическими параметрами, эксплуатируемых в дочерних организациях ПАО «Газпром»; а также сведениям по частотам реализации инициирующих пожароопасные ситуации событий [4].

Расчетная схема перехода трубопровода под автомобильной дорогой под углом менее 90° представлена на рис. 6.

При расчете использовалось следующее распределение удельных вероятностей сценариев аварий для рассматриваемых участков МГ:

- сценарий «пожар в котловане» – 25 %;
- сценарий «струевые пламена» – 25 %;
- сценарий «истечение газа без воспламенения» – 50 %.

Предполагалось, что при разрыве МГ в пределах футляра футляр не разрушается, через оба конца футляра начинается истечение газа в виде струи или (при условии зажигания газа) факела. В расчетах также учитывалось следующее распределение удельных вероятностей сценариев аварий для точечных источников на краях защитного футляра при прокладке МГ через дороги:

- сценарий «истечение газа без воспламенения» – 50 %;
- сценарий «струевые пламена» (в одну сторону) – 50 %.

Необходимо отметить, что зоны потенциального поражения людей, зданий и сооружений, оборудования формируются в течение первых нескольких минут после аварии, вследствие чего скорость локализации аварии при помощи линейной арматуры МГ мало влияет на размер и форму зоны поражения (рис. 7). Данное утверждение не противоречит требованию ускоренной локализации аварии, так как чем быстрее перекрыт аварийный участок, тем ниже будут аварийные потери газа и тем быстрее можно будет приступить к ликвидации последствий аварий, в том числе и к тушению вторичных пожаров вблизи места аварии.

Таблица 2

Ожидаемые частоты возникновения аварий на МГ, аварий/(м·год)

Категория* участка трубопровода	III–IV	$2 \cdot 10^{-7}$
	I–II	$5 \cdot 10^{-8}$
	B	10^{-8}

* См. СТО Газпром 2-2.3-351-2009, табл. 1.

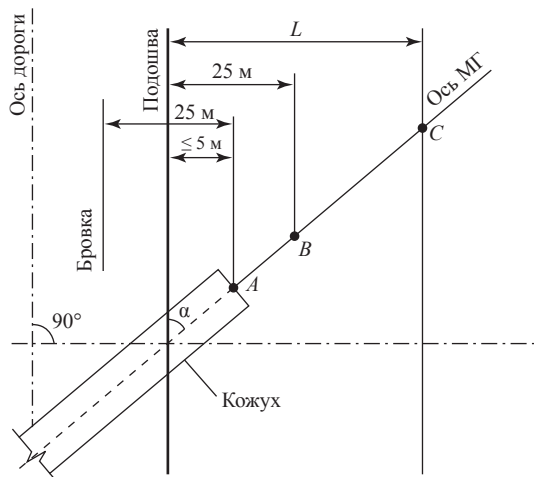


Рис. 6. Схема перехода трубопровода под автомобильной дорогой под углом $\alpha < 90^\circ$, м: *A* – конец футляра (кожух); *B* – конец участка перехода; *C* – конец примыкающего участка перехода МГ (регламентированное значение в зависимости от номинального диаметра МГ)

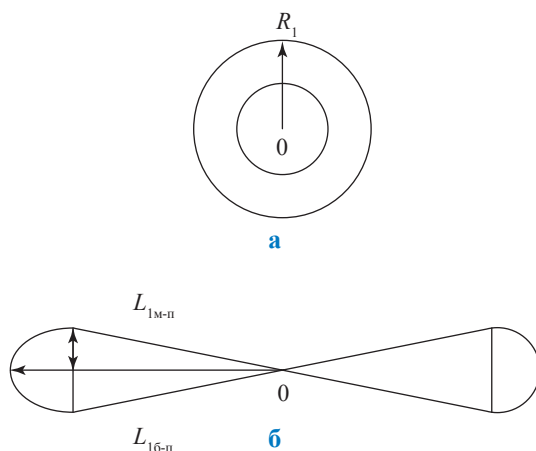


Рис. 7. Возможные формы зон потенциального поражения: **а** – сценарий «пожар в котловане» (R_1 – радиус зоны потенциального поражения); **б** – сценарий «струевые пламена» ($L_{1м-п}$ – длина малой полуоси зоны потенциального поражения; $L_{1б-п}$ – длина большой полуоси зоны потенциального поражения); 0 – точка разрыва МГ

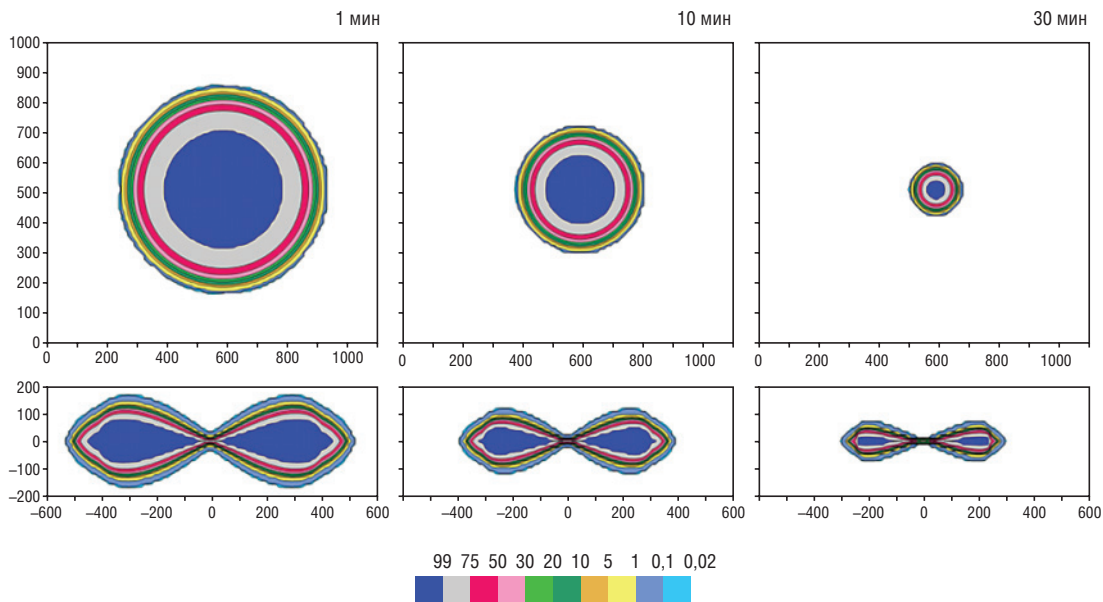


Рис. 8. Поле вероятности гибели человека в месте аварии на переходе МГ через дорогу при размещении КУ на расстоянии 15 км от перехода, %: сверху – сценарий «пожар в котловане»; внизу – сценарий «струевые пламена». Размерность шкал – метры. Места разрыва МГ для обоих сценариев см. на рис. 7

На рис. 8 показаны масштабы поражения людей на 1-й, 10-й и 30-й минутах после аварии при условии наличия запорной арматуры на расстоянии 15 км от места аварии (в обе стороны) и ее перекрытия на 5 мин после аварии.

Результаты расчета территориального распределения потенциального риска вдоль перехода МГ через дороги с учетом мероприятий, направленных на снижение риска аварий на МГ, представлены на рис. 9–13.

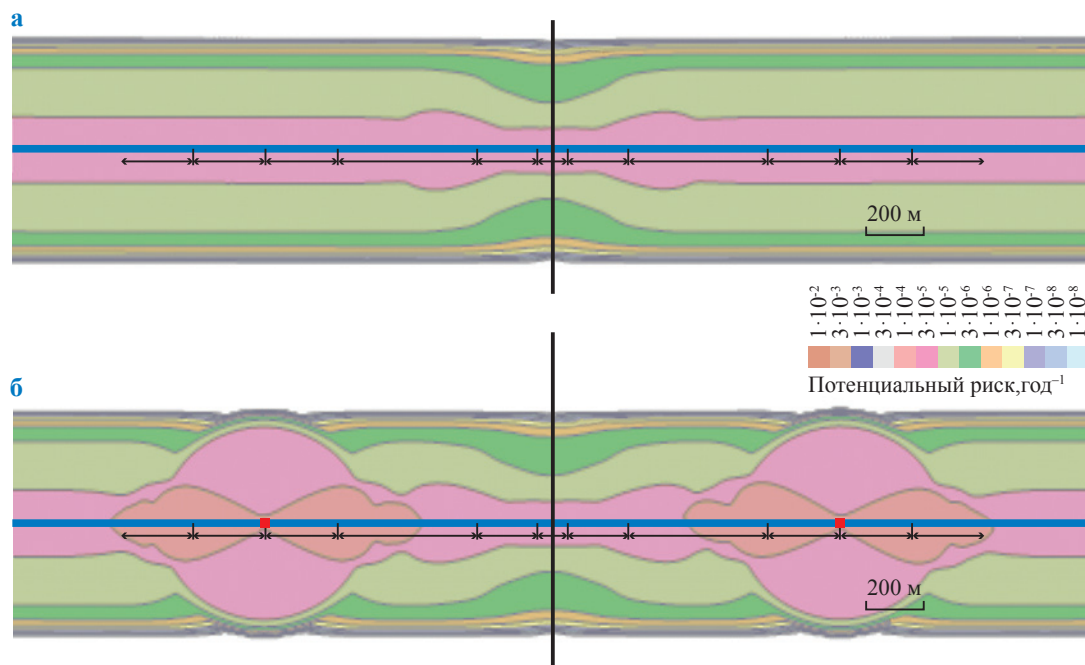


Рис. 9. Поле распределения потенциального риска гибели людей вдоль дороги при пересечении дороги и МГ на участке категории I: а – без КУ; б – при наличии КУ на расстоянии 1 км от перехода

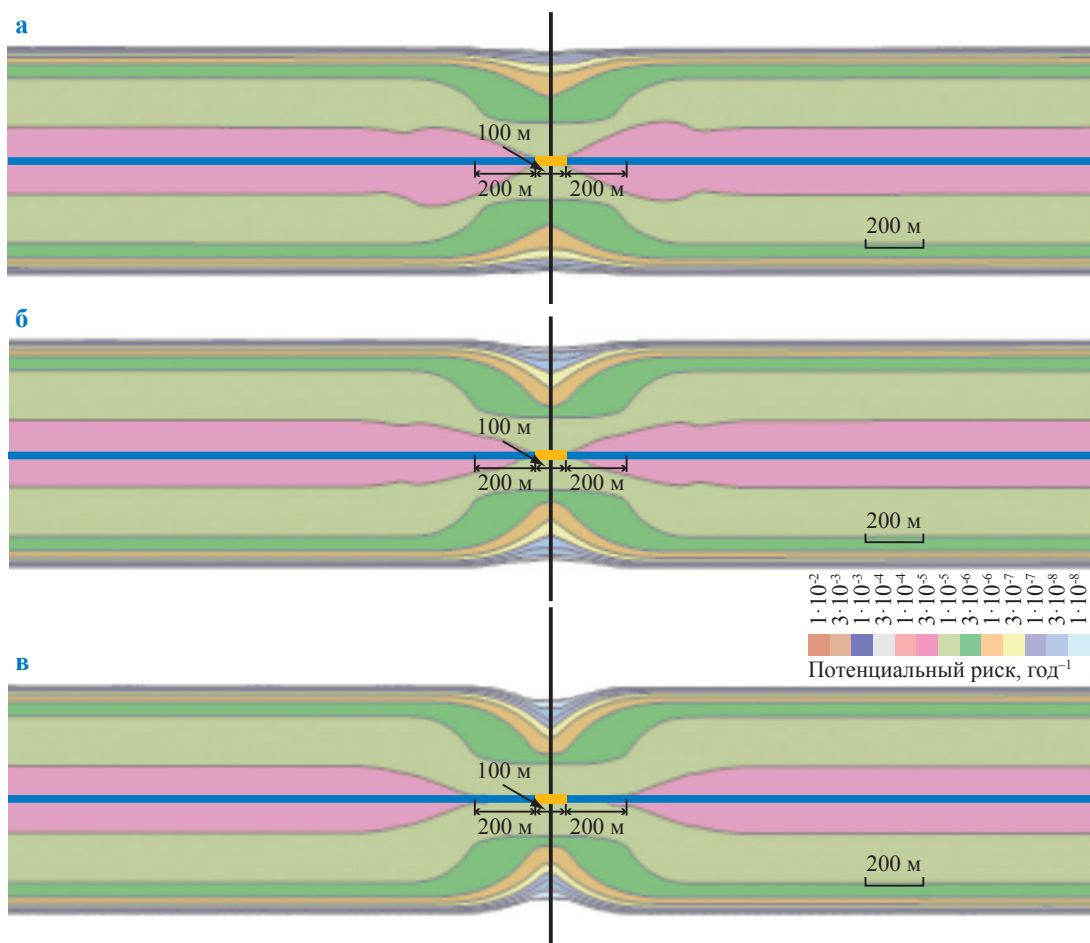


Рис. 10. Поле распределения потенциального риска при пересечении дороги и МГ на участках категорий: а – I; б – В (коэффициент работоспособности трубопровода $m = 0,66$); в – В+ ($m = 0,55$). Длина участка примыкания за пределами футляра – 200 м

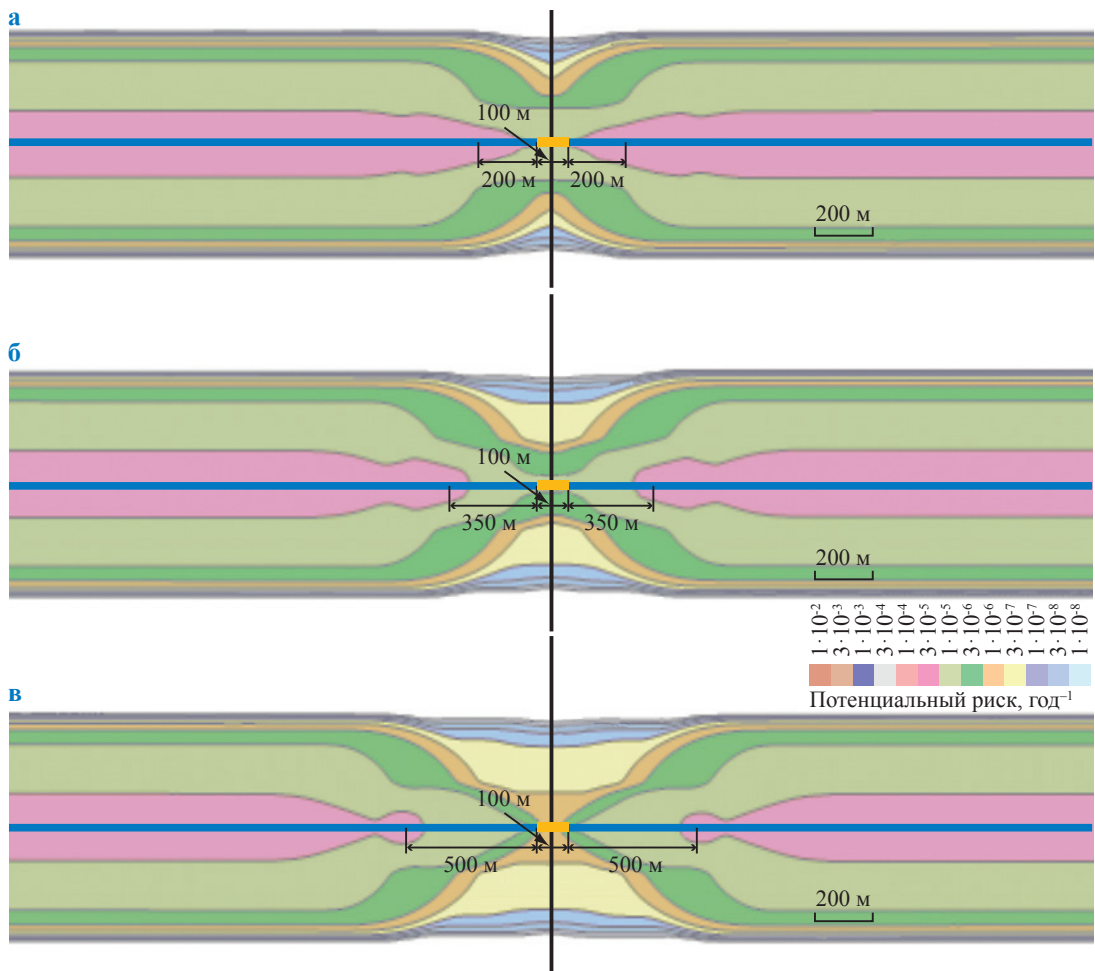


Рис. 11. Поле распределения потенциального риска при переходе МГ на участке категории В через дорогу. Длина участка примыкания за пределами футляра, м: а – 200; б – 350; в – 500

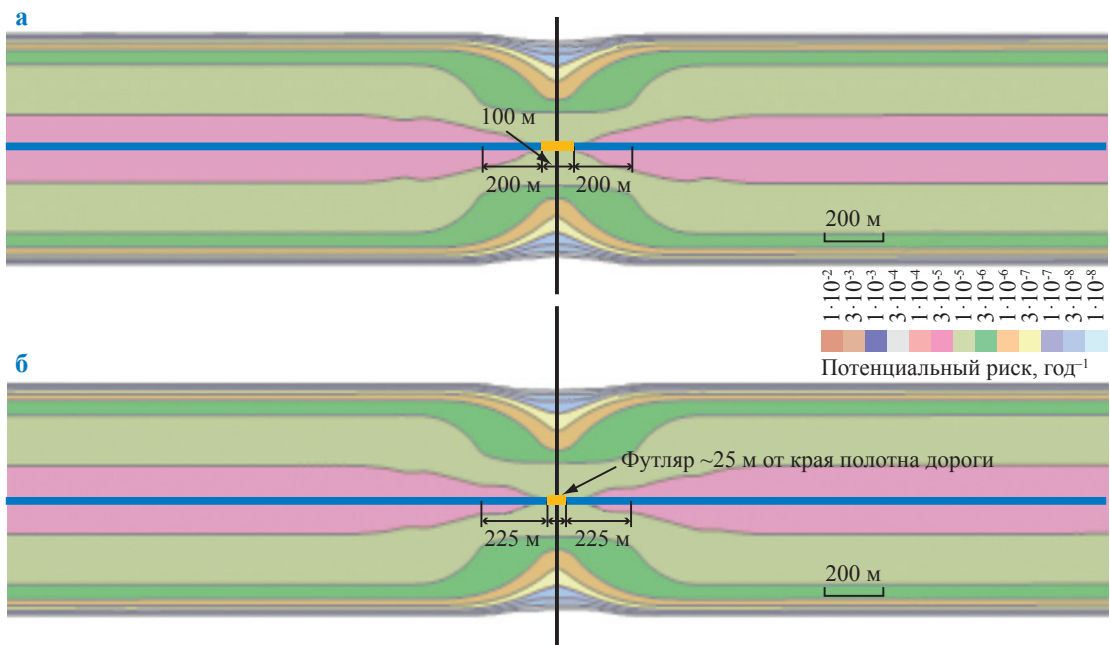


Рис. 12. Поле распределения потенциального риска вдоль перехода МГ через дорогу при длине футляра от подошвы насыпи 50 м (а) и 25 м (б)

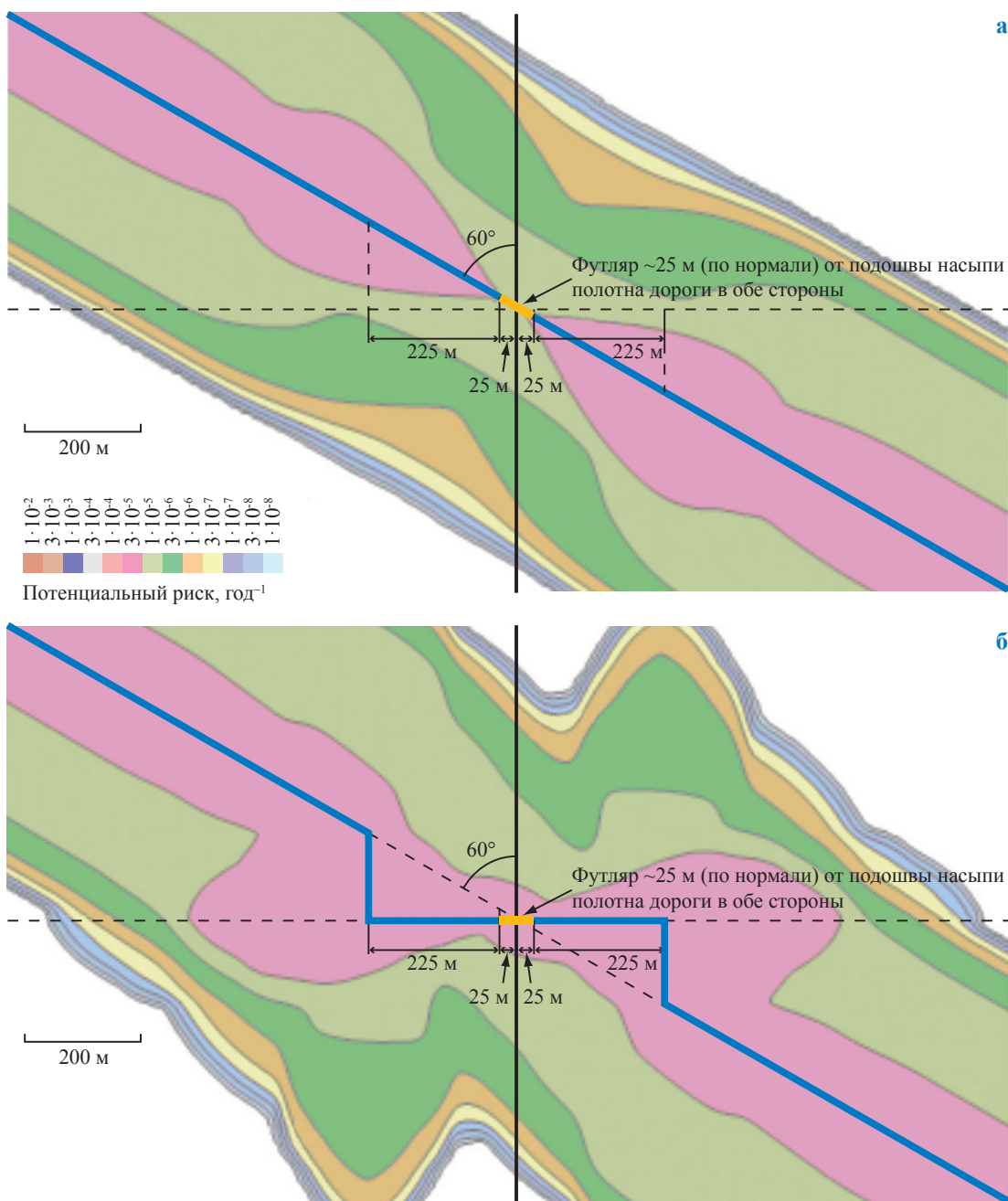


Рис. 13. Поле распределения потенциального риска при пересечении МГ на участке категории I и дороги под углами 60° (а) и 90° (б) при условии приближения МГ к дороге под углом 60°

В ходе анализа полей потенциального риска особое внимание уделялось определению (и уменьшению) потенциального риска на полотне дороги, поскольку реципиенты аварий на переходах МГ через дороги распределены по полотну дороги.

Так, сравнение вариантов «а» и «б» на рис. 9 показывает, что размещение КУ никак не сказывается на поле потенциального риска в пределах дороги, но в значительной степени увеличивает потенциальный риск вблизи

КУ. Данный эффект обусловлен длительностью срабатывания КУ на перекрытие аварийного участка МГ ($\approx 5-6$ мин). Таким образом, с точки зрения потенциального риска гибели людей размещение КУ на линейной части МГ не уменьшает показатели индивидуального и коллективного риска.

Сравнительный анализ трех вариантов повышения категории участков МГ, примыкающих на одном расстоянии к переходу через дорогу (см. рис. 10), показал, что непосредственно

на полотне дороги повышение категории МГ практически не приводит к снижению потенциального риска, только несколько увеличивается зона пониженного риска вблизи дороги. Расчеты для трех участков МГ одной категории, но разной длины показали (см. рис. 11), что увеличение длины участка примыкания к переходу через дорогу существенно влияет на потенциальный риск непосредственно на полотне дороги. За счет увеличения длины участка примыкания за пределами футляра с 200 до 500 м для МГ Ду1400 под давлением не более 7,4 МПа потенциальный риск на полотне дороги снизился на порядок. Как и ожидалось, изменение длины футляра с 25 до 50 м (см. рис. 12) не приводит к сколь-нибудь значимому изменению потенциального риска на полотне автодороги. Этот эффект обусловлен влиянием повышенной аварийности участков МГ, расположенных дальше 250 м от перехода.

При этом сравнительный анализ вариантов пересечения МГ и дороги под разными углами (см. рис. 13) показывает, что нормативное требование СТО Газпром 2-2.3-351-2009 об организации перехода МГ через дороги под углом 90° является необоснованным и приводит к снижению безопасности МГ.

Таким образом, расчет показателей риска аварий на МГ с учетом реализации мер, направленных на снижение риска аварий, позволил для МГ большого диаметра (Ду800 и выше) сделать ряд выводов, имеющих практическое значение, а именно:

- установка КУ в сущности не влияет на потенциальный риск в пределах полотна дороги. Данный эффект обусловлен длительностью срабатывания КУ на перекрытие участка МГ (5–6 мин);
- повышение категории участка МГ на переходе в пределах нормативного участка примыкания уменьшает потенциальный риск (улучшает картину потенциального риска) на территории, примыкающей к полотну дороги, но на самом полотне дороги изменение риска незначительно. Отсутствие эффекта снижения показателя риска на полотне дороги обусловлено влиянием повышенной аварийности участков МГ, расположенных за участком примыкания нормативной длины⁵ 200 м;

- увеличение длины участка примыкания сверх нормативного значения (за пределами футляра до 350–550 м в зависимости от диаметра и рабочего давления МГ) приводит к существенному снижению риска (на порядок величины) на самом полотне дороги. Данный эффект обусловлен повышением качества строительства МГ в пределах необходимых расстояний от перехода и практически отсутствием влияния на показатели безопасности на полотне дороги участков с категорией III–IV. Рекомендуется в новой редакции свода правил СП 36.13330 пересмотреть положения табл. 3 в части назначения длин участков примыкания и их категорий в зависимости от назначения и категории дороги;

- изменение длины футляра на переходе в пределах 25–50 м от насыпи незначительно влияет на потенциальный риск на полотне дороги. Отсутствие эффекта обусловлено влиянием повышенной аварийности соседних участков МГ;

- нормативное требование обеспечения перехода МГ через дороги⁶ под углом в 90° приводит к повышенному риску гибели людей на полотне дороги. По этой причине данное требование подлежит пересмотру. Однако для более обоснованного внесения изменений в указанный свод правил требуются дополнительные исследования в части обоснования конструктивных решений при различных углах пересечения дорог и МГ различного диаметра и рабочего давления.

Список литературы

1. РБ. Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах / утв. приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144. – 51 с.
2. РБ. Методика оценки последствий аварийных взрывов топливо-воздушных смесей / утв. приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 137, 2016. – 32 с.
3. РБ. Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ / утв. приказом Ростехнадзора от 20.04.2015 № 158. – 34 с.
4. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах / утв. приказом МЧС России от 10.07.2009 № 404 (с изменениями и дополнениями от 14.12.2010).

⁵ См. СП 36.13330, табл. 3.

⁶ См. СП 36.13330, п. 10.3.1.

Substantiation of regulatory requirements for intersections of gas mains and motor roads or railways using methods of risk analysis

S.A. Kovalev¹, K.S. Zhelezov^{1*}, A.N. Yershova¹, M.A. Kirkin²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Gazprom PJSC, Bld. 16, Nametkina street, Moscow, 117997, Russian Federation

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

Abstract. Crossings through motor roads and railways are the potentially dangerous sectors of the linear part of gas mains. As a rule, accidents there occur with greater specific frequency per a unit of length (for example, per a meter) than on average at linear parts of gas mains. Also these accidents have more heavy after-effects and could be accompanied with serious social and economic losses. On the grounds of risk analysis the authors estimate efficacy of some norms and design solutions aimed at provision of safety at the intersections of gas mains with motor roads and railways. On assumption of acquired results the actual trends for updating correspondent regulations are determined.

Keywords: risk analysis, safety, motor roads, railways, trunk gas pipelines, adverse factors of an accident, intersection.

References

1. ROSTEKHNADZOR. Safety Regulations. *Methodical basis for hazard analysis and risk estimation of potential accidents at dangerous industrial facilities* [Metodicheskiye osnovy po provedeniyu analiza opasnostey i otsenki riska avariya na opasnykh proizvodstvennykh ob'yektakh]. Adopted on April 11, 2016, order no. 144. (Russ).
2. ROSTEKHNADZOR. Safety Regulations. *Procedure for estimating after-effects of accidental detonations of fuel-air mixtures* [Metodika otsenki posledstviy avariynykh vzryvov toplivno-vozdushnykh smesey]. Adopted on March 31, 2016, order no. 137. (Russ).
3. ROSTEKHNADZOR. Safety Regulations. *Procedure for simulating emergency emissions of dangerous substances* [Metodika modelirovaniya rasprostraneniya avariynykh vybrosov opasnykh veshchestv]. Adopted on April 20, 2015, order no. 158. (Russ).
4. EMERCOM OF RUSSIA. Procedure for determining rated values of fire risk at industrial facilities [Metodika opredeleniya raschetnykh velicin pozhnogo riska na proizvodstvennykh ob'yektakh]. Adopted on July 10, 2009, order no. 404, revised on December 14, 2010. (Russ).

УДК [665.725::622.691.2]::004.413.4

О необходимости проведения анализа рисков при обосновании типа и конструктивных характеристик изотермических хранилищ для комплексов СПГ различного назначения

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: изотермические хранилища СПГ, аварийные утечки, сценарии развития аварий, моделирование последствий аварий, анализ риска, минимизация риска.

Тезисы. Рассматриваются возможные сценарии возникновения и развития аварий на изотермических хранилищах сжиженного природного газа (СПГ) различных конструкций с одной или несколькими системами удержания СПГ (барьерами безопасности). Обращается внимание на отсутствие достоверных статистических данных по авариям на хранилищах СПГ и необходимость обоснования при анализе риска ожидаемых частот и масштабов утечек СПГ из внутренней емкости хранилища с использованием «деревьев отказов» и «деревьев событий».

Представлены основные положения алгоритма анализа риска аварийных разливов СПГ из хранилищ, на базе которого должны приниматься решения по выбору типов хранилищ и их размещению в составе комплексов СПГ и по отношению к внешней инфраструктуре.

Современная мировая практика предполагает применение на комплексах СПГ¹, а именно: установках сжижения, экспортно-импортных терминалах, установках пикшэйвинга², изотермических хранилищ различных типов (наземных, в обваловании, заглубленных в грунт) и объемов, которые обычно классифицируются по характеристикам внутреннего резервуара, находящегося в постоянном (рабочем) контакте с СПГ (первичный барьер), и, кроме того, по наличию дополнительных возможностей удержания СПГ от протяженного растекания (вторичных барьеров) при каких-либо нарушениях герметичности первичного барьера безопасности.

Наибольшее распространение получили наземные хранилища с внутренним вертикальным цилиндрическим самонесущим стальным резервуаром. В соответствии с действующими международными стандартами хранилища этого типа могут быть разделены на три категории:

1) **А1 (с одной системой удержания).** Для удержания СПГ предназначен только внутренний резервуар из 9%-ной никелевой стали. Внешний резервуар изготовлен из обычной углеродистой стали (с пределами хладостойкости до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$) и предназначен, по сути, для защиты теплоизоляции от внешних атмосферных воздействий. Внутренний резервуар может при этом выполняться как герметичным, т.е. с собственным купольным перекрытием, так и в виде открытого «стакана» (рассчитанного только на гидростатическую нагрузку) с подвесным (к куполу внешнего резервуара) перекрытием, на котором размещена теплоизоляция.

Для хранилищ категории А1 аварийная разгерметизация внутренней емкости будет приводить в конечном итоге к разгерметизации внешнего резервуара и выливаю СПГ на грунт (строительные покрытия). «Неограниченное» растекание СПГ предотвращается при этом специальным обвалованием, как правило, небольшой высоты (3–4 м), рассчитанным на удержание всего объема хранимого СПГ, что при масштабной утечке предполагает интенсивное кипение и испарение СПГ на относительно

¹ СПГ – сжиженный природный газ.

² Пик-шейвинг (*англ.* peak shaving) – покрытие пикового потребления газа.

большой поверхности грунта (большая «мощность» источника генерации паров) с возможностью переноса паров в приземном слое атмосферы (от «наземного» источника) на значительные расстояния;

2) АП (с двумя системами удержания). Хранилище категории АП конструктивно аналогично АІ, однако вместо «низкого» обвалования для удержания утечек СПГ используется открытый резервуар (кольцевая самонесущая цилиндрическая стенка и днище), изготовленный, как правило, из преднапряженного железобетона с герметизирующей облицовкой внутренних стенок и днища тонколистовой 9%-ной никелевой сталью или алюминием. Кольцевая защитная стенка обычно монтируется на расстоянии 5–7 м от наружной поверхности хранилища. И базовое хранилище, и система удержания связаны конструктивно и располагаются в большинстве случаев на единой донной фундаментной плите. Пространство между стенками для защиты от атмосферных осадков (дождя, снега) часто закрывают специальным козырьком.

Вторичная система удержания СПГ для хранилищ категории АП так же, как в случае АІ, не исключает «неконтролируемого» поступления паров СПГ в атмосферу. При этом, однако, появляется реальная возможность существенно снизить интенсивность испарения СПГ как за счет прямого ограничения поверхности растекания (контакта с окружающей средой), так и за счет нанесения на внутреннюю поверхность вторичной системы удержания специальных теплоизоляционных материалов с высоким термическим сопротивлением;

3) АПЗ (закрытого типа с полной герметизацией). У хранилищ этой категории основной самонесущий внутренний резервуар для хранения СПГ с подвесным перекрытием окружен вторичным самонесущим резервуаром с купольным перекрытием, который в состоянии удерживать СПГ в случае нарушения герметичности внутренней емкости. Внешний резервуар является частью общей конструкции и расположен на единой фундаментной плите с дополнительной теплозащитой. Он выполняется либо из хладостойкой стали, либо из преднапряженного железобетона со стальной внутренней облицовкой. При этом перекрытие внешней емкости спроектировано таким образом, чтобы выброс в атмосферу избыточных паров, образующихся при утечках СПГ

(в том числе стремительных) из внутренней емкости, выполнялся в контролируемом режиме через предохранительные клапаны.

Как показал анализ зарубежной информации, наилучшими экономическими показателями, технологичностью и минимальными сроками строительства обладают хранилища с одной системой удержания (таблица). Опыт успешной эксплуатации подобных хранилищ (около 70 % от общего числа) насчитывает уже 50 лет. При этом сколько-нибудь значимых инцидентов с нарушением герметичности и тем более аварий на данных хранилищах не зафиксировано. В то же время очевидно, что при прочих равных условиях подобные хранилища по сравнению с хранилищами других типов будут иметь повышенные показатели риска (включая показатели уязвимости) и их применение потребует больших площадей для размещения комплекса СПГ в целом (см. далее).

За рубежом при проектировании (строительстве) изотермических хранилищ СПГ применяются следующие стандарты безопасности:

1) в Европе это *EN 1473(2007). Installation and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installations* («Монтаж и оборудование объектов сжиженного природного газа. Проектирование наземных объектов»), который ссылается на стандарт EN 14620. *Design and manufacture of site built, vertical, cylindrical flat bottomed steel tanks for the storage of refrigerated, liquefied gases with operating temperatures between 0°C and –165°C* («Проектирование и изготовление монтируемых на площадке вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для хранения охлажденных, сжиженных газов с рабочими температурами от 0 до –165 °C»). Важно подчеркнуть, что EN 1473(2007) требует от заказчика идентификации, анализа и оценки рисков для людей и имущественного комплекса, причем как в пределах, так и за пределами территории предприятия;

2) в США:

- стандарт Министерства транспорта США *US DOT Title 49. Pt. 193. Liquefied natural gas facilities: Federal Safety Standards* («Объекты сжиженного природного газа: федеральные правила безопасности, разд. 49, ч. 193»), определяющий общие требования к безопасности;

- и *NFPA 59A (2009). Standard for the production, storage, and handling of Liquefied*

Сравнительный анализ показателей изогерметических хранилищ СПГ

Показатели проектирования и жилых объектов	Тип хранилища	АИ (базовый)	АП (с железобетонной стенкой)	АПП	
				стальной резервуар	железобетонный внешний резервуар
Безопасные расстояния до производственных и жилых объектов		Максимальные	Уменьшенные	Значительно уменьшенные	Минимальные
Необходимость обвалования (по EN14620)		Да	Нет	Нет	Нет
Удельные капитальные вложения, \$ США / м ³ СПГ		400–700	–	–	900–1500
Относительное увеличение капитальных затрат		1,0	1,25–1,75	1,75–2,0	~2,1
Относительное изменение эксплуатационных расходов		1,0	~1,0	~1,0	~1,0
Относительное увеличение срока строительства		1,0	Увеличение на 6–12 месяцев в холодном климате	~1,0	Увеличение на 6–12 месяцев в холодном климате
Уязвимость для внешних экстремальных воздействий	Взрывная волна	В состоянии выдержать взрывную волну малой мощности	Повышенная сопротивляемость стенки, но ограничена сопротивляемость купола	Аналогично АИ	В состоянии выдержать значительные ударные нагрузки, но при металлическом куполе аналогично АП
	Кинетическое воздействие осколков	Локальное непроникающее повреждение внешнего резервуара не окажет влияния на внутренний резервуар	Аналогично АИ	Аналогично АИ	Аналогично АИ
	Термическое воздействие: <ul style="list-style-type: none"> внешнее радиационное тепловое воздействие (пожар на смежном объекте); горение СПГ с поверхности разлива в пределах защитного ограждения 	Расстояние между хранилищами и до смежных опасных объектов определяется по результатам анализа риска. При необходимости предусматривается водяное орошение поверхности	Защитное ограждение рассчитывается с учетом прямого термического воздействия	Внешняя стенка рассчитывается с учетом термического воздействия	В соответствии с EN1473 сценарий не рассматривается

Natural Gas (LNG) («Стандарт на производство, хранение и транспортировку сжиженного природного газа (СПГ)»), который по всем вопросам, связанным с резервуарами СПГ, ссылается на Приложение Q стандарта API 620. (Это приложение покрывает вопросы проектирования, изготовления и строительства исключительно стальных резервуаров СПГ.)

Стандарт NFPA 59A (2009) не дает четких указаний в области безопасности, однако требует расчета предельных зон распространения облака паров СПГ в приземном слое атмосферы при возможных вариантах аварийного разлива СПГ из хранилища, а также расчета теплового излучения при пожаре по причине разлива СПГ из хранилища в пределах ограничивающих поверхностей (защитных ограждений). По результатам тепловых расчетов обосновываются предельные расстояния от источника опасности до общественных и производственных объектов или активные методы защиты (водяное орошение, водяные завесы, вспучивающиеся термопокрытия и т.п.).

Действующие стандарты США не содержат детальных правил проектирования резервуаров с максимальным уровнем защиты (закрытого типа с полной герметизацией), имеющих железобетонные конструкции внешних резервуаров. Предусматривается выпуск новых стандартов: *API 625. Tank systems for refrigerated, liquefied gas storage* («Виды и основные требования к резервуарам для хранения сжиженных газов») и *ACI 376. Code requirements for design and construction of concrete structures for the containment of refrigerated liquefied gases* («Требования к проектированию и строительству бетонных конструкций для хранения охлажденных сжиженных газов» за исключением требований к резервуарам мембранного типа).

Анализ специализированной отечественной нормативной базы в области проектирования, сооружения, эксплуатации, диагностики и ремонта изотермических хранилищ СПГ с учетом требований промышленной (пожарной) безопасности [1–6] показывает, что таковая либо требует актуализации, либо практически отсутствует. В то же время по нормированию основных нагрузок и воздействий, требованиям к неразрушающим методам контроля и ряду других параметров

отечественные нормативы³ либо близки к зарубежным, либо задают более жесткие требования. Необходимо также учитывать, что изотермические хранилища СПГ являются сложными техническими объектами, в состав которых входят подвесные шахты для насосов, системы предохранительных клапанов, системы контроля напряженно-деформируемого состояния, эксплуатационных технологических показателей (температуры, давления, уровня, компонентного состава, расхода и др.), воздействий со стороны окружающей среды (инфраструктуры) и т.п.

Как отмечено ранее, современные зарубежные стандарты безопасности базируются на анализе риска. Ввиду особой важности методического обоснования процедуры анализа риска для изотермических хранилищ СПГ далее рассматриваются ее основные аспекты.

Исходными факторами возникновения потенциальной опасности для имущественного комплекса и людей (персонала, населения) являются аварийная разгерметизация внутренней емкости изотермического хранилища и выливание СПГ в межстенное пространство или на грунт (в пределах защитного ограждения) с появлением источника неконтролируемого парообразования различной мощности (за исключением конструкций с полной герметизацией). Указанное событие не предопределено и может реализовываться только в результате сложных сочетаний неучтенных (или учтенных не в полной мере) в проекте случайных факторов различного характера: природно-климатических, конструктивно-технологических, инфраструктурных, криминогенных и др.

Вследствие фактического отсутствия репрезентативной статистической базы единственным по существу научно обоснованным подходом к моделированию подобных событий является хорошо зарекомендовавшая

³ См. ВНТП 51-1-88. Ведомственные нормы на проектирование установок по производству и хранению сжиженного природного газа, изотермических хранилищ и газозаправочных станций / Мингазпром СССР; СП 14.13330.2011. Строительство в сейсмических районах / актуализ. ред. СНиП II-7-81*; Минрегион России. – М.: ЦПП, 2011; СП 16.13330.2011. Стальные конструкции / актуализ. ред. СНиП II-23-81*; Минрегион России. – М.: ЦПП, 2011; СП 20.13330.2011. Нагрузки и воздействия / актуализ. ред. СНиП 2.01.07-85*; Минрегион России. – М.: ЦПП, 2011; СНиП 2.02.01-83*. Основания зданий и сооружений / Госстрой СССР. – М., 1995.

себя в международной практике процедура построения «деревьев отказов» и «деревьев событий» с максимальным учетом специфики проявления конкретных негативных факторов и предусмотренных барьеров защиты. При этом очевидно, что даже для однотипных хранилищ последствия реализации аварийных сценариев могут существенно отличаться в силу особенностей инфраструктуры и природно-климатических факторов, различий в барьерах защиты и др. В то же время в руководящих отечественных документах такого различия не делается. В своде правил⁴ МЧС РФ представлены единые (на все случаи жизни) противопожарные разрывы от хранилищ СПГ до производственных объектов, жилых и общественных зданий, транспортных коммуникаций. «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» МЧС РФ в редакции от 14 декабря 2010 г. рассматривает ожидаемые частоты разгерметизации только для «резервуаров для хранения ЛВЖ и горючих жидкостей при давлении, близком к атмосферному». В разработанном Ростехнадзором руководстве по безопасности⁵ представлены общие рекомендации по единым частотам разгерметизации резервуаров (без каких-либо дополнительных пояснений) и изотермических хранилищ (т.е. без учета конструктивно-технологической специфики криогенных резервуаров). Какого-либо обоснования представленных цифр в указанных работах не приводится.

НПО «Изотермик» с использованием процедуры построения «деревьев отказов» в приложении к изотермическим хранилищам жидкого аммиака получены следующие показатели «вероятности отказа с выбросом жидкого аммиака за срок эксплуатации хранилища» (более 30 лет): $\sim 3,5 \cdot 10^{-5}$ для А1, $\sim 0,2 \cdot 10^{-6}$ для АП [5]. Особо подчеркнем, что изотермические хранилища сжиженного аммиака (-33 °С) эксплуатируются с установками повторного сжижения отбираемых компрессором паров и именно неисправности этих установок стали основной причиной аварий на хранилищах за счет превышения предельного давления в паровом

пространстве. Отпарной газ из изотермических хранилищ СПГ сбрасывается в газовую сеть. Возможное превышение рабочего давления в паровом пространстве за счет явления «роллер» применительно к изотермическим хранилищам СПГ-установок типа «пик-шейвинг» и экспортных терминалов не имеет физических предпосылок⁶. Поэтому данные по частотам аварий, представленные для хранилищ сжиженного аммиака, следует рассматривать как заведомо завышенные для хранилищ СПГ.

Важно также учитывать, что применяемая для изготовления внутренних резервуаров хранилищ СПГ сталь ОН9 в силу физико-химических характеристик относится к криогенным материалам, в которых небольшой скрытый дефект (условно – не обнаруженный в ходе приемо-сдаточных испытаний) не может стать причиной возникновения самопроизвольно «лавино» развивающейся трещины. Из-за практического отсутствия коррозионных процессов при криогенных температурах речь может идти, по существу, лишь о принципиальной возможности концентрации усталостных напряжений в отдельных узлах или элементах конструкции уже в процессе ее эксплуатации. Обратим также внимание на то, что современные знания в области конструктивной надежности и методы диагностики (неразрушающего контроля) позволяют с высокой степенью достоверности прогнозировать развитие выявленных в ходе контроля не критичных скрытых дефектов в зависимости от условий эксплуатации, в том числе при циклических нагружениях.

Согласно американским исследованиям [7, 8] для образцов стали ОН9 при характерных толщинах листа 12–15 мм критические размеры трещины (при которых становится возможным ее дальнейший самопроизвольный рост, например, под действием циклических нагрузок) составляют (при испытаниях в жидком азоте, т.е. при -196 °С) 250–300 м. Очевидно, что трещины подобных размеров не могут возникнуть одномоментно, а будут развиваться длительное время из микродефектов под действием циклических нагрузок в процессе эксплуатации. При современных высокоэффективных штатных средствах диагностики

⁴ СП.240.1311500.2015. Хранилища сжиженного природного газа. Требования пожарной безопасности / МЧС РФ.

⁵ РБ. Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах / утв. Ростехнадзором 13.05.2015.

⁶ Сафонов В.С. Физические особенности и способы предотвращения стратификации СПГ в изотермических резервуарах / В.С. Сафонов // Транспорт и подземное хранение газа. – М.: ВНИИЭГазпром, 1989. – Вып. 7. – 50 с.

герметичности изотермических хранилищ СПГ⁷ неконтролируемое развитие подобных дефектов практически исключено.

Подчеркнем, что в нормативном документе EN 1473(2007) (см. ранее) сценарий самопроизвольного лавинообразного разрушения внутреннего резервуара из стали с 9%-ным содержанием Ni (первичный барьер безопасности) рассматривается как нереалистичный и дальнейшему анализу не подлежит. При этом допускается, в принципе, образование некритичных трещин.

Как уже отмечалось, за 50 лет эксплуатации нескольких сотен изотермических хранилищ СПГ типа AI не зафиксировано ни случаев их самопроизвольных разрушений, ни случаев крупных утечек. Тем не менее для получения верхних оценок примем, например, что на хранилище СПГ объемом 60 тыс. м³ при высоте залива жидкости 20 м в узле сопряжения стенки и днища «мгновенно» образовалась ромбовидная трещина длиной 100 мм. В зависимости от ширины раскрытия трещины (максимально 5–10 мм) интенсивность однофазной утечки СПГ (максимальный расход без учета эффекта «запирания») составит 5–10 кг/с. Примем также, что СПГ сразу же попадает на грунт и испаряется полностью. Приведенные далее расчеты дисперсии холодных («тяжелых») паров СПГ в приземном слое атмосферы с использованием программного комплекса DNV Phast 6.4 (одной из получивших мировое признание коммерческих программ для расчета дисперсии тяжелых газов) показали, что для наиболее типовых метеоусловий (класс устойчивости атмосферы «D» по Паскуиллу, скорость ветра ≤ 5 м/с) граница потенциальной газовой опасности (концентрация метана в воздухе ≥ 5 %) не превышает по ветру 60–70 м, а для максимально неблагоприятных условий (соответственно «F», 2 м/с), которые реализуются, как правило, лишь в 2–5 % случаев в разрезе года, – от 150 до 160 м. Таким образом, даже при гипотетически заведомо неблагоприятном сочетании группы факторов опасности граница зоны загазованности вокруг хранилищ

СПГ типа AI объемом 60 тыс. м³ не превышает 150 м, что позволяет, в принципе, избежать дальнейшего развития аварии только за счет пассивного увеличения расстояния до производственных или социальных объектов.

Подчеркнем, что возникновение на некоторой территории потенциальной газовой опасности совсем не означает автоматического возникновения каких-либо дополнительных видов ущерба. При аварийном разливе СПГ на грунт будут происходить его интенсивное кипение и парообразование под действием внешнего теплопритока с последующим распространением холодных («тяжелых») паров в приземном слое атмосферы. При этом каждый вариант развития во времени и пространстве конкретного сценария аварийного разлива СПГ будет определяться сочетанием по крайней мере четырех параметров: интенсивности генерации паров («функция источника»), сезона (времени года), скорости ветра и класса устойчивости атмосферы (коррелирующего со скоростью ветра и сезоном). Общее количество Ω подлежащих анализу вариантов зависит от сочетания выбранного числа значений интенсивности парообразования G_v ($v = 1, \dots, L$) на интервале (G_{\min}, G_{\max}), числа скоростей ветра с учетом штиля U_η ($\eta = 1, \dots, W$) на интервале ($0, U_{\max}$), числа анализируемых сезонов H_γ ($\gamma = 1, \dots, n$; обычно $2 \leq \gamma \leq 4$) и числа анализируемых классов устойчивости атмосферы K_χ ($\chi = 1, \dots, M$) (как правило, шесть по Паскуиллу), т.е. $\Omega = LWH_\gamma M$. Влияние направления ветра (соответствующих условных вероятностей, или частот повторяемости, P в разрезе года конкретных географических направлений ветра) на итоговую вероятность попадания некоторой точки пространства в зону потенциальной газовой опасности целесообразно учитывать отдельно.

При этом имеющийся полный набор частот P должен удовлетворять условию:

$$\sum_{\eta=1}^W \sum_{\chi=1}^M \sum_{j=1}^N P_{\eta,\chi,j} = 1. \quad (1)$$

Расчеты должны проводиться при этом отдельно для каждой из выделенных временных градаций (в разрезе года) в виду существенного влияния «сезонных особенностей» как на «функцию источника» (например, зависимость интенсивности выброса из сосуда и испарения сжиженного газа от текущей температуры, а также от физического состояния – мерзлое или талое – и проницаемости влажного грунта),

⁷ См. заявки Японии (№ 60-38599, F17C 13/02, 1985 г.; № 59-42199, F17C 13/12, 1984 г.; № 62-42199, F17C 13/02, 1987 г.; № 59-42200, F17C 13/02, 1984 г.); авторские свидетельства Франции (№ 2533014, F17C 3/00, B63B25/12.59/00, 1983 г., № 8122771, F17C 13/02, G 01M3/20, 1981 г.); Патент EP 0 102 865 B1, F17C 13/12, G 01 M3/38, 1987 г.; Патент ФРГ DE 21 01 717C3, F17C 13/02, 1980 г.

так и на характер атмосферного переноса (сезонные изменения корреляций между скоростями ветра и частотами классов устойчивости атмосферы; влияние сезонности на изменение скорости ветра по высоте, состояние шероховатости земной поверхности и т.п.). Далее влияние метеорологической и технологической составляющих анализируется отдельно.

Примем для примера, что одна (конкретная) из возможных зон потенциальной опасности (с характерной граничной концентрацией $C^* < C_{\text{НКПВ}}$, где НКПВ – нижний концентрационный предел воспламенения паров СПГ с воздухом), в пределах которой существует ненулевая вероятность возникновения какого-либо ущерба, имеет вид ξ_i (затемнена на рис. 1а). Это событие является сложным (принцип «ЕСЛИ, ТО»), и его вероятность определяется через произведение условных вероятностей формирующих его независимых событий (интенсивности парообразования, скорости ветра, класса устойчивости атмосферы, времени года). Зоны ξ_i будут менять свое географическое направление, т.е. находиться в пределах определенного сектора (румба), строго по тому же вероятностному закону, что и соответствующая градация скорости ветра. Для дальнейшего анализа на базе имеющейся региональной метеорологической информации по частотам повторяемости каждой

градации скорости ветра P_η необходимо построить функцию плотности распределения $\Psi_{U_\eta}(\varphi)$ случайной величины $0 < \varphi < 2\pi$ направлений данной скорости ветра в виде гистограммы с числом столбцов, равным числу румбов N , шириной столбца $2\pi/N$ и высотой $P_\eta^j/N/2\pi$ так, что площадь всей гистограммы (см. рис. 1б) равна $\sum_{j=1}^N P_\eta^j$.

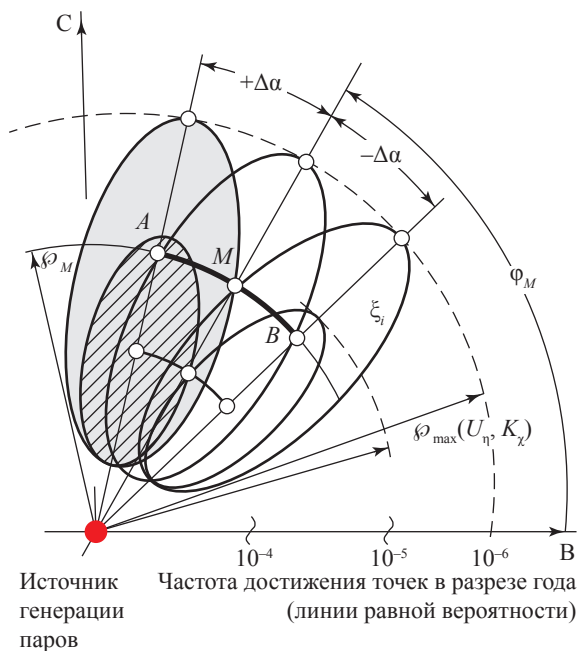
Любая точка с полярными координатами $M(\varphi, \rho)$ (см. рис. 1а) на территории вокруг условно точечного источника опасности будет иметь ненулевую вероятность «захвата» (ущерба), только если окажется на дуге AB зоны ξ_i , т.е. при изменении случайного направления ветра в пределах сектора $[\varphi - \Delta\varphi(\rho); \varphi + \Delta\varphi(\rho)]$ (при $\Delta\varphi \geq \Delta\alpha$ точка M «выпадает» из зоны «захвата»). Тогда:

$$P_M(\xi_i) = \int_{\varphi - \Delta\varphi}^{\varphi + \Delta\varphi} \Psi_{U_\eta} \partial\varphi,$$

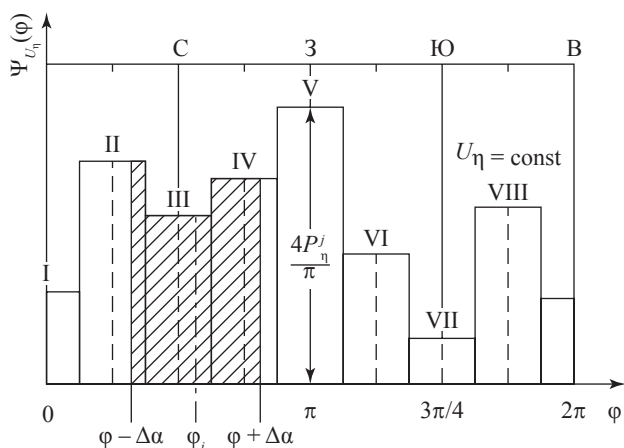
при $\varphi \leq \varphi_{\text{макс}}(U_\eta, K_\chi, G_v)$. (2)

Этот интеграл на рис. 1б показан в виде заштрихованной части гистограммы.

Представленный подход [9, 10] позволяет определить вероятность достижения облаком паров СПГ (как фактором потенциальной опасности) любой точки территории вокруг источника опасности с учетом всех влияющих факторов и их комбинаций и далее построить



а



б

Рис. 1. К построению поля потенциального ущерба: φ_M, ρ_M – полярные координаты точки M

соответствующие замкнутые линии равных вероятностей (см. рис. 1а) для всего спектра сценариев возможных аварийных разливов СПГ из хранилища, т.е. построить поля потенциального риска:

$$R(\rho, \varphi) \equiv R(x, y) = \sum_{\mu=1}^{\sigma} \lambda_{\mu} \left[\sum_{\gamma=1}^n \sum_{\nu=1}^{\Lambda} P_{G,\mu} \left(\sum_{\chi=1}^M \sum_{\eta=1}^W (P_U, P_K) \right) \right]_{G,H} \quad (3)$$

В этом выражении соответствующие суммы в квадратных скобках характеризуют долевое влияние на геометрические параметры зоны негативного воздействия различных комбинаций метеопараметров и сезонных факторов для каждого из принятых к рассмотрению вариантов поступления в атмосферу паров СПГ (интенсивностей, общих объемов и т.д.), а сумма вероятностей (частот) возникновения исходных негативных событий (по возможным классам аварий для данного технологического объекта λ_{μ}) коррелируется с соответствующими функциями $P(G_{\nu})_{\mu}$.

Поскольку пары углеводородов не обладают выраженным токсическим эффектом, основным фактором потенциального ущерба для людей и технологического оборудования является возможность воспламенения облака от внешних источников и его сгорания с различной скоростью, сопровождающихся термическим воздействием продуктов сгорания (в основном в пределах самого облака вследствие относительно слабого внешнего излучения) и барическим воздействием образующейся при горении воздушной волны сжатия.

Поле потенциального риска, отражающее технологическую специфику объекта и региональную специфику атмосферного переноса, следует рассматривать как максимальный (гипотетический) потенциал опасности, поскольку этот потенциал не зависит от существования и распределения по территории источников зажигания (ИЗ) облака и реципиентов воздействия, а также не учитывает возможности реального (адекватного) поведения человека при возникновении аварии, наличия «барьеров защиты» и т.п.

В свете отмеченных положений возникает задача обоснования вероятностной области «взаимодействия» точки M с ИЗ (рис. 2, 3). Поскольку в общем случае облако в процессе движения изменяет свою конфигурацию, целесообразно для определения вероятностной

области взаимодействия рассматривать его максимальные (физически реализуемые) размеры. Тогда зона потенциального ущерба ξ_i^* на данном этапе будет представлять собой прямоугольник с характерными максимальными значениями длины и ширины. Для точки M максимально возможная область взаимодействия с ИЗ по углам $\pm \Delta\varphi$ будет формироваться удвоенной шириной такой эквивалентной зоны ξ_i^* .

Определим вероятность возникновения ущерба для некоторого реципиента, находящегося в точке $M(\varphi_M; \varphi_M)$. Реализация этого сложного события является в общем случае итогом трех независимых событий: 1) попадания точки M в зону «захвата» углеводородного облака ξ_i^* ; 2) попадания одновременно с точкой M в «активную часть» зоны ξ_i^* (между верхним и нижним концентрационными пределами воспламенения) по крайней мере одного ИЗ из принадлежащих области взаимодействия; 3) «срабатывания» ИЗ (факта наличия отличной от нуля вероятности зажигания).

В качестве примера будем рассматривать взаимодействие точки M с двумя источниками зажигания ИЗ₁ ($\varphi_1; \varphi_1$) и ИЗ₂ ($\varphi_2; \varphi_2$). Вероятность «захвата» каждой из этих точек зоной потенциального ущерба будет определяться шириной зоны $\xi_i^*(U_{\eta}, K_{\chi}, G_{\nu})$.

Согласно рис. 2 соответствующие вероятности:

$$P_M = \int_{\varphi-\Delta\varphi}^{\varphi+\Delta\varphi} \Psi_{U_{\eta}} \partial\varphi; \quad P_{ИЗ_1} = \int_{\beta_1-\Delta\beta_1}^{\beta_1+\Delta\beta_1} \Psi_{U_{\eta}} \partial\varphi;$$

$$P_{ИЗ_2} = \int_{\beta_2-\Delta\beta_2}^{\beta_2+\Delta\beta_2} \Psi_{U_{\eta}} \partial\varphi.$$

Пусть, для примера выполняются условия: $\beta_2 < \varphi_M < \beta_1$; $\beta_1 < \beta_2$; $\beta_1 + \Delta\beta_1 > \beta_2 + \Delta\beta_2$; $\varphi_M + \Delta\varphi > \beta_2 + \Delta\beta_2$; $\beta_1 + \Delta\beta_1 > \varphi_M + \Delta\varphi$. Тогда (угловая) вероятность одновременного попадания всех трех точек (M , ИЗ₁ и ИЗ₂) в зону потенциального ущерба $\xi_i^*(U_{\eta}, K_{\chi}, G_{\nu})$ будет равна:

$$P_{M,ИЗ_1,ИЗ_2} = \int_{\beta_1-\Delta\beta_1}^{\beta_2+\Delta\beta_2} \Psi_{U_{\eta}} \partial\varphi. \quad (4)$$

Сектор совместного влияния ИЗ₁ и ИЗ₂ на точку M показан на рис. 3 двойной штриховкой. Очевидно, что с каждым ИЗ в отдельности точка M будет иметь свои вероятности взаимодействия, пропорциональные соответствующим центральным углам, образованным пересечением лучей угла $2\Delta\varphi$ с лучами углов $2\Delta\beta_2$ или $2\Delta\beta_1$.

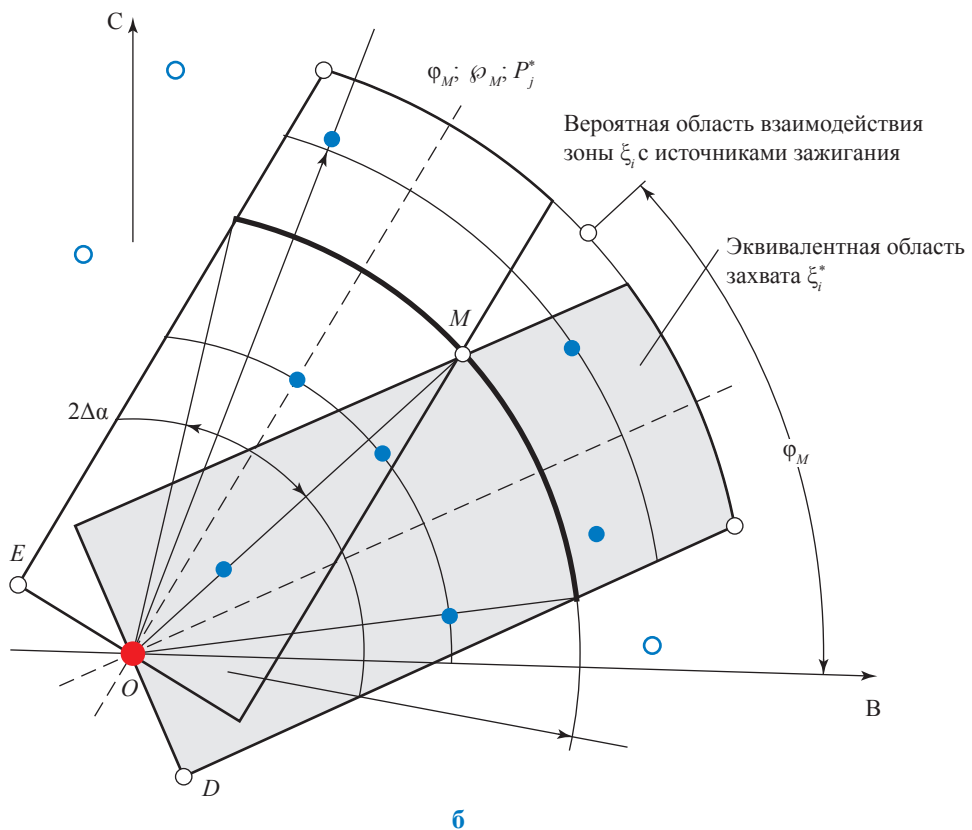
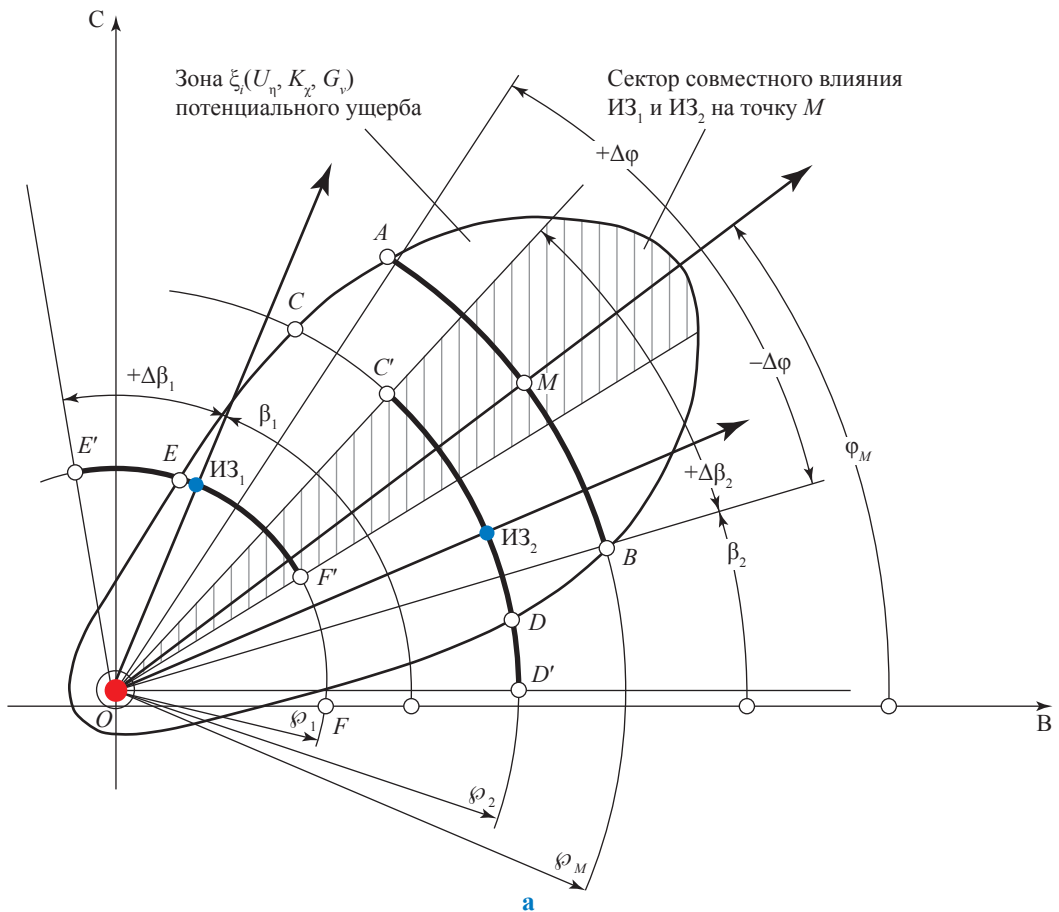


Рис. 2. К расчету вероятности взаимодействия точки M с источниками зажигания

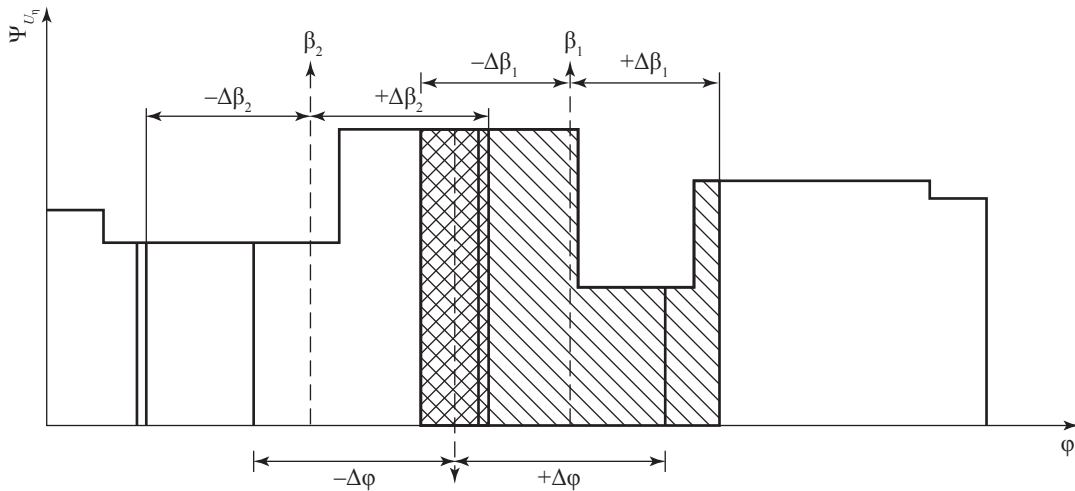


Рис. 3. К расчету вероятности одновременного попадания точки M и источников зажигания $ИЗ_1$ и $ИЗ_2$ в зону потенциального ущерба ξ_i^*

Необходимым дополнительным условием возникновения ущерба является срабатывание какого-либо из источников зажигания с априорными вероятностями P_j^* (реализация принципа «ИЛИ»). В приложении к случаю, представленному на рис. 2, 3, если считать, кроме того, что в точке M координатно совмещены и субъект воздействия, и дополнительный источник зажигания $ИЗ_3(\rho_M; \phi_M)$, получим сумму всех возможных комбинаций вероятностей зажигания отдельных ИЗ.

$$\begin{aligned}
 P_{ИЗ_1;ИЗ_2;ИЗ_3}^* &= P_{ИЗ_1}^* (1 - P_{ИЗ_2}^*) (1 - P_{ИЗ_3}^*) + \\
 &+ P_{ИЗ_2}^* (1 - P_{ИЗ_1}^*) (1 - P_{ИЗ_3}^*) + \\
 &+ P_{ИЗ_3}^* (1 - P_{ИЗ_1}^*) (1 - P_{ИЗ_2}^*) + \\
 &+ P_{ИЗ_1}^* P_{ИЗ_2}^* (1 - P_{ИЗ_3}^*) + P_{ИЗ_1}^* P_{ИЗ_3}^* (1 - P_{ИЗ_2}^*) + \\
 &+ P_{ИЗ_2}^* P_{ИЗ_3}^* (1 - P_{ИЗ_1}^*) + P_{ИЗ_1}^* P_{ИЗ_2}^* P_{ИЗ_3}^*.
 \end{aligned}
 \tag{5}$$

При этом вероятность возникновения ущерба (величина риска) в заданной точке M (за счет газовой опасности) определяется для рассмотренной комбинации как

$$\frac{R_M}{\lambda_v} = P_{ИЗ_1;ИЗ_2;ИЗ_3=M}^* = \int_{\beta_1 - \Delta\beta_2}^{\beta_2 + \Delta\beta_2} \Psi_{U_\eta} \partial\phi,
 \tag{6}$$

где λ_v – ожидаемая частота возникновения источника генерации паров заданной мощности (динамики).

В результате вариантного числового анализа [11] установлено, что для типовых сценариев аварий на объектах сжиженных газов (наземные источники «тяжелого» пара убывающей мощности) различные сочетания

параметров U_η , K_χ и G_v влияют на изменение протяженности (линейного размера) облаков в значительно большей степени, чем на значение в общем случае переменной по длине ширины. Исходя из этого в рамках консервативного подхода можно провести осреднение ширины зоны потенциальной опасности (или принять ее максимальной) из выделенных к рассмотрению значений U_η , K_χ , G_v .

При принятых упрощениях осредненная ширина зоны потенциального ущерба может выступать в качестве единой геометрической меры «захвата» облаком различных источников зажигания и одновременно в качестве меры взаимного экранирования источников. Если принять в качестве заведомо верхней оценки, что для всех анализируемых ИЗ $P_i^* \equiv 1$, т.е. ИЗ выступают в виде «заградительных систем», то вероятность появления ущерба в пределах любого из секторов будет равна вероятности достижения данного ИЗ облаком (вероятности всех комбинаций U_η ; K_χ ; G_v , при которых $\rho \geq \rho_{ИЗ_i}$), однако только при условии, что данный ИЗ (сектор) не экранируется (с точки зрения взаимодействия с облаком) расположенными до него ИЗ. Поскольку предполагается, что зажигание происходит «по фронту», для экранирования достаточным условием является уже совмещение граней. Для представленной на рис. 4 комбинации источников независимыми по отношению друг к другу можно считать только крайний левый и крайний правый источники.

Обратим также внимание на следующее обстоятельство. Пусть несколько ИЗ

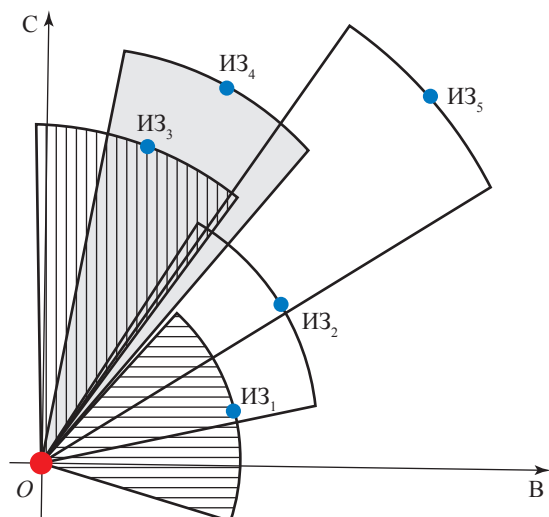


Рис. 4. К расчету поля рисков при воспламенении паровых облаков

с «априорными» вероятностями $P_i^* \leq 1$ оказались в пределах площади «захвата» зоны ξ_i на различных расстояниях от источника. Вероятность («истинная») того, что облако будет подожжено, например, от самого дальнего ИЗ (с номером n), будет определяться «априорной» вероятностью срабатывания n -го ИЗ (P_n^*) и вероятностью того, что облако не будет подожжено всеми предыдущими ИЗ, $P_1^* \dots P_{n-1}^*$, т.е.

$$\overline{P}_n = P_n^* \prod_{i=1}^{n-1} (1 - P_i^*), \quad (7)$$

где i – порядковый номер ИЗ по мере удаления от источника генерации паров (по ходу движения облака). Естественно, при этом предполагается, что задана отличная от нуля вероятность достижения облаком мест расположения всех ИЗ, включая n -й источник.

Пусть все три ИЗ имеют одинаковую «априорную» вероятность зажигания облака $P_1^* = P_2^* = P_3^* = 0,5$. При этом в соответствии с формулой (7) «истинные» вероятности поджигания облака от этих источников будут равны $\overline{P}_1 = 0,5$; $\overline{P}_2 = 0,25$; $\overline{P}_3 = 0,125$.

На основании изложенного можно сделать вывод о том, что однотипные объекты со сжиженными углеводородными газами, на которых в результате аварийных разливов возможно формирование облаков «тяжелого» газа даже с одинаковым исходным аварийным потенциалом (интенсивность и общая масса выброса), при одинаковых метеорологических характеристиках, но отличных друг от друга распределениях ИЗ представляют различную

опасность для имущественного комплекса, персонала и населения.

Как показано ранее, воспламенение облака паров СПГ является сложным событием, зависящим от строго определенного сочетания большого числа факторов. В то же время в нормативных документах МЧС РФ, например в Методике определения расчетных величин пожарного риска (см. ранее), этот вопрос рассматривается в явно упрощенном виде, когда вероятность поджигания облака (газа) зависит только от интенсивности истечения.

Прогнозируемое проявление в некоторой точке территории комплекса СПГ отличной от нуля вероятности ущерба за счет поджигания и быстротечного («взрывного») сгорания облака паров СПГ напрямую не определяет характер и масштаб ущерба. Реципиентами воздействия рассматриваются обычно люди, технологическое оборудование, здания и сооружения.

На сегодня за рубежом в результате реализации целого ряда экспериментальных программ промышленного масштаба [11] установлены следующие положения:

А. Ввиду значительной турбулентности процесса смешения паров СПГ с воздухом по фронту движения облака и, как следствие, высокой неоднородности концентрации метана (пиковая концентрация может в несколько раз превышать среднюю) поджигание облаков от типовых промышленных высокоэнергетических источников далеко не однозначно и затруднено. Например, в полигонных испытаниях использовался непрерывный электроразряд с частотой 10 Гц, что значительно выше гостированного значения минимальной энергии воспламенения для метана 0,29 МДж, при этом наблюдались периодические вспышки и погасания без образования устойчивого фронта горения. Устойчивое горение возникало только при воспламенении от открытого пламени ($P = 1$). В свободных и «слабозагроможденных» пространствах сгорание облака паров СПГ при воспламенении по фронту протекало в направлении источника парообразования со скоростями, примерно в 2–2,5 раза превышающими скорость ветра (обычно в пределах 10–30 м/с) в виде выраженного в вертикальной плоскости языка пламени («стены огня») относительно небольшой ширины и высоты. Тепловыделение в пределах горящего облака достигало (в зависимости от особенностей смешения паров СПГ с воздухом) 250–300 кВт/м²,

измеренное радиометрами время теплового воздействия составляло 2–3 с;

В. В пределах горящего облака с большой вероятностью произойдет загорание типовых легковоспламеняющихся материалов (древесины, пластика), а оказавшиеся на открытом воздухе (неэвакуированные) люди получают несовместимые с жизнью ожоги. Вне облака ввиду быстротечного прохождения фронта горения радиационное тепловое воздействие носит импульсный характер и серьезной угрозы для людей и оборудования не представляет. Вследствие того, что расширение продуктов сгорания происходит в основном вверх, в горящем по фронту облаке не возникает значительных избыточных давлений (в наиболее представительной серии экспериментов Coyote зафиксировано не более 100 Па), способных привести за счет барических эффектов к заметным повреждениям зданий и оборудования;

С. В сильно «технологически загроможденных» пространствах (трубные эстакады, этажерки с двух-трех-ярусным расположением оборудования и т.п.) горение углеводородных облаков будет протекать с достаточно высокими скоростями (до нескольких сотен метров в секунду) и развитием избыточных давлений до 1,0–1,5 МПа и более. Масштабы ущерба⁸ при этом будут во многом зависеть от размеров реагирующей массы облака в пределах «загроможденной» зоны и взрывоустойчивости соответствующих типов и видов зданий⁹ и оборудования;

Д. Что касается людских потерь, то при анализе риска необходимо учитывать следующее: на комплексах СПГ в местах потенциального возникновения газовой опасности в обязательном порядке размещаются автоматические продублированные системы непрерывного контроля загазованности, совмещенные с тревожной звуковой и световой (вспышечной) сигнализацией, а также датчики предельных значений концентрации газа, настроенные на уровни 0,25; 0 и 1,0 НКПВ.

Персонал комплекса СПГ должен быть подготовлен к действиям при характерных чрезвычайных ситуациях, в том числе к действиям при возникновении газовой опасности. Переносимое по ветру облако паров СПГ хорошо визуализируется (конденсация паров воды, оптическое преломление света), поэтому есть все основания полагать, что поведение персонала будет адекватным ситуации: люди либо своевременно покинут зону «захвата» облака, либо окажутся в укрытии (техническом помещении с закрывающимися окнами и дверями). Анализ зарубежных экспериментов по затеканию метана в технические помещения через щели окон и дверей при прохождении облака СПГ [11] показал, что для достижения в помещении НКПВ по метану концентрация метана снаружи должна длительное время превышать НКПВ в 10–15 раз, что представляется нереалистичным. Если же помещение категорировано как взрывоопасное и оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией, то необходимо, чтобы воздухозабор располагался заведомо выше возможной толщины облака с учетом завихрений, возникающих при столкновении облака со зданием (согласно зарубежному стандарту US NFPA 496, раздел 7.2.3 – на 25 футов выше конька крыши).

Как уже отмечалось, при сгорании облака паров СПГ, подожженного по фронту, в незагроможденном пространстве развиваются незначительные избыточные давления, которые не приведут к прямым повреждениям элементов здания, включая разрушение стекол (2–3 КПа), но могут вызвать воспламенение древесины (оконных переплетов) и пластика.

С учетом отмеченных положений и на основании имеющихся в отечественной и зарубежной литературе материалов исследований поведения персонала газохимических и нефтегазовых объектов в чрезвычайных ситуациях предлагается в целях анализа риска принимать вероятность адекватного поведения персонала при разливах СПГ равной 0,9 (тогда вероятность неадекватного поведения, т.е. гибели при сгорании облака, составит 0,1), а вероятность гибели части персонала, оказавшегося в помещениях при прохождении фронта горения облака паров СПГ, не превышающей 0,1. Количественные показатели риска гибели персонала при этом будут определяться:

- распределением (на ситуационном плане, т.е. картографической основе) персонала

⁸ См. ПБ 09-540-03. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств. – М.: НТЦ ПБ, 2013. – 108 с.; ФЗ РФ от 30.12.2009 № 384-ФЗ. Технический регламент о безопасности зданий и сооружений // Российская газета. – 31 декабря 2009. – № 5079.

⁹ См. оригинальный методический подход к нормированию вероятности разрушения [12].

по территории с учетом реального времени пребывания в разрезе года на рабочем месте (условно в точке территории $M_j(x, y)$) и характера рабочего места (закрытое помещение определенного типа, открытые технологические площадки и т.п.);

- распределением по территории потенциальных источников зажигания облака с априорными вероятностями срабатывания $P_j(x, y) \leq 1$;
- изолиниями (картами) вероятности (ожидаемой частоты в разрезе года) достижения «активной частью» облака различных точек территории;
- «лучеобразным» полем (верхняя оценка) потенциального поражения за счет «взрывного» сгорания облака, построенным с учетом технологической загроможденности пространства;
- обоснованием вероятности повреждения оборудования с учетом физических особенностей развития аварийного процесса и адекватного поведения персонала.

При обосновании показателей риска для персонала, населения, имущественного комплекса необходимо учитывать, что возможными источниками потенциальной опасности выбросов испаряющихся при атмосферном давлении

жидких углеводородов могут быть не только изотермические хранилища СПГ, но и криогенные трубопроводы, узлы отгрузки СПГ в танкеры или транспортные цистерны, сами танкеры СПГ под загрузкой или при маневровых операциях в порту, а также оборудование и трубопроводы циркуляционных контуров холодильных агентов (как правило, этана, пропана, бутана), включая цилиндрические или сферические хранилища для холодильного агента. Если принять, что аварийные события на этих объектах происходят независимо друг от друга (без каскадного развития), то интегральные показатели риска для вышеуказанных реципиентов должны рассматриваться как сумма индивидуальных показателей с выявлением влияния каждой из составляющих на интегральные показатели и возможностью дифференциации и ранжирования территорий по показателям риска, доминантным факторам негативного воздействия и т.п. (рис. 5, 6). Решения по допустимости или недопустимости показателей риска и мероприятиям, направленным на их снижение, должны приниматься именно на базе анализа интегральных показателей риска по комплексу в целом.

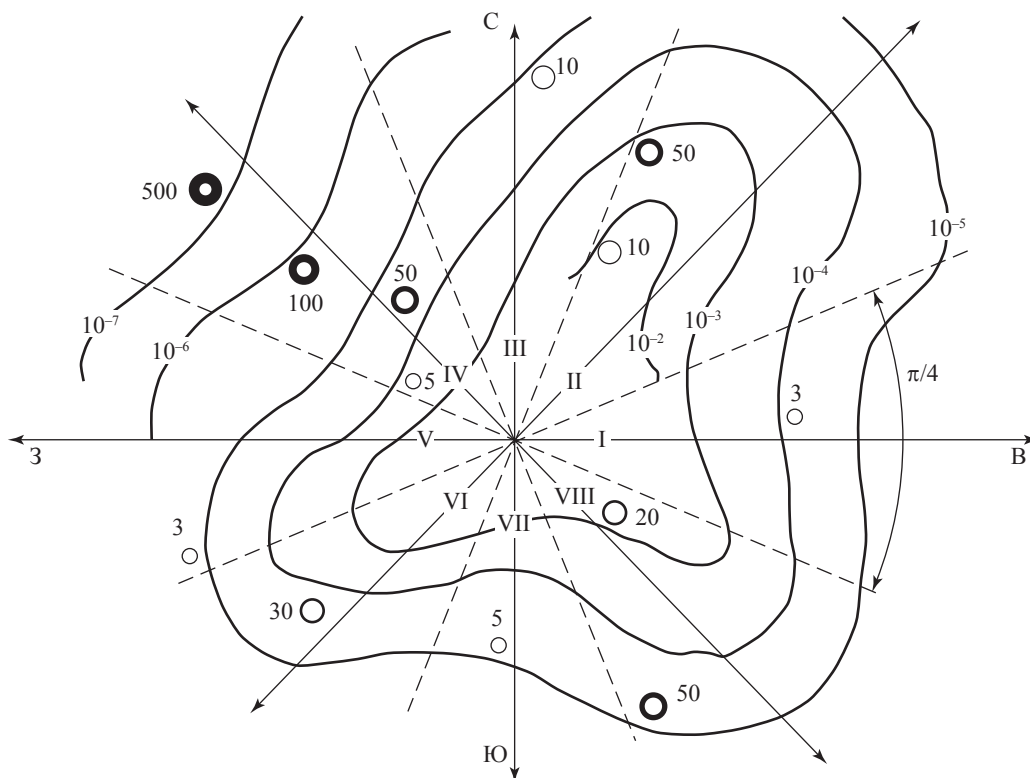


Рис. 5. Поле потенциального риска: римские цифры – номера секторов, или географических румбов; арабские цифры – потенциальная численность реципиентов в точке территории

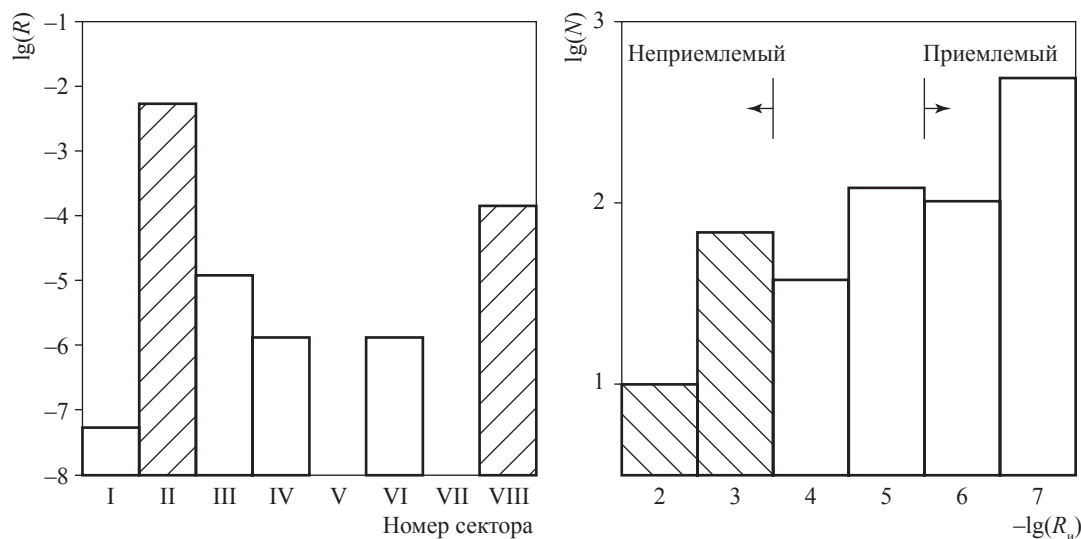


Рис. 6. Территориальное ранжирование показателей риска:
 штриховка – зоны неприемлемого риска; R – комплексный (интегральный) риск;
 $R_{и}$ – индивидуальный риск; N – число людей в поле риска

Что касается социального аспекта риска, то в качестве критерия здесь обычно рассматривается так называемая $F-N$ -диаграмма, характеризующая тяжесть последствий различных сценариев аварий (рис. 7). По мнению автора, построение таких диаграмм несколько условно, поскольку все необходимые задачи дифференциации и минимизации показателей риска могут быть решены за счет построения полей риска.

Если (не вполне корректно) ставится частная задача независимого обоснования типа и конструктивных особенностей изо-термических хранилищ СПГ, то основой для ее решения должен быть изложенный алгоритм анализа риска. В случае получения для каких-либо реципиентов показателей риска, не соответствующих заданным требованиям, и необходимости их уменьшения переходят к анализу технических и организационных возможностей:

- снижения ожидаемой частоты (вероятности реализации) исходного события (в данном случае – нарушения герметичности внутренней емкости) и его масштаба, т.е. размеров трещины (интенсивности утечки СПГ), например, за счет увеличения толщины стенки внутренней емкости, повышения качества неразрушающего контроля и испытаний, организации мониторинга напряженно-деформированного состояния, ограничения частоты и амплитуды циклических нагрузок и др.;

- ограничения прямых последствий аварийного разлива СПГ из внутренней емкости с точки зрения интенсивности парообразования СПГ, например, за счет сооружения дополнительной кольцевой защитной стенки с теплоизоляцией внутренней поверхности;

- ограничения протяженного распространения облака паров СПГ по наиболее значимым (потенциально уязвимым) географическим направлениям (румбам), например, с помощью водяных завес;

- совершенствования системы обнаружения газовой опасности и срабатывания тревожной сигнализации с автоматическим отключением наиболее значимых потенциальных энергетических источников поджигания облака паров СПГ;

- повышения взрывоустойчивости зданий и оборудования, а также адекватности поведения персонала в чрезвычайной ситуации и др.

При этом в каждом конкретном случае необходимо оценивать требуемые дополнительные затраты и получаемый эффект (с точки зрения повышения надежности, снижения рисков и т.п.). Однако в такой постановке задача не имеет оптимального решения.

Для примера представим систему из двух элементов – основной и защитной стенок – в виде параллельного соединения. Тогда вероятность безотказной работы системы: $P_{\text{сист}} = 1 - q_1 q_2$, где q_1 – вероятность отказа основного элемента (внутреннего резервуара);

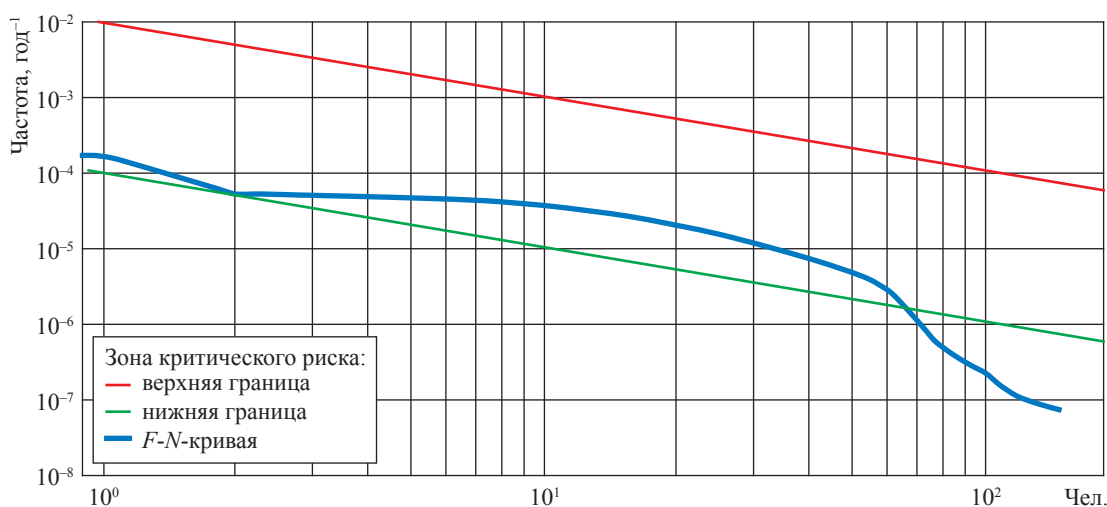


Рис. 7. *F-N*-диаграмма для комплекса СПГ Scangass (Норвегия)

q_2 – вероятность отказа резервного элемента (защитной стенки) в случае разгерметизации основного элемента. Задача оптимального резервирования в прямой постановке состоит в том, чтобы при заданных ограничениях на параметры системы добиться максимального значения показателя надежности, безопасности. Обозначая соответственно стоимость и (условно) показатели надежности основной и резервной стенок как C_1 , W_1 , и C_2 , W_2 , сформулируем задачу двухкритериальной оптимизации (по Парето):

$$\max \{P_{\text{сист}} | (C_1 + C_2 \leq C_{\text{доп}}; (W_1 + W_2) \leq W_{\text{доп}})\}, \quad (8)$$

где индекс «доп» характеризует допустимое значение.

Требуемый уровень надежности, т.е. выполнение условия $P_{\text{сист}} \geq P_{\text{доп}}$, может быть достигнут несколькими путями при различных наборах ограничивающих факторов $C_1 + C_2$ и $W_1 + W_2$. Все эти решения образуют множество Парето, которое характеризуется тем, что для любого уникального набора характеристик элементов $\{C_i; W_i\}$ не существует решения, которое было бы заведомо лучше другого [13]. Поэтому необходимо вводить дополнительные факторы влияния, например: заданные ограни-

чения на капиталовложения или необходимость достижения требуемой надежности («любой ценой»); полное исключение возможности неконтролируемого сброса паров СПГ в атмосферу и т.п. В этой же области следует рассматривать особые ограничения [например, на параметры уязвимости конструкции от внешних экстремальных воздействий, включая террористические атаки, падение на хранилище летательных аппаратов, воздействие воздушных волн сжатия (включая детонационные взрывы газозвудушных смесей и т.п.)], предопределяющие конструкционные решения (вплоть до заглубления хранилища в грунт).

Выбор типа и конструктивных характеристик изотермических хранилищ СПГ всегда будет отчасти компромиссным, однако очевидно, что обоснованность принимаемых решений напрямую зависит от методологической базы проводимого анализа. Как показывает мировая практика, наибольшего эффекта при этом можно достигнуть при использовании методологии анализа и управления показателями рисков. Бесспорно также, что приоритетной целью при этом является не борьба с последствиями аварий, а их предотвращение (не реагировать и выправлять, а предвидеть и предупреждать).

Литература

1. Рахманин А.И. Обеспечение безопасности резервуаров для хранения сжиженного природного газа с учетом негативных эксплуатационных факторов: дис. ... канд. тех. наук / А.И. Рахманин. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 137 с.
2. Котляревский В.А. Безопасность резервуаров и трубопроводов / В.А. Котляревский, А.А. Шаталов, Х.М. Ханухов. – М.: Экономика и информатика, 2000. – 552 с.
3. Ханухов Х.М. Особенности соблюдения требований промышленной безопасности при проектировании изотермических резервуаров / Х.М. Ханухов, А.В. Алипов, С.В. Зимина и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2011. – № 12. – С. 57–64.
4. Ханухов Х.М. Нормативно-техническое и организационное обеспечение эксплуатации резервуарных конструкций / Х.М. Ханухов, А.В. Алипов // Предотвращение аварий зданий и сооружений: сб. научных трудов. – М., 2011. – Вып. 10. – С. 384–422.
5. Ханухов Х.М. Конструкционные мероприятия по повышению безопасности и снижению риска эксплуатации изотермических резервуаров для хранения жидкого аммиака / Х.М. Ханухов, А.В. Алипов, Н.В. Четвертухин и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2015. – № 8. – С. 74–80.
6. Васильев Г.Г. Особенности обеспечения безопасной эксплуатации крупногабаритных изотермических резервуаров для хранения сжиженного природного газа / Г.Г. Васильев, С.Г. Иванцова, А.И. Рахманин // Газовая промышленность. – 2013. – № 13. – С. 57–61.
7. Trammel J. Large scale cryogenic liquid storage // Engl. Dig. (Can). – 1983. – № 10.
8. Liquefied energy gases safety. Appendixes: Report to the Congress by the comptroller general of the United States / перевод № СГ-80670. – 1984.
9. Сафонов В.С. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности / В.С. Сафонов, Г.Э. Одишария, А.А. Швыряев. – М.: Минприроды РФ, 1996. – 208 с.
10. Сафонов В.С. Разработка научно-методических основ и практический анализ риска эксплуатации объектов газовой промышленности: дис. ... д-ра. тех. наук / В.С. Сафонов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1997. – 590 с.
11. Woodward J.L. LNG risk based safety: modeling and consequence analysis / John L. Woodward, Robin V. Pitblado; AIChE. – New Jersey, Canada: Wiley, 2010. – 374 p.
12. Дегтярев Д.В. Количественный анализ риска при обосновании взрывоустойчивости зданий и сооружений / Д.В. Дегтярев, М.В. Лисанов, С.И. Сумской и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2013. – № 6. – С. 82–89.
13. Александровская Л.Н. Современные методы обеспечения безотказности сложных технических систем / Л.Н. Александровская, А.П. Афанасьев, А.А. Лисов. – М.: Логос, 2003. – 208 с.

On necessity of risk analysis at substantiation of types and design characteristics of isothermal storages for liquefied natural gas complexes of different destinations

V.S. Safonov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Some possible scenarios for origination and development of emergencies at isothermal liquefied natural gas (LNG) storages of various design and having one or several LNG-keeping systems (crash barriers) are examined. Absence of reliable statistical data on emergencies at LNG storages is noted. Also the necessity to substantiate risk analysis with “fault trees” and “event trees” of expected frequencies and scales of LNG leakage from the storage reservoirs is stressed.

The main principles of the algorithm for risk analysis of emergent LNG leakages from storages are presented. This algorithm is a decision-making instrument aimed at selecting types of storages and their location within the framework of LNG complexes and toward the external infrastructure.

Keywords: isothermal LNG storages, accidental release, scenario for accident development, simulation of accident after-effects, risk analysis, risk minimization.

References

1. RAKHMANIN, A.I. *Safety provision for liquefied natural gas storages on account of negative operational factors* [Obespecheniye bezopasnosti rezervuarov dlya khraneniya szhizhennogo prirodnogo gaza s uchedom negativnykh ekspluatatsionnykh faktorov]. Cand. Sci. (Eng.) thesis. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 2015. (Russ.).
2. KOTLYAREVSKIY, V.A., A.A. SHATALOV, Kh.M. KHANUNOV. *Safety of reservoirs and pipelines* [Bezopasnost rezervuarov i truboprovodov]. Moscow: Ekonomika i informatika, 2000. (Russ.).
3. KHANUNOV, Kh.M., A.V. ALIPOV, S.V. ZIMINA et al. Peculiarities of industrial safety requirements in respect to designing isothermal reservoirs [Osobennosti soblyudeniya trebovaniy promyshlennoy bezopasnosti pri proyektirovani izotermicheskikh rezervoirov]. *Bezopasnost truda v promyshlennosti*. 2011, no. 12, pp. 57–64. ISSN 0409-2961. (Russ.).
4. KHANUNOV, Kh.M. and A.V. ALIPOV. Technical standards and organization of reservoir-type facilities' operation [Normativno-tekhnicheskoye i organizatsionnoye obespecheniye ekspluatatsii rezervuarnykh konstruktivnykh]. *Predotvrashcheniye aviariy zdaniy i sooruzheniy: collected papers*. Moscow, 2011, no. 10, pp. 384–422. (Russ.).
5. KHANUNOV, Kh.M., A.V. ALIPOV, N.V. CHETVERTUKHIN et al. Constructional arrangements aimed at improvement of safety and decrease of risk in operating isothermal storages of liquid ammonia [Konstruktsionnyye meropriyatiya po povysheniyu bezopasnosti i snizheniyu riska ekspluatatsii izotermicheskikh rezervuarov dlya khraneniya zhidkogo ammiaka]. *Bezopasnost truda v promyshlennosti*. 2015, no. 8, pp. 74–80. ISSN 0409-2961. (Russ.).
6. VASILYEV, G.G., S.G. IVANTSOVA, A.I. RAKHMANIN. Peculiarities in provision for safe operation of large-scale isothermal reservoirs for liquefied natural gas storage [Osobennosti obespecheniya bezopasnoy ekspluatatsii krupnogabaritnykh izotermicheskikh rezervuarov dlya khraneniya szhizhennogo prirodnogo gaza]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2013, no. 13, pp. 57–61. ISSN 0016-5581. (Russ.).
7. TRAMMEL, J. Large scale cryogenic liquid storage. *Engl. Dig. (Can)*. 1983, no. 10.
8. *Liquefied energy gases safety. Appendixes*. Report to the Congress by the Comptroller General of the United States. 1984. Russian translation no. SG-80670.
9. SAFONOV, V.S., G.E. ODISHARIYA, A.A. SHVYRYAYEV. *Theory and practice of risk analysis in gas industry* [Teoriya i praktika analiza riska v gazovoy promyshlennosti]. Moscow: Minprirody of Russia, 1996. (Russ.).
10. SAFONOV, V.S. *Elaboration of scientific and methodical grounds and practical analysis of risk in operation of gas industrial facilities* [Razrabotka nauchno-metodicheskikh osnov i prakticheskiy analiz risk ekspluatatsii obyektov gazovoy promyshlennosti]. Dr. Sci. (Eng.) thesis. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 1997. (Russ.).
11. WOODWARD, J.L. and R.V. PITBLADO. *LNG risk based safety: modeling and consequence analysis*. AIChE. New Jersey, Canada: Wiley, 2010. – 374 p.
12. DEGTYAREV, D.V., M.V. LISANOV, S.I. SUMSKOY et al. Quantitative risk analysis at substantiation of explosion stability for buildings and constructions [Kolichestvennyy analiz riska pri obosnovanii vzryvoustoychivosti zdaniy i sooruzheniy]. *Bezopasnost truda v promyshlennosti*. 2013, no. 6, pp. 82–89. ISSN 0409-2961. (Russ.).
13. ALEKSANDROVSKAYA, L.N., A.P. AFANASYEV, A.A. LISOV. *State-of-art methods providing for no-failure operation of complex technical systems* [Sovremennyye metody obespecheniya bezotkaznosti slozhnykh tekhnicheskikh system]. Moscow: Logos, 2003. (Russ.).

УДК [622.691.4::332.36]:004.413.4

Методические подходы к оценке риска аварий на линейной части магистральных газопроводов, обусловленного опасными природными процессами

Л.В. Власова^{1*}, Ю.В. Гамера¹, С.В. Овчаров¹, 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: L_Vlasova@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Объекты газотранспортной системы (ГТС) России функционируют и планируются к размещению в условиях развития практически всех известных опасных геологических, гидрологических и других природных процессов, оказывающих многообразные воздействия на объекты газоснабжения. К таким природным факторам опасности относятся: сейсмичность, оползневые процессы, карст, эрозия, многолетнемерзлые породы, заболоченность. В процессе эксплуатации магистральных газопроводов (МГ) в результате сложного взаимодействия этих факторов между собой, а также с эксплуатируемыми техническими системами способны ухудшиться условия функционирования объектов ГТС, может снизиться уровень их технического состояния, в результате чего учащаются аварии.

В статье представлены усовершенствованные методические подходы к проведению количественной оценки риска аварий на линейной части МГ в местах со сложными инженерно-геологическими условиями с учетом оценки опасности природных процессов. Применение данных методических подходов позволяет проводить ранжирование участков для обоснования приоритетности диагностических и ремонтно-профилактических работ; организации, развития и оптимизации систем мониторинга и контроля повреждающих и разрушающих воздействий опасных природных процессов на линейной части МГ и мероприятий по предупреждению аварийных ситуаций.

Ключевые слова: магистральные газопроводы, линейная часть магистрального газопровода, авария, оценка риска, природные опасности.

Объекты газотранспортной системы (ГТС) России функционируют и планируются к размещению в условиях развития практически всех известных опасных геологических, гидрологических и других природных процессов, которые характеризуются многообразием воздействий на объекты газоснабжения. К таким факторам опасности относятся сейсмичность, оползневые процессы, карст, эрозия, многолетнемерзлые породы, заболоченность. В процессе эксплуатации магистральных газопроводов (МГ) результатом сложного взаимовлияния и взаимодействия этих факторов между собой и с эксплуатируемыми техническими системами может стать ухудшение условий функционирования объектов ГТС, уровня их технического состояния, рост частоты аварий.

Разработанная в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» методология количественного анализа техногенного риска, используемая в том числе для управления техническим состоянием и целостностью объектов ГТС, учитывает достаточно широкий спектр факторов (технично-технологических, эксплуатационных, антропогенных, природно-климатических и др.), влияющих на вероятность нарушения целостности МГ. Однако в ходе постоянно происходящих изменений в науке, развития технологий и базы знаний об окружающей среде указанная методология также нуждается в непрерывном обновлении. В данный момент есть необходимость более глубокой проработки той ее части, которая связана с количественной оценкой опасности природных процессов, влияющих на целостность линейной части (ЛЧ) МГ.

Так, проведены исследования с целью совершенствования методических подходов к количественному анализу техногенного риска эксплуатации МГ в части оценки влияния природных процессов на риск аварий как одной из информационных составляющих решения задач управления целостностью МГ.

Методологические аспекты

При анализе риска влияния природных факторов на целостность объектов газоснабжения указанные факторы могут рассматриваться в двух аспектах [1]:

1) как прямые источники аварий (одномоментной опасности), вызывающие «мгновенное» разрушение. Это землетрясения, оползни, дождевые паводки, сели и др.;

2) как источники многолетних воздействий (перманентной опасности), стимулирующих проявление скрытых дефектов трубопроводов. Это геодинамические, эрозионные, криогенные процессы, просадочные свойства грунтов, химический состав грунтовых вод и т.п.

Таким образом, природный фактор в зависимости от вида природного процесса и степени его опасности может быть как определяющим формированием риска аварии, так и вносящим определенный вклад наряду с технико-технологическими, антропогенными и другими факторами. При этом вклад варьируется в зависимости от вида аварии, времени, интенсивности воздействия и целого ряда условий, которые трудно формализовать и перевести в статистически обоснованные весовые коэффициенты. Поэтому в задачах информационного обеспечения управления целостностью МГ целесообразно рассматривать оценку природных опасностей в качестве информационной составляющей, которая интегрируется с техническими, эксплуатационными, диагностическими данными.

Результаты оценки риска должны использоваться для принятия эффективных управленческих решений, в том числе: выбора наиболее приемлемых решений по критерию «риск/результат» и разработки комплекса мероприятий, направленных на предотвращение, снижение или компенсацию риска. Их необходимо применять при оптимизации системы динамической оценки и контроля повреждающих и разрушающих воздействий опасных природных процессов на производственные объекты ГТС. Указанным принципам оценки риска в наибольшей мере соответствует количественный анализ риска, проводимый в соответствии с общепринятыми подходами¹.

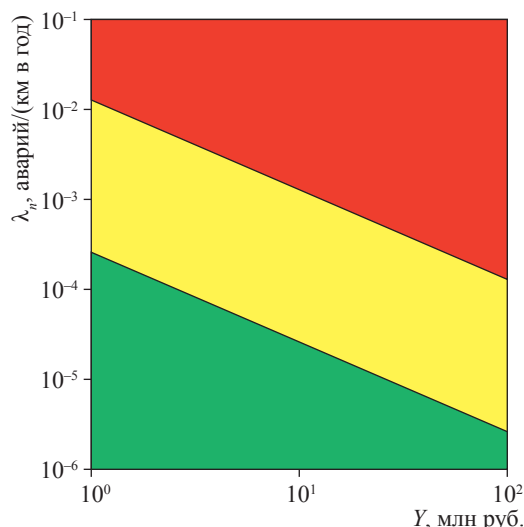


Рис. 1. Матрица «Частота аварий – прямой ущерб от аварии» для ЛЧ МГ:
красный – опасно; желтый – умеренно опасно;
зеленый – неопасно

В результате количественной оценки риска, обусловленного природными опасностями, для потенциально опасных по природным процессам участков (ПОППУ) ЛЧ МГ должны быть определены следующие показатели:

- удельная ожидаемая частота аварий, вызванных опасными природными процессами, $\lambda_{ав}$, аварий·год⁻¹·км⁻¹ [2];
- прямой ущерб от одной аварии (с учетом всех ее расчетных сценариев) в заданном месте, выраженный в денежном эквиваленте Y , руб·авария⁻¹;
- удельный совокупный техногенный риск от аварии как сочетание удельной ожидаемой частоты аварии и ущерба от нее $\bar{R} = \lambda_{ав} Y$, руб·км⁻¹·год⁻¹.

В качестве дополнительных показателей риска² рекомендуется рассматривать индивидуальный, потенциальный, социальный и коллективный риски.

Количественным критерием безопасности природных процессов как потенциального источника аварий на ЛЧ МГ [2] является выполнение для приведенной интегральной частоты проявления опасных природных факторов на ПОППУ \bar{Q} (отношения частоты аварий, обусловленной опасными природными процессами, к ожидаемой частоте аварий) условия $\bar{Q} < 1$. При этом природные процессы остаются

¹ См. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». – М.: Газпром экспо, 2009.

² См. там же.

опасными как источник инцидентов, а критерием их опасности является значение $\bar{\Omega}$.

Качественным критерием степени опасности природных процессов для различных ПОППУ ЛЧ МГ служит место, отведенное конкретному ПОППУ в матрице «Частота аварий – прямой ущерб от аварии» (рис. 1) по результатам анализа риска аварий.

Методические основы

Процесс оценки риска аварий на основе оценки опасности природных процессов на анализируемом участке ЛЧ МГ включает следующие этапы (рис. 2):

- идентификацию природных факторов опасности и выявление ПОППУ на ЛЧ МГ;
- оценку степени опасности природных процессов (включая прогноз их развития в пространстве и во времени) с точки зрения возможности возникновения аварий на ПОППУ;
- определение частот возникновения аварий на находящемся в фиксированном техническом состоянии ПОППУ ЛЧ МГ без учета воздействия и с учетом воздействия опасных природных процессов (ОПП);
- оценку прямого ущерба (последствий для людей, объектов инфраструктуры и окружающей среды) при реализации аварии на ПОППУ;
- расчет показателей риска возможных аварий на ЛЧ МГ, возникающих под воздействием опасных природных факторов.

На первом этапе по результатам идентификации природных факторов риска в пределах анализируемого участка МГ выделяют потенциально опасные для природных воздействий участки МГ. С этой целью проводят комплексный анализ имеющейся информации: документации по сооружению газопровода, данных аэрофото- или космической съемки, визуального наблюдения, аварийности, информации о ремонтных работах, результатов внутритрубной диагностики, оценки напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода, инженерно-геологических изысканий, результатов мониторинга опасных процессов.

На втором этапе оценивается степень опасности природных процессов на ПОППУ и составляется прогноз их развития в пространстве и во времени с целью оценки вероятности повреждения газопровода в перспективе. В ходе работ второго этапа на ПОППУ должны

быть получены следующие необходимые для прогнозирования развития геологических опасностей данные:

- площади развития, интенсивность и повторяемость (частота проявления) опасных геологических и инженерно-геологических процессов определенных типов в различных частях оцениваемой территории;
- критические характеристики среды, природные и техногенные воздействия, при которых происходили образование и активизация опасных процессов;
- площади развития, особенности залегания и физико-механические свойства массивов грунтов (уплотняющихся, разжижающихся, пучинистых, карстующихся, суффозионно- и оползнеустойчивых и т.д.), являющихся необходимой средой для развития определенных типов геологических опасностей, в том числе и не проявлявшихся в пределах оцениваемой территории;
- направление и протяженность границ развития процесса по отношению к газопроводу.

В качестве основных регистрируемых и прогнозируемых показателей интенсивности рекомендуется использовать следующие количественные характеристики геологических опасностей:

- диаметры, площади, глубины (амплитуды) и скорости провалов, оседаний, просядок и других отрицательных деформаций земной поверхности для карстовых, карстово-суффозионных и суффозионных процессов, а также для процессов уплотнения, разжижения и выноса грунтов;
- площади, амплитуды и скорости поднятия и опускания земной поверхности для процессов морозного пучения, набухания и усадки грунтов;
- линейные скорости, объемы и давления смещающихся масс для оползневых процессов;
- линейные и объемные скорости разрушения массивов грунтов и территорий для процессов оврагообразования и переработки берегов рек, водохранилищ и прудов;
- площадные скорости ежегодного поражения с различными исходами (локальные и площадные деформации земной поверхности определенной амплитуды и т.п.) для всех типов геологических опасностей, дифференцированных по генезису, механизму, масштабу охвата литосферного пространства и (или) другим признакам, характеризующим их разрушительную силу.



Рис. 2. Этапы работ по оценке риска аварий с учетом оценки опасности природных процессов

В зависимости от сложности и масштабов негативных природных воздействий и/или значимости самого участка ЛЧ МГ прогноз развития геологических опасностей может быть разработан по результатам дополнительных инженерных изысканий или мониторинга опасных процессов. Оценка технического состояния газопровода на ПОППУ ЛЧ МГ проводится в соответствии с требованиями нормативных документов³. Состав работ устанавливается в зависимости от вида ОПП и технического состояния МГ.

Таким образом, по результатам прогнозирования интенсивности ОПП в случае реализации факторов опасности на ПОППУ, находящемся в определенном техническом состоянии, может быть определена ожидаемая частота возникновения аварий. В соответствии с рекомендациями [2] ожидаемая частота возникновения аварий под воздействием ОПП определяется лишь для ПОППУ, на которых $\bar{\Omega} \geq 1$. Для ПОППУ, где $\bar{\Omega} < 1$, считается, что ОПП могут привести лишь к инцидентам. Значение $\bar{\Omega}$ вычисляется суммированием по всем ОПП приведенных дифференциальных частот проявления опасности от j -го природного фактора $\bar{\Omega}_j$:

$$\bar{\Omega} = \sum_{j=1}^n \bar{\Omega}_j. \quad (1)$$

где n – общее количество ОПП.

Приведенные дифференциальные частоты проявления опасности от одномоментных геологических воздействий (оползней, провалов и оседаний земной поверхности, обусловленных развитием карстовых, карстово-суффозионных и суффозионных процессов, разжижением и выносом грунтов) следует

определять по соотношению (2); приведенные дифференциальные частоты для переработки берегов рек и водоемов, оврагообразования, а также других относительно постоянно развивающихся во времени и пространстве перманентных геологических опасностей – по соотношению (3):

$$\bar{\Omega}_j = \frac{S_0 \varpi_j}{\Delta L \lambda_0} (1 - F(\Phi_{M, j, \text{крит}})); \quad (2)$$

$$\bar{\Omega}_j = \frac{S_0 \varpi_j}{\Delta L \lambda_0} \frac{dF(\Phi_{M, j, \text{крит}})}{d\Phi_{M, j}} \frac{\Phi_{M, j, \text{крит}}}{S_{\text{пл}}}, \quad (3)$$

где $S_0 = \Delta L D$ и $S_{\text{пл}} = \Delta L H$, км², – соответственно площади потенциально опасного участка МГ и района исследований ОПП (где ΔL , км, – длина ПОППУ; D , км, – внешний диаметр трубопровода; H , км, – ширина коридора исследований ОПП на ПОППУ); λ_0 , аварий/км, – рассчитанная на стадии проектирования удельная ожидаемая частота аварий (удельная частота аварий на новом газопроводе) в год; ϖ_j , случаев/км², – удельная частота проявления j -го мгновенного ОПП в районе исследований в год; $F(\Phi_j)$ – функция распределения вероятности j -го опасного природного фактора интенсивности Φ_j ; $\Phi_{M, j, \text{крит}}$ и $\Phi_{M, j, \text{крит}}$ – критические (для инициализации аварии) интенсивности j -го перманентного (П) или мгновенного (М) природных факторов, действующих на проектный объект; $\Phi_{M, j, \text{крит}}$ – средняя скорость изменения интенсивности j -го перманентного природного фактора $\Phi_{M, j}$ в районе исследований.

Функции распределения вероятностей интенсивности опасных природных факторов и удельные частоты проявления мгновенных природных процессов определяются при проведении работ на этапах идентификации факторов опасности, оценки степени опасности природных процессов и прогноза их развития. Критические интенсивности природных факторов рассчитываются в соответствии с Р Газпром 2-2.4-779-2014.

Ожидаемая удельная частота аварий, вызванных ОПП, вычисляется по формуле

$$\lambda_n = \lambda_{n0} \bar{\Omega}, \quad (4)$$

где λ_{n0} – ожидаемая частота аварий не подверженного воздействию ОПП участка ЛЧ МГ на стадии его эксплуатации (рассчитывается в соответствии с рекомендациями [3]).

³ См. СТО Газпром 2-2.3-253-2009. Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов. – М.: Газпром экспо, 2009; СТО Газпром 2-2.1-249-2008. Магистральные газопроводы. – М.: Газпром экспо, 2008; СТО Газпром 2.3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. – М.: Газпром экспо, 2010; СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов. – М.: Газпром экспо, 2007; Р Газпром 2-2.4-779-2014. Контроль технического состояния участков магистральных газопроводов в местах развития опасных инженерно-геологических процессов. – СПб.: Газпром экспо, 2014; СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы / актуализированная ред. СНиП 2.05.06-85*; СП 33.13330.2012. Расчет на прочность стальных трубопроводов / актуализированная ред. СНиП 2.04.12-86; РД 51-4.2.-003-97 Методические рекомендации по расчетам конструктивной надежности магистральных трубопроводов.

Расчет Y – прямого ущерба от одной аварии на ПОППУ – необходимо проводить на основе определения каждой из l составляющих ущерба при выбранном k -м сценарии аварии $Y_k^{(l)}$ с последующим суммированием с учетом условных вероятностей реализации различных сценариев развития аварии P_k :

$$Y = \sum_{k=1}^K P_k \sum_{l=1}^6 Y_k^{(l)}. \quad (5)$$

В соответствии с СТО Газпром 2-2.3-351 составляющими ущерба при k -м сценарии аварии (индекс l изменяется от 1 до 5) являются:

$Y_k^{(1)}$ – социально-экономический ущерб вследствие гибели и травматизма людей;

$Y_k^{(2)}$ – прямой ущерб, связанный с повреждением (уничтожением) самого аварийного объекта, а также потерей газа;

$Y_k^{(3)}$ – ущерб, связанный с уничтожением и повреждением имущества других (третьих) лиц;

$Y_k^{(4)}$ – экологический ущерб, определяемый как вред, нанесенный компонентам окружающей среды в результате аварии;

$Y_k^{(5)}$ – затраты на локализацию аварии, ликвидацию ее последствий и расследование.

В дополнение к составляющим ущерба, представленным в СТО Газпром 2-2.3-351, рекомендуется рассматривать еще одну составляющую – затраты на восстановление $Y_k^{(6)}$.

Все составляющие ущерба определяются исходя из реализуемых в конкретном k -м сценарии поражающих факторов на основе соответствующих методик, приведенных в СТО Газпром 2-2.3-351. В обобщенном виде сценарий аварии на ЛЧ МГ описывается следующим образом: разгерметизация трубопровода с истечением газа в окружающую среду → взаимодействие потоков газа, истекающих из места разрыва, между собой и с окружающей средой с формированием интегрального течения и физико-химической трансформацией газа (физическое проявление аварии) → воздействие поражающих факторов на реципиентов → поражение реципиентов. Конкретные сценарии аварии выбираются исходя из возможных физических проявлений.

К основным физическим проявлениям аварии на МГ и ее поражающим факторам, характеризующим группы сценариев, относятся следующие:

- разрыв газопровода без воспламенения с истечением газа в виде двух высоко-

скоростных вынужденных конвективных струй из концов разрушенного участка (поражающие факторы – разлет осколков, первичная ударная воздушная волна, динамический напор струи, загазованность);

- разрыв газопровода без воспламенения с интегральным истечением газа из образовавшегося котлована в виде свободной конвективной плавучей струи (шлейфа) (поражающие факторы – разлет осколков, первичная ударная воздушная волна, загазованность);

- разрыв газопровода с воспламенением газа, дефлаграционным сгоранием отдельных турбулентных вихрей и образованием струевого пламени (поражающие факторы – разлет осколков, первичная ударная воздушная волна, динамический напор струи, вторичная воздушная волна сжатия, прямое воздействие пламени и горячих продуктов горения, тепловое излучение);

- разрыв газопровода с воспламенением газа, дефлаграционным сгоранием отдельных турбулентных вихрей и иницированием пожара колонного типа в котловане (поражающие факторы – разлет осколков, первичная ударная воздушная волна, вторичная воздушная волна сжатия, прямое воздействие пламени и горячих продуктов горения, тепловое излучение).

Условные вероятности реализации сценариев определяются исходя из имеющихся статистических данных на основе положения о полноте набора сценариев, описывающих аварию (при общем количестве сценариев K

должно выполняться равенство $\sum_{k=1}^K P_k = 1$). При

определении ущерба от аварии для анализа риска с учетом мониторинга опасности природных процессов допускается рассматривать (в качестве консервативной оценки) один сценарий аварии, при котором реализуются максимальные значения поражающих факторов (сценарий наиболее опасной по последствиям аварии).

Таким образом, анализ риска с учетом мониторинга опасности природных процессов подразумевает получение ряда количественных и качественных показателей, позволяющих всесторонне оценить степень опасности для ЛЧ МГ воздействия ОПП. Основным показателем опасности является удельный совокупный техногенный риск, который применительно к оценке опасности природных процессов при определенных значениях ожидаемой

частоты аварий, обусловленной воздействием ОПП, и консервативной оценке прямого ущерба от единичной аварии выражен формулой:

$$\bar{R} = \lambda_n Y = \lambda_{n0} Y \sum_{j=1}^n \bar{\Omega}_j = \sum_{j=1}^n \bar{R}_j; \quad \bar{\Omega} \geq 1, \quad (6)$$

где \bar{R}_j – удельный техногенный риск j -го ОПП. Величина \bar{R}_j приводится для всех ПОППУ трассы газопровода.

В целях анализа степени опасности ПОППУ вдоль трассы газопровода на ситуационных планах целесообразно в соответствии с матрицей «Частота аварий – прямой ущерб от аварии» (см. рис. 1) отметить опасные (красным) и умеренно опасные (желтым) места. Для сравнения риска аварии, вызванного совокупным воздействием ОПП, с риском аварии вследствие не зависящих от воздействия ОПП причин при $\bar{\Omega} < 1$, а также для сравнительной оценки возможности возникновения инцидентов под воздействием ОПП на ПОППУ при $\bar{\Omega} < 1$ целесообразно отображать на ситуационных планах значение $\bar{\Omega}$ (с ростом $\bar{\Omega}$ возрастает негативное воздействие ОПП на газопровод).

Сравнительный анализ вклада в риск аварии различных опасных процессов можно выполнять с использованием относительных частот проявления опасности j -х природных факторов $\bar{\Omega}_j / \bar{\Omega}$.

Разработанные методические подходы к оценке риска эксплуатации МГ, обусловленного ОПП, могут быть использованы:

- при обосновании мероприятий, направленных на безопасную и надежную эксплуатацию объектов ГТС в сложных инженерно-геологических условиях;
- в ходе проведения анализа риска объектов газоснабжения и при разработке деклараций промышленной безопасности, обоснований безопасности, паспортов безопасности, планов мероприятий по локализации и ликвидации аварий на ЛЧ МГ.

Список литературы

1. Власова Л.В. Природные факторы при аварийности газопроводов / Л.В. Власова // Геозкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2009. – № 3. – С. 264–270.
2. Р Газпром 2-2.3-903-2014. Методика расчета рисков на основе динамической оценки опасности природных процессов. – СПб.: Газпром экспо, 2016.
3. Рекомендации по учету влияния технико-технологических, природно-климатических и других факторов при прогнозировании аварийности на МГ ОАО «Газпром» / утв. 27.03.2007.

Technical approaches to assessment of emergency risk for linier parts of gas mains caused by dangerous natural processes

L.V. Vlasova^{1*}, Yu.V. Gamera¹, S.V. Ovcharov¹, Yu.Yu. Petrova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. Facilities of Russian Gas Transportation System (GTS) are functioning and are being planned to allocation in conditions of development of practically every known dangerous geological, hydrological and other natural process, which together exert multiply influence on gas supply facilities. Such natural dangerous factors are seismicity, soil slips, karst, erosion, permafrost, swamping. While exploiting gas mains (GM), as a result of complex interaction of these factors among themselves and with operated engineering systems the functioning conditions and technical state of GTS facilities could change for the worse, and the rate of accidents could increase.

The article presents some updated methodical approaches to quantitative risk assessment of potential emergencies at GMs linier parts in places with difficult engineering-geological media on account of estimations of dangerousness of environmental processes. Application of these approaches will allow for ranking sites in order to substantiate priorities of diagnostics and repairs, as well as to organize, develop and optimize systems aimed at monitoring and control of damaging and destroying impact of hazardous natural processes at the linier parts of GMs, and arrangements preventing alarm conditions.

Keywords: gas mains, linier part of a trunk gas pipeline, emergency, risk assessment, natural dangers.

References

1. VLASOVA, L.V. Environmental factors at breakdowns of gas pipelines [Prirodnyey faktory pri avariynosti gazoprovodov]. *Geoekologiya, inzhenernaya geologiya, gidrogeologiya, geokriologiya*. 2009, no. 3, pp. 264–270. ISSN 0869-7803. (Russ.).
2. GAZPROM PJSC. *Recommendations R 2-2.3-903-2014. Procedure for calculation of risks on the basis of dynamical assessment of environmental dangers* [Metodika rascheta riskov na osnove dinamicheskoy otsenki opasnosti prirodnykh processov]. St.Petersburg: Gazprom expo, 2016.
3. GAZPROM PJSC. *Recommendations on account of man-caused, environmental and other factors at forecasting breakdowns at gas mains of Gazprom OJSC* [Rekomendatsii po uchetu vliyania tekhniko-tekhnologicheskikh, prirodno-klimaticheskikh i drugikh faktorov pri prognozirovanii avariynosti na MG OAO “Gazprom”]. Adopted on March 27, 2007.

УДК 622.32::004.413.4

Методическое обеспечение и проблемы анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса

М.В. Лисанов¹, А.С. Печеркин^{1*}, С.И. Сумской², А.А. Швыряев³

¹ ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», Российская Федерация, 105082, Москва, Переведеновский пер., д. 13, стр. 14

² НИЯУ МИФИ, Российская Федерация, 115409, Москва, Каширское ш., д. 31

³ МГУ им. М.В. Ломоносова, Российская Федерация, Москва, 119991, Ленинские горы, д. 1

* E-mail: pecherkin@safety.ru

Тезисы. Статья посвящена риск-ориентированному подходу к обеспечению промышленной безопасности опасных производственных объектов (ОПО), внедряемому Ростехнадзором. Рассматриваются новые требования промышленной безопасности и методические документы по анализу риска аварий на ОПО. Представлены примеры анализа риска аварий применительно к нефтегазовым объектам. Сравниваются методики анализа риска (руководства по безопасности), утвержденные Ростехнадзором, и методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (утверждена приказом МЧС России от 10.07.2009 № 404).

Предложены средства повышения эффективности риск-ориентированного обеспечения промышленной безопасности: 1) системы дистанционного сбора и анализа данных об инцидентах и авариях; 2) отечественные компьютерные программы (базы расчетных данных о последствиях аварий и показателях риска), разработанные с учетом требований импортозамещения, в том числе с применением методов вычислительной гидродинамики; 3) методология оценки эффективности барьеров безопасности (организационных и технических мер безопасности).

Ключевые слова:

анализ риска, авария, безопасность, взрыв, методика, требования промышленной безопасности.

В 2013–2016 гг. произошли знаковые изменения законодательства в области промышленной безопасности. Основная цель – устранение избыточных административных барьеров бизнесу путем внедрения в контрольно-надзорную деятельность Ростехнадзора риск-ориентированного подхода, основанного на методологии анализа риска и позволяющего оптимизировать методы и частоту проверок (контрольно-надзорных мероприятий) с учетом степени риска опасных производственных объектов (ОПО). В основе таких изменений – выполнение распоряжений, связанных с совершенствованием контрольно-надзорной деятельности, в том числе поручения Президента РФ от 29.03.2010 № Пр-839 (см. п. 2в).

Наиболее важные изменения касаются:

- регистрации ОПО по четырем классам опасности, увязывающим жесткость контроля со степенью опасности;
- экспертизы промышленной безопасности и аттестации экспертов с учетом класса опасности ОПО;
- уточнения условий переработки деклараций промышленной безопасности;
- введения новой процедуры – разработки обоснования безопасности ОПО (аналога «специальных технических условий (СТУ)» применительно к отступлениям от требований промышленной безопасности при эксплуатации ОПО).

К настоящему моменту актуализирован ряд нормативных правовых актов, в том числе Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», разработаны новые федеральные нормы и правила (ФНП) в области промышленной безопасности, содержащие положения о методологии анализа опасностей и оценки риска аварий [1]. Например, в п. 2.1 Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических

и нефтеперерабатывающих производств¹ (далее – ФНП ОПВБ) указано: «Разработка технологического процесса, разделение технологической схемы производства на отдельные технологические блоки, применение технологического оборудования, выбор типа отключающих устройств и мест их установки, средств контроля, управления и ... ПАЗ² должны быть обоснованы в проектной документации результатами анализа опасностей технологических процессов, проведенного в соответствии с приложением № 1 к ... Правилам, с использованием методов анализа риска аварий». Аналогичные требования содержатся также в Правилах безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов³.

Одновременно в целях содействия соблюдению требований ФНП по инициативе Ростехнадзора и при поддержке нефтегазовых компаний АК «Транснефти», «Газпром нефти», «Лукойла» за этот период разработан и актуализирован комплекс руководств по безопасности (РБ) Ростехнадзора, рекомендуемых для анализа риска аварий на ОПО (таблица). Комплекс разработан на основе зарубежной практики оценки риска, а также отечественного опыта декларирования промышленной и пожарной безопасности, разработки СТУ, обоснования безопасности ОПО и расчета пожарного риска [2–4]. В РБ также нашли отражение положения ряда стандартов нефтегазовых компаний, в том числе ПАО «Газпром» (СТО Газпром 2-2.3-351-2009, СТО Газпром 2-2.3-400-2009, СТО Газпром 2-2.3-569-2011 и др.).

Следует отметить, что все перечисленные методики, кроме указанной в п. 8 таблицы, реализованы в отечественном программном комплексе TOXI+RISK⁴ [6], включенном в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных Минкомсвязи России. Что касается применения методов вычислительной гидродинамики, или CFD-моделирования, к аварийным процессам, то в настоящее время в ЗАО НТЦ ПБ ведется работа над созданием программного комплекса TOXI+CFD для расчета параметров

рассеяния аварийных выбросов и волн давления при горении и взрыве газообразных топливно-воздушных смесей (ТВС), не уступающего по функциональным возможностям и эффективности программе FLACS.

На рис. 1 и 2 представлены некоторые примеры расчета показателей риска взрыва при обосновании взрывоустойчивости зданий на территории газоперерабатывающего завода с помощью TOXI+RISK в соответствии с ФНП ОПВБ (см. п. 10.4, Приложение 3) и методами обоснования взрывоустойчивости зданий и сооружений (см. п. 9 таблицы) [7, 8].

Экспертиза деклараций промышленной безопасности, СТУ и обоснований безопасности ОПО нередко выявляет случаи применения Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах [9] (далее – методика МЧС) для анализа риска аварий, что представляется неприемлемым для адекватной оценки риска большинства ОПО.

Методики Ростехнадзора (см. таблицу), применяемые при количественной оценке риска (КОР), принципиально отличаются от методики МЧС, прежде всего с юридической точки зрения: они предназначены для оценки риска различных событий – риска аварии и пожарного риска, соответственно. Но основное отличие документов Ростехнадзора заключается в возможности использования при принятии решений по безопасности более полного набора методов (включая качественную / полуколичественную оценку риска) и наличии алгоритмов расчета:

1) дрейфа облака ТВС, являющегося для выброса сжиженного углеводородного газа (СУГ) наиболее опасным сценарием, с учетом метеоусловий, существенно влияющих на рассеяние газовых облаков;

2) истечения и рассеяния аварийного выброса ОВ из протяженных трубопроводных систем, в том числе магистральных, промышленных и технологических трубопроводов (эстакад), и при фонтанировании многофазных сред из нефтегазовых скважин;

3) термодинамических параметров облаков ОВ при аварийном выбросе СУГ и нестабильных жидкостей (актуально для моделирования аварий на магистральных трубопроводах, химических реакторах/аппаратах);

4) риска взрыва для замкнутых, полужамкнутых зданий, помещений и условий сложного рельефа местности с использованием методов вычислительной гидродинамики.

¹ Утверждены приказом Ростехнадзора от 26.11.2015 № 480.

² ПАЗ – противоаварийная автоматическая защита.

³ Утверждены приказом Ростехнадзора от 06.07.2013 № 520.

⁴ см. Программные средства по промышленной безопасности. – <https://www.safety.ru/software>.

Нормативные методики анализа риска аварий на ОПО, утвержденные Ростехнадзором

РБ (приказ Ростехнадзора)	Характеристика
1. Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах (от 11.04.2016 № 144)	Основной документ в рассматриваемом комплексе методик. Содержит: изложение методологии анализа риска; перечень этапов анализа риска; формулы расчета показателей риска; описания различных методов анализа риска (в том числе качественных – идентификации опасностей технологического объекта*, анализа опасности и работоспособности**, деревьев отказов*** и событий**** и др.); частоты разгерметизации типового оборудования; критерии поражения/разрушения. РБ фактически заменило предшествующий ему основной документ Ростехнадзора в области анализа риска – РД 03-418-01
2. Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности (от 29.06.2016 № 272)	Количественная оценка риска аварии на ОПО нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности, примеры построения деревьев событий, расчет истечения и массы выброса опасных веществ (ОВ), показателей риска
3. Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов (от 17.06.2016 № 228)	Расчет показателей риска линейной части и площадочных сооружений, ранжирование опасности магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов
4. Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ (от 20.04.2015 № 158)	Алгоритм расчета распространения ОВ в атмосфере при аварийном выбросе, основанный на модели рассеяния «тяжелого» газа. РБ фактически заменило РД-03-26-2007
5. Методика оценки риска аварий на технологических трубопроводах, связанных с перемещением взрывопожароопасных газов (от 17.09.2015 № 365)	Область распространения: технологические трубопроводы и эстакады, транспортные пути перевозки газообразных ОВ
6. Методика оценки риска аварий на технологических трубопроводах, связанных с перемещением взрывопожароопасных жидкостей (от 17.09.2015 № 366)	Область распространения: технологические трубопроводы и эстакады, транспортные пути перевозки опасных жидкостей
7. Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей (от 31.03.2016 № 137)	Расчет параметров ударных волн при взрывах (дефлаграции/детонации) ТВС, оценка зон разрушения. РБ фактически заменило РД-03-409-01
8. Методика оценки последствий аварий на взрывопожароопасных химических производствах (от 20.04.2015 № 160)	Соотношения вычислительной гидродинамики (<i>англ.</i> computational fluid dynamics, CFD) для расчета рассеяния и взрыва в 3-мерном пространстве. Реализована математическая модель вычислительной гидродинамики программного продукта FLACS норвежской фирмы GEXCON [4–6]
9. Методы обоснования взрывоустойчивости зданий и сооружений при взрывах ТВС на опасных производственных объектах (от 13.05.2015 № 189)	Разъяснения требований промышленной безопасности и рекомендации по применению ФНП ОПВБ (в части Приложения 3) для обоснования взрывоустойчивости зданий (операторных) на ОПО на основе количественного анализа риска взрыва. Включает критерии допустимого риска разрушений зданий (допускается частота воздействия взрыва на здание не выше 10^{-4} год ⁻¹)
10. Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи (от 17.08.2015 № 317)	Расчет последствий и показателей риска аварий на сухопутных объектах нефтегазодобычи, в том числе для промысловых трубопроводов
11. Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса (от 17.08.2015 № 364)	Расчет последствий и показателей риска аварий на объектах нефтегазодобычи на шельфе. Содержит статистику выбросов опасных веществ
12. Методические рекомендации по разработке обоснования безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса (от 30.09.2015 № 387)	Рекомендации по разработке обоснования безопасности ОПО с примерами оформления основных разделов обоснования безопасности нефтегазовых ОПО
13. Методика установления допустимого риска аварии при обосновании опасных производственных объектов нефтегазового комплекса (23.08.2016 № 349)	Устанавливает критерии допустимого риска аварий при разработке обоснования безопасности ОПО

* *англ.* HAZard IDentification, HAZID.** *англ.* HAZard and OPerability study, HAZOP.*** *англ.* Fault Tree Analysis, FTA.**** *англ.* Event Tree Analysis, ETA.

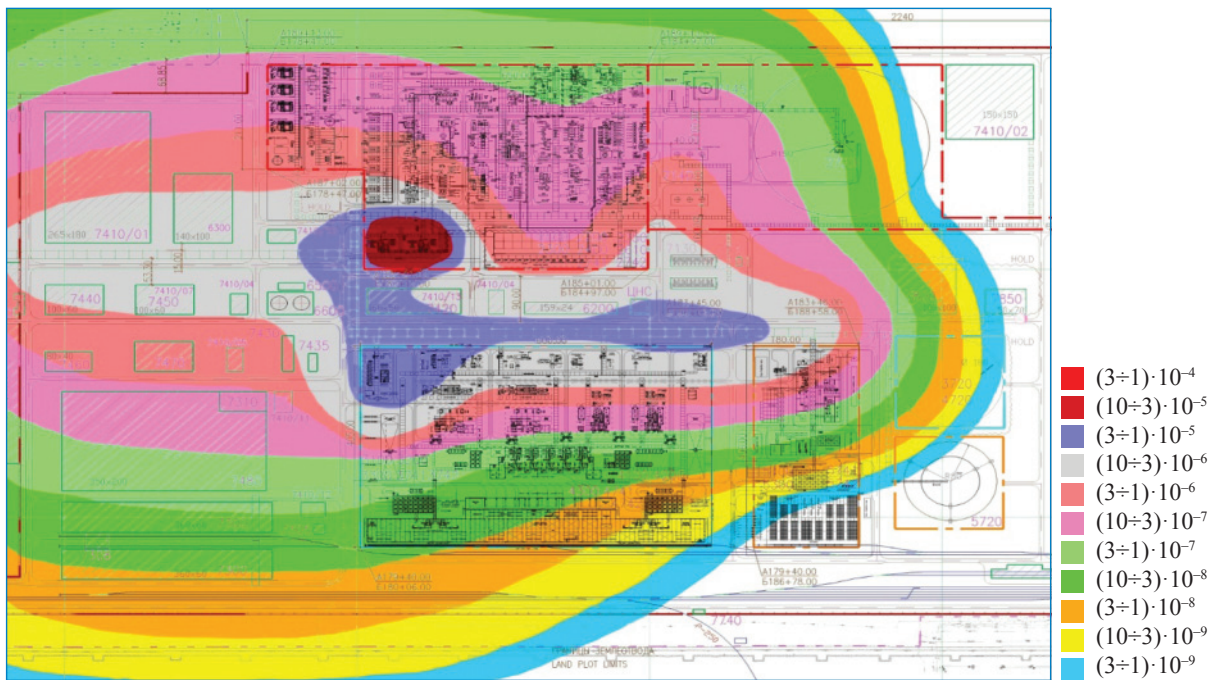


Рис. 1. Схема территориального распределения потенциального риска разрушения зданий при избыточном давлении во фронте падающей ударной волны $\Delta P_{\phi} = 28$ кПа при авариях на ОПО

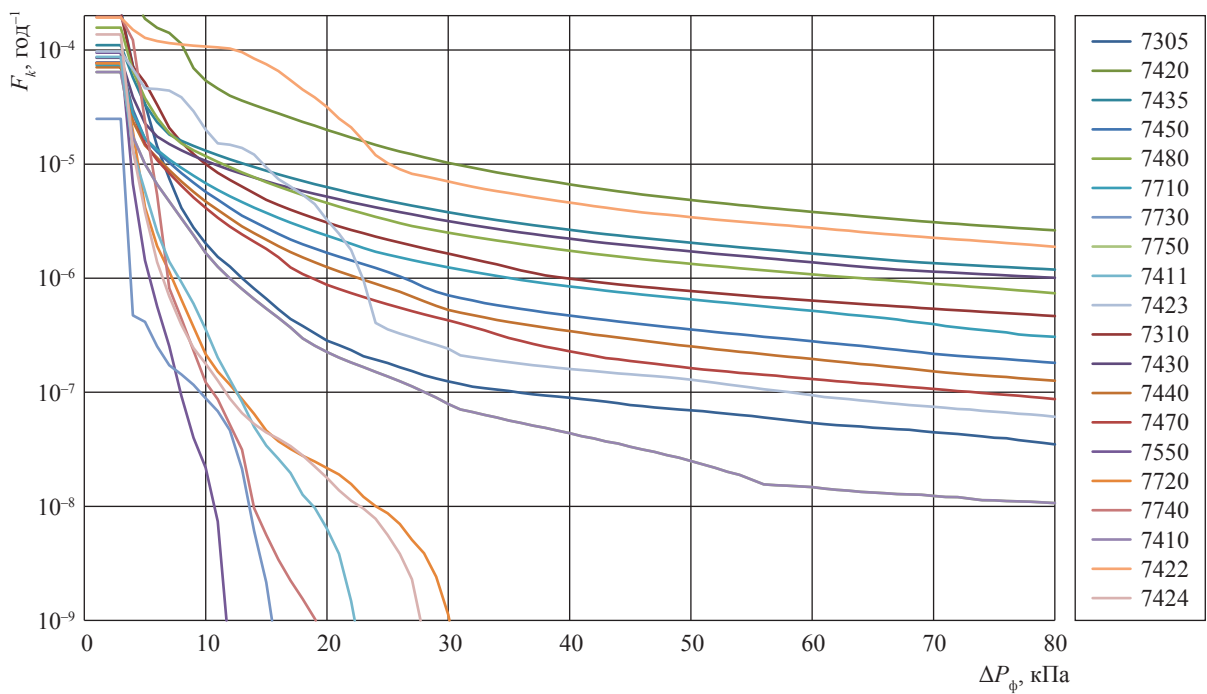


Рис. 2. Зависимости накопленной частоты F_k превышения давления ΔP_{ϕ} от величины ΔP_{ϕ} для различных зданий: цифры в экспликации – номера зданий и сооружений объекта, для которых строились кривые

Практика показывает в некоторых случаях существенное расхождение результатов расчетов по методикам Ростехнадзора и методике МЧС, особенно для сложных производств и объектов с обращением СУГ, причем как в сторону переоценки, так и в сторону недооценки опасностей. Например, очевидно, что неучет методикой МЧС сценариев на технологических трубопроводах может существенно снизить риск аварии, так как, по статистике, именно разгерметизация трубопроводов является одной из наиболее вероятных причин аварий на ОПО. Завышение риска может наблюдаться в случае, например, необоснованного рассмотрения сценариев с «огненным шаром» для одиночных резервуаров с нефтепродуктами, для которых такие сценарии фактически исключены (невозможность длительного пожара вблизи резервуара). Вместе с тем РБ Ростехнадзора напрямую рекомендуют использовать фрагменты методики МЧС для анализа последствий ряда «пожарных» сценариев – пожара пролива, «огненного шара», струевого горения, а также для расчета индивидуального риска при возникновении пожара при авариях в помещениях, на морских платформах.

Следует указать на ограниченность КОР применительно к принятию решений по обеспечению безопасности. Несмотря на очевидные достоинства (выявление наиболее «опасных мест» в технологической системе, сравнение различных опасностей по единым показателям, наглядность), имеются существенные недостатки [10]:

1) ограниченность статистических данных, особенно для вероятности событий, предшествующих выбросу ОВ, и событий, связанных с проявлением «человеческого фактора» (на практике КОР – это «вероятностный анализ последствий», при котором в расчетах не учитываются меры предупреждения аварий/пожаров);

2) повышенные требования к квалификации исполнителей-расчетчиков и необходимость реализации методик с помощью электронных вычислительных машин;

3) вариативность при выборе допущений, возможность применения упрощенных моделей аварийных процессов и «подгонки» расчетов при сравнении с критериями допустимого (приемлемого) риска.

При адекватном риск-менеджменте указанные недостатки КОР частично нивелируются применением методов качественного анализа

опасностей технологических процессов, включая HAZID, HAZOP [10, 11], экспертной оценкой и контролем выполнения требований безопасности. Выбор методов и показателей риска определяется задачами анализа риска, причем результаты оценки риска для ОПО могут зависеть от условий и стадий жизненного цикла объекта.

КОР наиболее эффективна на стадии проектирования для обоснования размещения объекта, зданий и сооружений, определения безопасных расстояний от ОПО до населенных пунктов или иных объектов с присутствием людей, а также при сравнении и обосновании технических и технологических решений, мер защиты. При этом уменьшается роль человеческого фактора. Например, применение КОР при обосновании отступлений от требований к размещению запорной арматуры на магистральном конденсатопроводе длиной около 150 км позволяет снизить расходы на строительство (без фактического снижения безопасности людей) на несколько миллиардов рублей [12].

На стадии эксплуатации методологию КОР с учетом ее корректировки (например, в виде методологии инспекции оборудования с учетом факторов риска – RBI (*англ.* risk based inspection)) целесообразно применять для оценки периодичности обследования технических устройств и сооружений на ОПО [13, 14].

Повысить эффективность применения риск-ориентированного подхода к обеспечению промышленной безопасности можно путем решения ряда проблем, в том числе:

- создания систем сбора и анализа данных об инцидентах и аварийности, в том числе на основе системы дистанционного контроля Ростехнадзора и Системы мониторинга и управления инженерными системами МЧС России;
- совершенствования отечественных компьютерных программ (баз результатов расчетов последствий аварий и показателей риска) с учетом требований импортозамещения, в том числе в части применения методов вычислительной гидродинамики;
- разработки методологий:
 - определения параметров (и критериев установки) запорной арматуры для химико-технологических объектов (в том числе с учетом риска гидродара);
 - оценки риска эскалации аварии (эффекта «домино»);

- оценки эффективности барьеров безопасности (мер защиты);
- внедрения методологии оценки срока эксплуатации технических устройств, оборудования под давлением для планирования межремонтных пробегов и инспекций с учетом факторов риска.

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. 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.
3. Пааске Б. Российско-норвежский проект «Баренц-2020»: гармонизация стандартов в области анализа риска / Б. Пааске, М.В. Лисанов, В.С. Сафонов и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2011. – № 4. – С. 10–14.
4. Агапова Е.А. Сравнительный анализ российских и зарубежных методик и компьютерных программ по моделированию аварийных выбросов и оценке риска / Е.А. Агапова, Д.В. Дегтярев, М.В. Лисанов и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2015. – № 9. – С. 71–78.
5. Hansen O.R. Validation of FLACS for vapor dispersion from LNG spills: model evaluation protocol / O.R. Hansen, M. Ichard, S.G. Davis // Proc. of 12th Annual International Symposium of the Mary Kay O'Connor Process Safety Center, 27–28 October 2009. – College Station: Texas A&M University, 2009.
6. Агапов А.А. Сертификация и верификация программных средств / А.А. Агапов, Е.А. Агапова // Безопасность труда в промышленности. – 2015. – № 4. – С. 58–60.
7. Дегтярев Д.В. Количественный анализ риска при обосновании взрывоустойчивости зданий и сооружений / Д.В. Дегтярев, М.В. Лисанов, С.И. Сумской и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2013. – № 6. – С. 82–89.
8. Ефремов К.В. Расчет зон разрушения зданий и сооружений при взрывах топливно-воздушных смесей на опасных производственных объектах / К.В. Ефремов, М.В. Лисанов, А.С. Софьин и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2011. – № 9. – С. 70–77.
9. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах / утв. приказом МЧС России от 10.07.2009 № 404, изменения утв. приказом МЧС России от 14.12.2010 № 649.
10. Лисанов М.В. О регулировании промышленной безопасности по количественным критериям допустимого риска / М.В. Лисанов, С.И. Сумской, Е.В. Ханин // Безопасность труда в промышленности. – 2012. – № 12. – С. 53–61.
11. Лисанов М.В. Внедрение методологии анализа опасностей HAZOP при проектировании нефтегазовых объектов компании ТНК-ВР / М.В. Лисанов, В.В. Симакин, Е.В. Ханин и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – № 12. – С. 23–27.
12. Савина А.В. Анализ риска аварий на магистральных трубопроводах при обосновании минимальных безопасных расстояний / А.В. Савина, С.И. Сумской, М.В. Лисанов // Безопасность труда в промышленности. – 2012. – № 3. – С. 58–63.
13. Wintle J.B. Best practice for risk based inspection as a part of plant integrity management: contract research report of TWI and Royal & Sun Alliance Engineering / J.B. Wintle, B.W. Kenzie, G.J. Amphlett et al; prepared for the Health and Safety Executive. – 2001. – № 363. – URL: http://www.hse.gov.uk/research/crr_pdf/2001/crr01363.pdf (дата обращения: 17.08.2015).
14. Суarez X. Зарубежный опыт использования риск-ориентированного подхода при эксплуатации технических устройств на нефтегазовых объектах / X. Суarez, М. Финкельштейн, М.В. Лисанов и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2015. – № 8 – С. 24–30.

Methodical ware and issues of emergency risk analysis at dangerous industrial facilities of the oil-and-gas complex

M.V. Lisanov¹, A.S. Pecherkin^{1*}, S.I. Sumsko², A.A. Shvyryayev³

¹ NTTs PB CJSC, Bld. 13, Est. 14, Perevedenovskiy pereulok, Moscow, 105082, Russian Federation

² MEPhI National Research University, Bld. 31, Kashirskoe shosse, Moscow, 115409, Russian Federation

³ Lomonosov Moscow State University, Bld. 1, Leninskiye gory, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: pecherkin@safety.ru

Abstract. The article is dedicated to the issues of risk-informed approach being implemented by Rostekhnadzor for industrial safety provision of hazardous production facilities (HPF). The new requirements for industrial safety and guidance documents on emergency risk analysis are examined. Risk analysis procedures suggested by Rostekhnadzor (Safety Regulations) are compared with the EMERCOM of Russia procedure for calculating design values of fire risk at production facilities adopted on 10th of July, 2009.

It is mentioned, that some prospecting means are able to improve risk-informed provision of industrial safety, namely: 1) systems for remote gathering and analysis of data on incidents and accidental rates; 2) domestic software (bases of calculated data on after-effects of emergencies and risk indicators) developed with account of requirements for import substitution, including those that use CFD methods; 3) strategy for efficacy assessment of crash barriers (arrangements and engineering measures aimed at safety provision).

Keywords: risk analysis, emergency, safety, explosion, procedure, requirements of industrial safety.

References

1. ZHULINA, S.A., M.V. LISANOV, V.V. KOZELSKIY. Changes in General rules of explosion safety for explosion-fire-dangerous chemical, petrochemical and petroleum-refining industries [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.).
2. SAMSONOV, R.O., A.B. SKREPNIYUK, 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.).
3. PAASKE, B., M.V. LISANOV, V.S. SAFONOV et al. “Barents-2020” Russian-Norwegian project: harmonization of standards in risk analysis sphere [Rossiysko-norvezhskiy proyekt “Barents-2020”: garmonizatsiya standartov v oblasti analiza riska]. *Bezопасnost truda v promyshlennosti*. 2011, no. 4, pp. 10–14. ISSN 0409-2961. (Russ.).
4. AGAPOVA, Ye.A., D.V. Degtyarev, M.V. Lisanov et al. Comparative analysis of Russian and foreign procedures and software on simulation of emergency emissions and risk assessment [Sravnitelnyy analiz rossiyskikh i zarubezhnykh metodik i kompyutornykh program po modelirovaniyu aviarynykh vybrosov i otsenke riska]. *Bezопасnost truda v promyshlennosti*. 2015, no. 9, pp. 71–78. ISSN 0409-2961. (Russ.).
5. HANSEN, O.R., M. ICHARD, S.G. DAVIS. Validation of FLACS for vapor dispersion from LNG spills: model evaluation protocol. *Proc. of Annual International Symposium of the Mary Kay O'Connor Process Safety Center*. College Station: Texas A&M University, 2009, no. 12.
6. AGAPOV, A.A., Ye.A. AGAPOVA. Certification and verification of software [Sertifikatsiya i verifikatsiya programnykh sredstv]. *Bezопасnost truda v promyshlennosti*. 2015, no. 4, pp. 58–60. ISSN 0409-2961. (Russ.).
7. DEGTYAREV, D.V., M.V. LISANOV, S.I. SUMSKOY et al. Quantitative risk analysis at substantiation of explosion resistivity of buildings and constructions [Kolichestvennyy analiz riska pri obosnovanii vzryvoustoychivosti zdaniy i sooruzheniy]. *Bezопасnost truda v promyshlennosti*. 2013, no. 6, pp. 82–89. ISSN 0409-2961. (Russ.).
8. YEFREMOV, K.V., M.V. LISANOV, A.S. SOFIN et al. Calculating areas of demolished buildings and constructions after explosions of air-fuel mixtures at hazardous industrial facilities [Raschet zon razrusheniya zdaniy i sooruzheniy pri vzryvakh toplivno-vozdushnykh smesey na opasnykh proizvodstvennykh obyektakh]. *Bezопасnost truda v promyshlennosti*. 2011, no. 9, pp. 70–77. ISSN 0409-2961. (Russ.).
9. EMERCOM OF RUSSIA. Procedure for calculating design values of fire risk at production facilities [Metodika opredeleniya raschetnykh velichin pozharnogo riska na proizvodstvennykh obyektakh]. Adopted on 10.07.09, revised on 14.12.10.
10. LISANOV, M.V., S.I. SUMSKOY, Ye.V. KHANIN. On adjustment of industrial safety by quantitative criteria of tolerated risk [O regulirovaniy promyshlennoy bezопасnosti po kolichestvennykh kriteriyam dopustimogo riska]. *Bezопасnost truda v promyshlennosti*. 2012, no. 12, pp. 53–61. ISSN 0409-2961. (Russ.).

11. LISANOV, M.V., V.V. SIMAKIN, Ye.V. KHANIN et al. Implementation of HAZOP methodology of hazard analysis at designing oil-and-gas facilities of TNK-BP Company [Vnedreniye metodologii analiza opasnostey HAZOP pri proyektirovaniy neftegazovykh obyektoy kompanii TNK-BP]. *Bezopasnost truda v promyshlennosti*. 2010, no. 12, pp. 23–27. ISSN 0409-2961. (Russ.).
12. SAVINA, A.V., S.I. SUMSKOY, M.V. LISANOV. Analysis of emergency risk at trunk pipelines when substantiating minimal safe distances [Analiz riska avariyy na magistralnykh truboprovodakh pri obosnovanii minimalnykh bezopasnykh rasstoyaniy]. *Bezopasnost truda v promyshlennosti*. 2012, no. 3, pp. 58–63. ISSN 0409-2961. (Russ.).
13. WINTLE, J.B., B.W. KENZIE, G.J. AMPHLETT et al. *Best practice for risk based inspection as a part of plant integrity management* [online]. Prepared for the Health and Safety Executive. Contract research report of TWI and Royal & Sun Alliance Engineering. 2001, no. 363 [viewed on 21 January 2017]. Available from: http://www.hse.gov.uk/research/crr_pdf/2001/crr01363.pdf (viewed 17 August 2015).
14. SUAREZ, H., M. FINKELSHEIN, M.V. LISANOV et al. Foreign experience in risk-informed approach to operation of technical equipment at oil-and-gas facilities [Zarubezhnyy opyt ispolzovaniya risk-orientirivannogo podkhoda pri ekspluatatsii tekhnicheskikh ustroystv na neftegazovykh obyektoykh]. *Bezopasnost truda v promyshlennosti*. 2015, no. 8, pp. 24–30. ISSN 0409-2961. (Russ.).

УДК 628.517

Повышение безопасности труда на предприятиях ПАО «Газпром» (компрессорные станции)

А.Л. Терехов

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_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Рассмотрены условия труда на предприятиях ПАО «Газпром» в части фактора производственного шума. Так, на предприятиях транспортировки углеводородов более 30 % рабочих мест характеризуются вредными условиями труда, и одним из основных вредных факторов является шум, главным источником которого служат компрессорные станции.

В статье приведены сведения о негативном влиянии шума на персонал. В результате оценки профессиональных рисков для основных профессий на объектах транспортировки газа установлено, что интенсивный шум создает недопустимые уровни риска как при работе в освоенных традиционных районах добычи нефти и газа, так и в экстремальных условиях арктического шельфа, Дальнего Востока и Камчатки.

В работе дан обзор мероприятий по управлению соответствующими рисками. Содержится алгоритм разработки мероприятий по снижению шума технологического оборудования с прогнозированием результатов внедрения. Показаны примеры внедрения мероприятий на предприятиях транспорта газа.

Многолетний опыт работы автора статьи позволяет рекомендовать проверенные на практике мероприятия по снижению шума в источнике его возникновения, на путях распространения, а также по ослаблению неблагоприятного воздействия шума на персонал с помощью средств индивидуальной защиты.

Более 30 % рабочих мест на предприятиях топливно-энергетического комплекса характеризуются вредными условиями труда [1, 2]. И одним из основных вредных факторов, воздействующих на работников предприятий, является шум. На газотранспортных предприятиях рабочие места с превышением допустимого уровня производственного шума составляют более 60 % всех рабочих мест с вредными условиями труда (рис. 1) [2]. Основным источником шума в данном случае представляют компрессорные станции (КС) [3, 4].

Из-за рассеянного внимания ремонтного и эксплуатационного персонала под воздействием интенсивного шума неблагоприятные условия труда на предприятиях могут привести к незамеченным инцидентам на технологическом оборудовании и, как следствие, к производственным травмам, а также перерасти в техногенную аварию [5].

Шум высокой интенсивности негативно влияет на окружающую среду и основные биотические компоненты – флору, фауну и человека. Публикации медико-биологической направленности [6, 7] позволяют установить высокую эколого-гигиеническую значимость шума как вредного производственного фактора. Шум относится к группе факторов физической природы и имеет специфические особенности влияния на организм человека, которое проявляется в функциональных и морфологических изменениях различных систем, органов, тканей и клеток. Это влияние зависит от уровня и времени воздействия шума. Экспертиза результатов специальной оценки условий труда на основных производствах ПАО «Газпром» показала, что условия труда на многих рабочих местах основных профессий по шуму относятся к классу 3.3 [1, 2].

При работе персонала в условиях класса 3.3 в период трудовой деятельности у работников развиваются профессиональные болезни легкой и средней тяжести

Ключевые слова: трубопроводный транспорт, интенсивность излучения шума, вредные условия труда, производственный травматизм, профессиональные риски, техносферные аварии, безопасность технологических процессов, снижение шума.

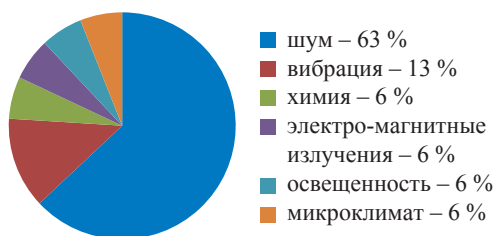


Рис. 1. Вредные факторы, воздействующие на работников газовой отрасли (транспорт газа)

с потерей профессиональной трудоспособности, растет хроническая патология¹. Как вредный производственный фактор шум включен в Перечень производств, профессий и работ с вредными условиями труда [8]; персонал, работающий в условиях интенсивного шума, получает компенсации и льготы².

Оценка профессиональных рисков

Для решения вопроса о целесообразности внедрения мероприятий по снижению шума необходимо произвести оценку профессиональных рисков для работающих в условиях повышенного шума и в случаях недопустимых рисков организовать мероприятия по управлению этими рисками. В ПАО «Газпром» принята методика количественной субъективной оценки профессиональных рисков в виде обязательного к применению отраслевого стандарта³, который определяет порядок идентификации опасностей, оценки рисков, оформления результатов оценки рисков и разработки мероприятий, направленных на снижение или исключение рисков в структурных подразделениях, дочерних обществах и организациях ПАО «Газпром».

При оценке рисков последовательно выполняются следующие процедуры: идентификация опасностей, определение уровня риска, оценка риска на предмет его допустимости, выбор дополнительных мер по управлению рисками, анализ результатов оценки рисков, документирование и хранение информации.

¹ См. Р 2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – М.: Роспотребнадзор, 2005.

² См. Трудовой кодекс РФ, ст. 219.

³ См. СТО Газпром 18000.1-2014. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром». Положение по идентификации опасностей и управлению рисками. – М.: Газпром экспо, 2014. – 34 с.

Тяжесть возможных последствий идентифицированных опасных событий оценивается экспертами с помощью матрицы определения уровня риска на предмет его принадлежности к одной из пяти категорий тяжести риска.

Оценка вероятности проводится с учетом существующих мер управления экспертным путем на основании опыта последних 10 лет и мнения группы экспертов о возможности того или иного последствия опасного события. С помощью матрицы определяется уровень (рейтинг) риска как сочетание тяжести и вероятности последствий конкретного опасного события. Если требуются дополнительные меры управления рисками (необходимость таковых определяется через процедуру доказательства практически целесообразного низкого уровня), то их выбор осуществляется исходя из принципа иерархии приоритетов, начиная от полного устранения опасности, когда это практически возможно, и заканчивая применением средств индивидуальной защиты.

В результате оценки профессиональных рисков для основных профессий на объектах транспортировки газа установлено, что интенсивный шум создает недопустимые уровни риска как при работе в освоенных традиционных районах добычи нефти и газа, так и в экстремальных условиях арктического шельфа, Дальнего Востока и Камчатки [9]. Таким образом, управление профессиональными рисками, обусловленными интенсивным шумом, является актуальной задачей, решение которой дает значительный материальный и социальный эффект за счет снижения уровня производственного травматизма, профессиональных заболеваний, вероятности техносферных аварий и катастроф [10].

Обзор мероприятий по снижению шума

Многолетний опыт работы автора статьи позволяет рекомендовать проверенные на практике мероприятия по снижению шума в источнике его возникновения, на путях распространения, а также по снижению неблагоприятного воздействия шума на персонал с помощью средств индивидуальной защиты [3, 11–13].

Задачу защиты от шума необходимо решать путем внедрения комплекса мероприятий с учетом технических возможностей и затрат (рис. 2). Заказчик строительства объекта выдает техническое задание (ТЗ) на его проектирование проектной организации, которая

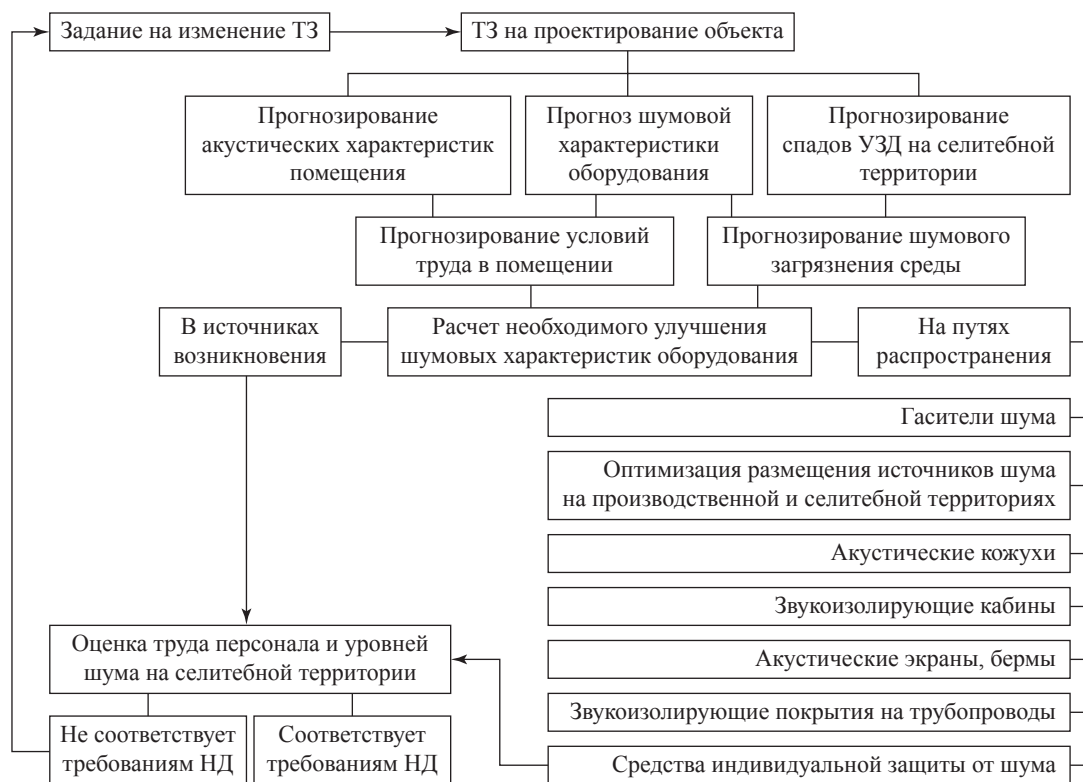


Рис. 2. Алгоритм разработки мероприятий по снижению шума:
НД – нормативная документация

на основании результатов акустического расчета объекта прогнозирует акустические характеристики помещений на объекте и спады уровней звукового давления от объекта на селитебной территории. Необходимые для расчетов шумовые характеристики принимаются по каталогу⁴ или прогнозируются по методике снижения шума газоперекачивающих агрегатов (ГПА) [2] с учетом известных характеристик оборудования по данным завода-изготовителя. Измерение шумовых характеристик производится в натуральных условиях⁵. Расчет ожидаемых спадов уровней звукового давления (УЗД) на местности производится с учетом влияния рельефа местности, импеданса земной поверхности и метеоусловий [2, 14]. Прогнозирование акустических характеристик помещений выполняется

по регламенту⁶ СН 51.13330 и по методике снижения шума ГПА [2].

Определенные шумовые характеристики оборудования, акустические характеристики помещений и известные спады УЗД позволяют определить ожидаемые условия труда и прогнозируемое загрязнение окружающей среды [2]. Если предполагается, что условия труда не соответствуют санитарным нормам или шумовое загрязнение окружающей среды не удовлетворяет требованиям СП 51.13330, то необходимое улучшение шумовых характеристик оборудования рассчитывается по СП 51.13330 или по методике снижения шума ГПА [2]. Для улучшения шумовых характеристик оборудования следует использовать методы, которые успешно применялись на объектах ПАО «Газпром» [2, 10–12].

На основании теоретических исследований и результатов анализа экспериментальных

⁴ См. СТО Газпром 2-3.5-041-2005. Каталог шумовых характеристик газотранспортного оборудования. – М.: ВНИИГАЗ, 2005. – 7 с.

⁵ См. P51-00158623-26-96. Методика измерения шумовых характеристик газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом. – М.: ВНИИГАЗ, 1999. – 27 с.; P51-00158623-18-92. Типовая методика акустических испытаний опытных и серийных образцов ГПА. – М.: ВНИИГАЗ, 1999. – 17 с.

⁶ См. СТО Газпром 2.-2.1-127-2007. Регламент проведения акустического расчета на стадии проектирования компрессорных станций, дожимных компрессорных станций, компрессорных станций подземных хранилищ газа. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 45 с.

Строительно-акустические мероприятия, направленные на снижение шума в производственных помещениях [2]

Мероприятие	Акустическая эффективность, ДБ	Целесообразный этап внедрения	Условия, влияющие на акустическую эффективность
Противошумные архитектурно-планировочные мероприятия	5–10	На стадиях разработки технологической и строительной частей проекта при новом строительстве и реконструкции	Характер технологического процесса, вид и количество шумного оборудования, требуемые технологическими условиями объемно-планировочные параметры помещений и др.
Группирование оборудования и отдельных участков по степени шумности	5–10		
Звукоизоляция помещения и его отдельных участков	10–15		
Снижение шума средствами звукопоглощения	6–10	На стадии проектирования строительной части проекта при новом строительстве и реконструкции	Объемно-планировочные параметры помещения, разница в уровнях шума оборудования, положения расчетных точек относительно источников звукопоглощающих поверхностей ограждений и др.
Экранирование оборудования и отдельных участков	5–10		
Комплексное применение строительно-акустических мер	10–20	На всех стадиях проектирования и реконструкции	Характер технологического процесса, вид и количество оборудования, разница в его уровнях, объемно-планировочные параметры помещений, звукопоглощение поверхностей ограждений, положение рабочих мест относительно источников и др.

данных [2, 11–13] разработаны алгоритмы и полумпирические зависимости для прогнозирования шумовых характеристик основных источников шума ГПА: трактов всасывания и выхлопа, нагнетателя, технологической обвязки нагнетателей. В практике снижения шума газотранспортных предприятий на основании требований к шумовым характеристикам газотранспортного оборудования [12] используются архитектурно-планировочные и строительно-акустические решения (таблица), а именно:

- рациональное взаимное расположение цехов с разными уровнями шума;
- оптимизация по этим условиям объемно-планировочных решений помещений;
- расстановка оборудования и организация профмаршрута обслуживания с учетом шумовых характеристик оборудования;
- обеспечение надлежащей звукоизоляции ограждений;
- облицовка стен и потолков звукопоглощающими конструкциями и использование штучных звукопоглотителей, установка звукоизолирующих кабин, акустических экранов и выгородок.

Выбор конкретного мероприятия и его эффективность зависят от производственных условий: характера технологического процесса, характеристик шума и помещения,

требуемого уровня снижения шума [2, 11–13]. Оптимизация размещения источников и рациональный выбор планировки позволяют снижать уровни шума на рабочих местах и на территориях предприятий⁷ до уровня 5–7 дБА. Эффективность архитектурно-планировочных мероприятий повышается при применении достоверных методов расчета шумовых полей [2].

Объемно-планировочные размеры помещений газотранспортных предприятий обусловлены технологическими процессами и уточняются с учетом ожидаемых уровней шума. Эффективность применения строительно-акустических методов снижения шума зависит от следующих факторов: частотного состава и уровней шума, их распределения по помещению, объемно-планировочных и акустических характеристик помещений, наличия площадок обслуживания оборудования, расположения систем вентиляции, технологических коммуникаций, подъемно-транспортного оборудования и т.д.

Выполненные исследования показали, что применение лишь одного из перечисленных методов не приводит к снижению шума до требований санитарных норм. Оптимальным решением является комплексное применение

⁷ См. СТО Газпром 18000.1-2014.

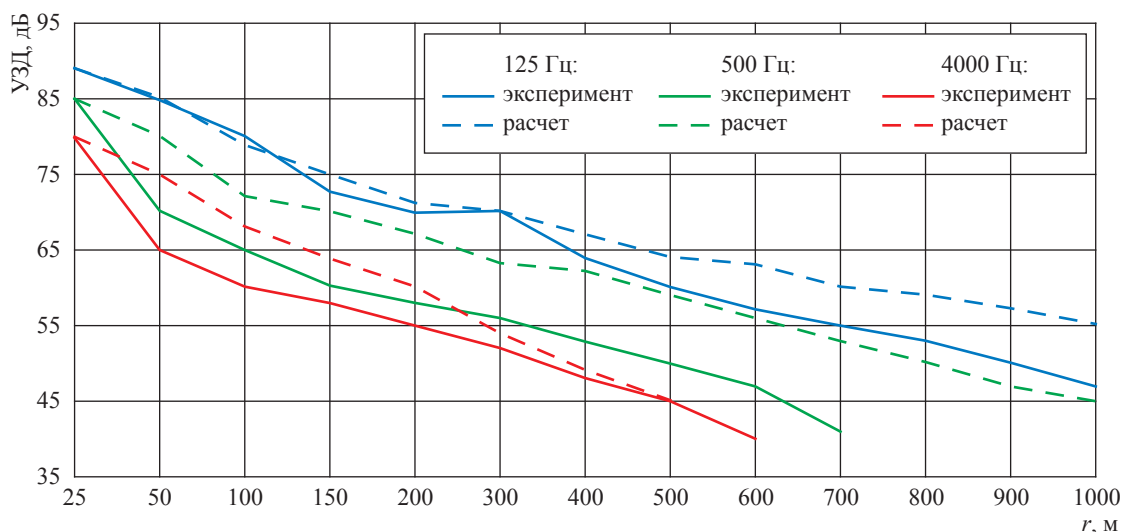


Рис. 3. Рассеивание звука от агрегата ГПА-Ц-6,3 в боковом направлении r в октавных полосах частот. Расчетные значения показаны согласно СП 51.13330.2011. Защита от шума: актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 / Минрегион России; введен в действие 20.05.2011

методов. Рациональная акустическая планировка производственных зданий должна осуществляться путем группирования технологических процессов по шумности. Для разработки рекомендаций по рациональной планировке КС на основании теоретических и экспериментальных исследований [2] определено влияние на затухание звука импеданса земной поверхности, особенностей источников шума КС, поглощения звука в воздухе, фактора направленности излучения шума газотурбинных установок (ГТУ), неоднородности воздуха, древесной растительности. Установлено, что наибольшее влияние на рассеивание шума от КС на местности имеет взаимодействие звука с физическими характеристиками земной поверхности, что обуславливает существенные изменения значений наблюдаемых уровней шума в расчетных точках. Для прогнозирования распространения звука на местности построена базовая расчетная модель [2]. В качестве примера на рис. 3 показаны спады УЗД от агрегата ГПА-Ц-6,3 [2].

В результате исследований уточнены зависимости рассеивания звука по территории газотранспортных предприятий и на селитебной территории и разработаны нормативно-технические документы ПАО «Газпром»⁸ [14],

внедрение которых позволило получить значительный экономический эффект за счет сокращения санитарно-защитных зон по шуму и уменьшения протяженности шлейфа КС. Дальнейшее снижение размеров санитарно-защитных зон достигнуто благодаря внедрению звукоизолирующих конструкций для шумных трубопроводов [15].

Производственные площади рекомендуется разделять на участки с помощью выгородок и экранов. Эффективны такие меры, как установка акустических экранов, акустическая облицовка ограждающих конструкций, применение штучных звукопоглотителей. Сочетание акустических экранов и акустической облицовки позволяет снизить уровень шума не только непосредственно за экраном, но и по всему помещению на 10–12 дБ.

Результаты внедрения мероприятий по шумоглушению

Результаты исследований внедрены в практике шумоглушения как при создании новых ГПА, так и при проектировании и эксплуатации КС [2, 11–13], а именно: на КС-БИС Торжокского линейно-производственного управления и КС-15 (пос. Нюксеница) ООО «Севергазпром», КС «Вулканешты», контрольно-распределительном пункте ООО «Мострансгаз», КС «Коваль», «Львов» и др. Комплексы строительно-акустических мероприятий по снижению

⁸ См. также СТО Газпром 2.-2.1-127-2007 и Р 51-001158623-19-92. Технологический регламент по расчету акустических характеристик при проектировании мероприятий по защите от шума в ТЭО системы добычи и магистрального транспорта газа с полуострова Ямал. – М.: ВНИИГАЗ, 1999. – 67 с.

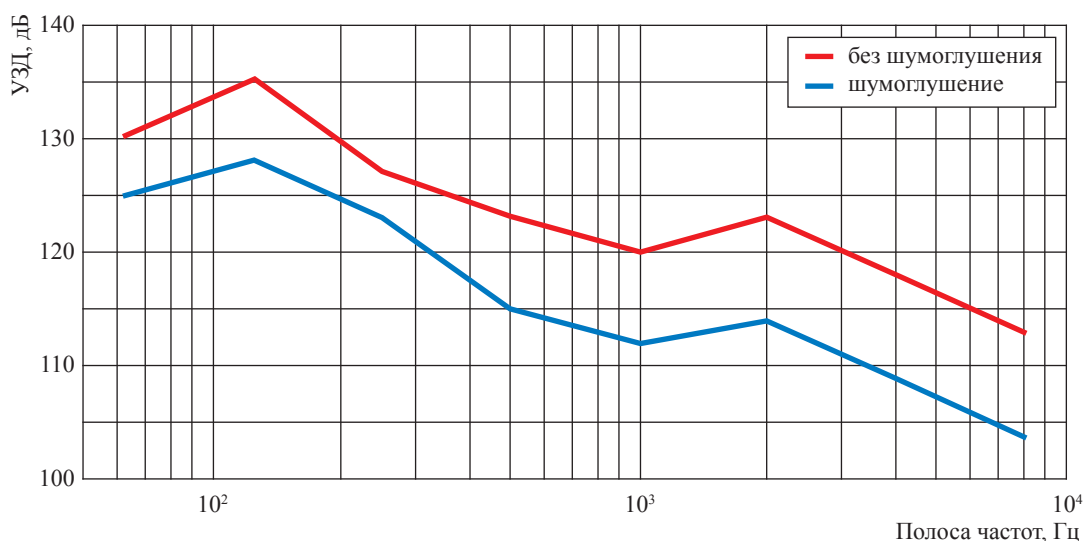


Рис. 4. Уровни звуковой мощности ГПА-Ц-6,3 до и после установки дополнительных устройств шумоглушения

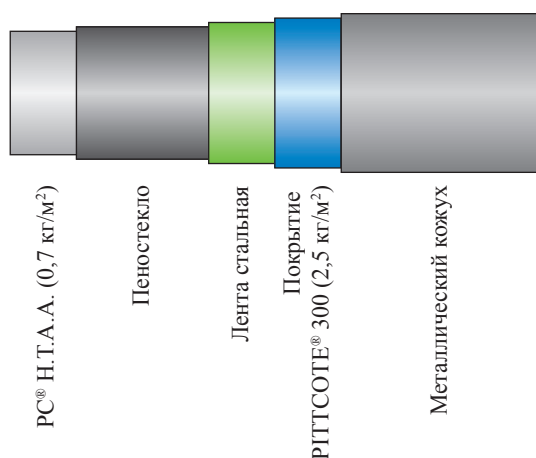


Рис. 5. Типовая схема тепло-звукоизолирующей конструкции на основе материала FOAMGLAS®

шума внедрены на КС «Серпухов», «Хотин», «Ананьев», «Заднепровская» и др. и тиражированы на КС систем магистральных газопроводов Ямал – Запад, Ямал – Европа, Ямал – Центр, Северные районы Тюменской области (СРТО) – Торжок, СРТО – Нечерноземье, Обозерский – Мурманск, «Голубой поток». Звукоизолирующие конструкции технологической обвязки нагнетателей внедрены на КС «Глушковская», «Раменская», «Гребеньковская», «Кульсары», «Вулканшты» и тиражированы на тридцати КС. Рекомендации по созданию малозумных КС вошли в отраслевые нормативные

документы⁹. В качестве примера на рис. 4 показаны результаты снижения шума наиболее распространенного в газовой промышленности агрегата ГПА-Ц-6,3. Снижение шума звукоактивных трубопроводов достигнуто за счет применения теплозвукоизолирующих конструкций на основе материала FOAMGLAS® (рис. 5).

Применение подобных конструкций приводит к снижению уровня шума в 1,7 раза, а также гарантирует защиту трубопровода от коррозии.

Изоляция на основе эластомерных материалов

Использование тех или иных материалов при звукоизоляции звукоактивных трубопроводов диктуется конкретными свойствами этих материалов. При широкополосном спектре шума звукоизоляция минераловатными и стекловолокнистыми утеплителями может не дать ощутимого эффекта. Исследования, проведенные в НИИСФ РААСХН, хорошо иллюстрируют ситуацию (рис. 6).

Согласно полученным данным, все испытанные материалы обладают незначительным акустическим эффектом в области шумов частотного диапазона ниже 500 Гц, что не покрывает необходимой области превышения уровня звукового давления для большинства единиц технологического оборудования на КС.

⁹ В том числе см. СТО Газпром 2-3.5-043-2005. Защита от шума технологического оборудования ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2005. – 36 с.

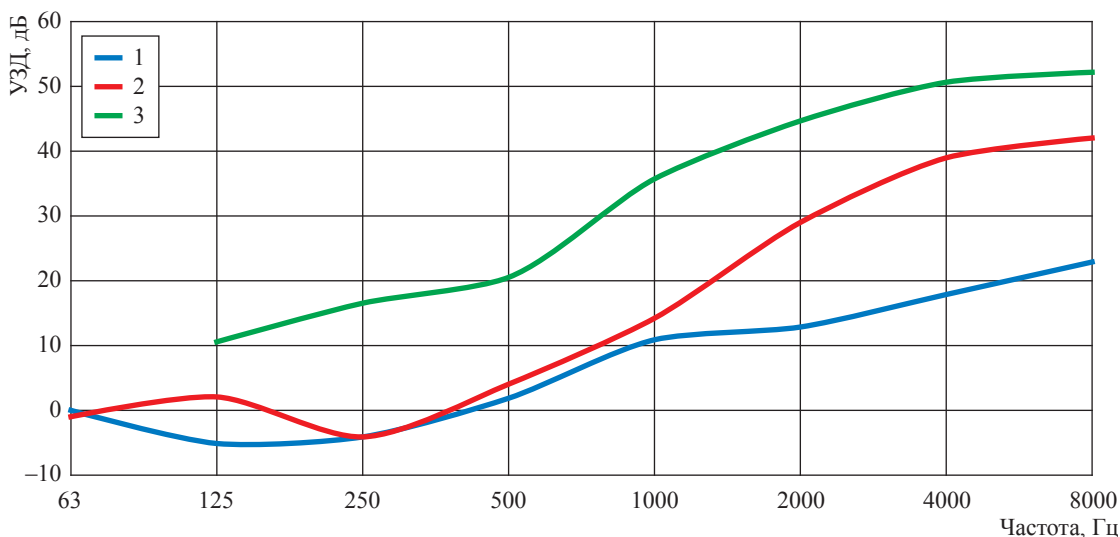


Рис. 6. Эффективность различных по составу покрытий на основе пеностекла, волоконистых материалов и эластомеров: 1 – маты из стеклано-штапельного волокна (толщина 100 мм, плотность 22 кг/м³); 2 – пеностекло (толщина 50 мм, плотность 170 кг/м³), минеральная вата (50 мм, 120 кг/м³), сталь оцинкованная (1 мм); 3 – пеностекло типа FOAMGLAS® T4 (50 мм), базальтовый мат (80 мм), antivибрационный слой (3 мм), оцинкованный лист (0,55 мм)

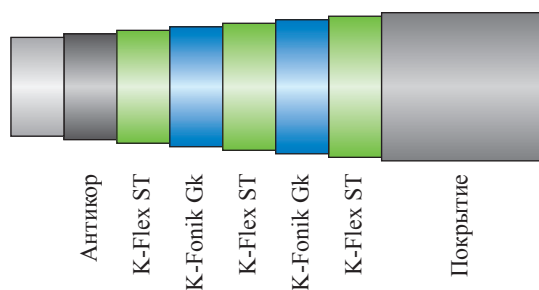


Рис. 7. Вариант звукоизолирующей конструкции из перспективного эластомерного материала

Комбинированные системы материалов на основе пеностекла обладают недостаточным акустическим эффектом при довольно внушительных расходах на приобретение и монтаж конструкции.

В последнее время в качестве звукоизолирующих конструкций предложены новые системы на основе эластомерных материалов, эффективность которых заметно выше

традиционных материалов, давно присутствующих на рынке. Существенным преимуществом изоляции звукоактивных трубопроводов эластомерными материалами является возможность моделировать звукоизолирующие конструкции согласно поставленной задаче (рис. 7). Количество поглощающих звук слоев определяется требованиями к необходимой эффективности звукоизоляции.

Таким образом, рассмотрено состояние условий труда по шуму и обоснована необходимость управления рисками по фактору шума на предприятиях ПАО «Газпром». Приведен алгоритм разработки мероприятий по шумоглушению. Описан опыт внедрения мероприятий по снижению шума на объектах ПАО «Газпром». Содержатся результаты испытаний нового звукопоглощающего материала на основе эластомеров, доказываются его эффективность и наличие требуемых свойств защиты от коррозии.

Список литературы

1. Терехов А.Л. Анализ результатов экспертизы неустраняемости вредных производственных факторов на рабочих местах ОАО «Газпром» / А.Л. Терехов, С.В. Щепочкин, А.Б. Каширин // Газовая промышленность. – 2012. – № 9. – С. 81–83.
2. Терехов А.Л. Современные методы снижения шума ГПА / А.Л. Терехов, М.Н. Дробаха; под ред. Р.О. Самсонова. – СПб.: Недра, 2008. – 368 с.
3. Терехов А.Л. Компрессорные станции – основной источник шума и инфразвука на предприятиях газовой промышленности / А.Л. Терехов, А.Л. Сафонов // Труд и социальные отношения. – 2015. – № 3. – С. 125–139.
4. Терехов А.Л. Обзор технических решений по снижению шума на предприятиях добычи и транспорта газа / А.Л. Терехов, В.А. Сулин, Г.В. Котишевский и др. // Материалы Международной акустической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения Е.Я. Юдина. – М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2014. – С. 257–267.
5. Терехов А.Л. Повышение безопасности производственных процессов путем снижения шума трубопроводов / А.Л. Терехов, А.Л. Сафонов // Труд и социальные отношения. – 2016. – № 4. – С. 163–174.
6. Райцелис И.В. Профессиональная тугоухость у рабочих газоперерабатывающего производства / И.В. Райцелис // Гигиена и санитария. – 2009. – № 4. – С. 39–40.
7. Пыстина Н.Б. Шум и инфразвук как вредные производственные факторы на предприятиях газовой промышленности / Н.Б. Пыстина, А.Л. Терехов, В.Н. Зинкин и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 1. – С. 68–71.
8. Перечень производств, профессий и работ с вредными и (или) опасными условиями труда организаций ОАО «Газпром», которые дают право производить оплату по повышенным тарифным ставкам или устанавливать доплаты работникам в зависимости от условий труда. – М.: ИРЦ Газпром, 2006.
9. Терехов А.Л. Создание здоровых и безопасных условий труда при работе на добычных нефтегазовых платформах арктического шельфа / А.Л. Терехов, С. Сохилл // Газовая промышленность. – 2011. – № 11. – С. 92–96.
10. Лесных В.В. Управление рисками – путь к устойчивому развитию ОАО «Газпром» / В.В. Лесных // Газовая промышленность. – 2008. – № 11. – С. 52–55.
11. Власов Е.Н. Исследование шума лопаточных машин на компрессорных станциях магистральных газопроводов и способы его снижения / Е.Н. Власов, Е.В. Дедиков, А.Л. Терехов и др. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 287 с.
12. Терехов А.Л. Исследования и снижение шума на компрессорных станциях магистральных газопроводов / А.Л. Терехов. – М.: ИРЦ Газпром, 2002. – 303 с.
13. Терехов А.Л. Шум газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях магистральных газопроводов / А.Л. Терехов. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – 499 с.
14. Методика расчета уровня шума от КС на местности. – М.: ВНИИГАЗ, 1999. – 24 с.
15. Терехов А.Л. Инженерная методика расчета эффективности средств звукоизоляции и вибропоглощения трубопроводов обвязки на компрессорных станциях / А.Л. Терехов, В.М. Демин // Транспорт и подземное хранение газа: материалы НТС. – М.: ИРЦ Газпром, 2002. – № 1. – С. 12–18.

Improvement of labor safety at the enterprises of Gazprom PJSC (compressor stations)

A.L. Terekhov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

E-mail: A_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article concerns the noise conditions at Gazprom PJSC enterprises. There is a strong possibility of occupational injuries and accidents due to scattered attention of the staff under the influence of intense noise. Intense noise creates unacceptable levels of risk for work in developed traditional areas of recovery and transportation of oil and gas and for work in extreme conditions of the Arctic shelf, the Far East and Kamchatka. The paper presents some methods of subjective qualitative and quantitative assessment of occupational risks in order to solve the problem of the desirability of improving working noise conditions at gas production and transportation enterprises. The author strongly believes that the task of protection of personnel from noise should be addressed through proven technical solutions based on technical capabilities and costs analysis.

The article provides an algorithm of measures for managing occupational risks caused by intensive noise, and methods for measuring or predicting noise characteristics of gas compressor units. There are also data on possible efficiency of construction-and-acoustic measures aimed at staff protection from noise. In order to determine the impact of Gazprom PJSC technological equipment to noise pollution, the author presents the results of studies clarifying the dependence of sound scattering on the territory of gas-transport companies, which are reflected in the technological normative documents of Gazprom PJSC. The article also shows the results of noise-reducing measures implementation at a number of gas industry facilities, and the results of testing a promising material based on elastomers as the sound-insulating structures on noisy lines. To top it all, the paper contains some conclusions.

Keywords: pipeline transportation, noise intensity, hazardous working conditions, occupational traumatism, occupational risks, technospheric accidents, safety of technological processes, reduction of noise.

References

1. TEREKHOV, A.L., S.V. SHCHEPOCHKIN, A.B. KASHIRIN. Analysis of results of expertise of nonremovability of harmful production factors at worksites of Gazprom OJSC [Analiz rezultatov ekspertizy neustranimosti vrednykh proizvodstvennykh faktorov na rabochikh mestakh OAO "Gazprom"]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2012, no. 9, pp. 81–83. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. TEREKHOV, A.L., M.N. DROBAKHA. *Modern methods for gas compressor unit noise reduction* [Sovremennyye metody snizheniya shuma GPA]. Ed. by R.O. Samsonov. St.Petersburg: Nedra, 2008. (Russ.).
3. TEREKHOV, A.L., A.L. SAFONOV. Compressor stations as a main source of noise and infrasound at gas industry enterprises [Kompessornyye stantsii – osnovnoy istochnik shuma i infrazvuka na predpriyatiyakh gazovoy promyshlennosti]. *Trud i sotsialnyye otnosheniyya*. 2015, no. 3, pp. 125–139. ISSN 2072-7815. (Russ.).
4. TEREKHOV, A.L., V.A. SULIN, G.V. KOTISHEVSKIY et al. Review of engineering solutions aimed at decrease of noise and gas production and transport facilities [Obzor tekhnicheskikh resheniy po snizheniyu shuma na predpriyatiyakh dobychi i transporta gaza]. In: *Proc. of International acoustic conference dedicated to 100th anniversary of Ye. Ya. Yudin*. Moscow: Bauman Moscow State Technical University, 2014, pp. 257–267. (Russ.).
5. TEREKHOV, A.L. and A.L. SAFONOV. Improvements of production safety by decreasing noise of pipelines [Povyshenie bezopasnosti proizvodstvennykh processov putem snizheniya shuma truboprovodov]. *Trud i sotsialnyye otnosheniyya*. 2016, no. 4, pp.163–174. ISSN 2072-7815. (Russ.).
6. RAYTSELIS, I.V. Professional hypacusia of workers at gas processing plants [Professionalnaya tugoukhost u rabochikh gazopererabatyvayushchego proizvodstva]. *Gigiya i sanitariya*. 2009, no. 4, pp. 39–40. ISSN 0016-9900. (Russ.).
7. PYSTINA, N.B., A.L. TEREKHOV, V.N. ZINKIN et al. Noise and infrasound as harmful occupational factors at gas industrial facilities [Shum i infrazvuk kak vrednyye proizvodstvennyye faktory na predpriyatiyakh gazovoy promyshlennosti]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2012, no. 1, pp. 68–71. ISSN 0016-5581. (Russ.).
8. GAZPROM PJSC. *List of productions, professions and works with harmful and (or) dangerous labour conditions in Gazprom JSC affiliated enterprises, which entitle to pay higher wages or assign extra charges to employees depending on labour conditions* [Perechen proizvodstv, professiy i rabot s vrednymi i (ili) opasnymi usloviyami truda organizatsiy OAO "Gazprom", kotoryye dayut pravo proizvodit oplatu po povyshennym tarifnym stavkam ili ustanavlivat doplaty rabotnikam v zavisimosti ot usloviy truda]. Moscow: IRTs Gazprom, 2006.
9. TEREKHOV, A.L. and S. SOHILL. Creation of healthy and safe labour conditions for work at production oil-and-gas platforms offshore the Arctic [Sozdanie zdorovykh i bezopasnykh usloviy truda pri rabote na dobychnykh neftegazovykh platformakh arkticheskogo shelfa]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2011, no. 11, pp. 92–96. ISSN 0016-5581. (Russ.).
10. LESNYKH, V.V. Risk management as a way to stable development of Gazprom JSC [Upravlenie riskami – put k ustoychivomu razvitiyu OAO "Gazprom"]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2008, no. 11, pp. 52–55. ISSN 0016-5581. (Russ.).
11. VLASOV, Ye.N., Ye.V. DEDIKOV, A.L. TEREKHOV et al. *Investigation of noise made by impeller machines at compressor stations of gas mains and methods for its decrease* [Issledovaniye shuma lopatochnykh mashin na kompressornykh stantsiyakh magistralnykh gazoprovodov i sposoby ego snizheniya]. Moscow: IRTs Gazprom, 1998. (Russ.).
12. TEREKHOV, A.L. *Investigation and decrease of noise at compressor stations of gas mains* [Issledovaniya i snizheniye shuma na kompressornykh stantsiyakh magistralnykh gazoprovodov]. Moscow: IRTs Gazprom, 2002. (Russ.).
13. TEREKHOV, A.L. *Noise of gas compressor units at compressor stations of gas mains* [Shum gazoperekachivayushchikh agregatov na kompressornykh stantsiyakh magistralnykh gazoprovodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2003. (Russ.).
14. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Procedure for calculating level of noise made by compressor stations afield* [Metodika rascheta urovnya shuma ot KS na mestnosti]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 1999. (Russ.).
15. TEREKHOV, A.L., V.M. DEMIN. Engineering procedure for calculating effect of equipment for acoustic insulation and absorption of vibration at compressor station pipework [Inzhenernaya metodika rascheta effektivnosti sredstv zvukoizolyatsii i vibropogloshcheniya truboprovodov obyazki na kompressornykh stantsiyakh]. *Transport i podzemnoye khraneniye gaza*. Moscow: IRTs Gazprom, 2002, no. 1, pp. 12–18. (Russ.).

УДК 628.517::622.279(1-922)

Повышение безопасности труда на предприятиях ПАО «Газпром» (буровые установки в Арктике)

А.Л. Терехов

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_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:
буровая платформа,
арктический
шельф,
шум,
профессиональные
риски,
управление
профессиональ-
ными рисками.

Тезисы. Более 90 % ресурсов нефти и газа России сосредоточены в арктическом климатическом регионе. Тем не менее добыча нефти и газа в экстремальных условиях арктического шельфа сегодня крайне своевременна. Суровость природы в Арктике обуславливает дополнительные риски производственных условий и осложняет освоение месторождений нефти и газа.

В работе обобщены риски производственных условий на арктических буровых платформах. Автором показано, что одним из основных вредных факторов условий труда является шум технологического оборудования, негативное влияние которого усугубляется экстремальными условиями окружающей среды. Управление профессиональными рисками на буровых установках, обусловленных интенсивным шумом, является актуальной задачей, решение которой дает значительный материальный и социальный эффект за счет снижения уровня производственного травматизма, профессиональных заболеваний, вероятности техносферных аварий и катастроф. Из-за рассеянного внимания работников под воздействием интенсивного шума могут остаться незамеченными инциденты на технологическом оборудовании. В результате этого вероятны производственные травмы, а любой инцидент способен перерасти в техногенную аварию. Экспертиза результатов специальной оценки условий труда на предприятиях бурения показала, что на многих рабочих местах основных професий условия труда по шуму относятся к классу 3.3.

Для повышения безопасности работы персонала буровых установок на морских сооружениях арктического шельфа необходимо на стадии проектирования разработать мероприятия по снижению шума при работе бурового оборудования. Проблема создания допустимых условий труда по шуму осложняется необходимостью максимального закрытия рабочей зоны от экстремальных условий окружающей среды, что вызывает повышение уровня звукового давления на рабочих местах не менее чем на 6 дБ, т.е. имеет место двойное превышение допустимой громкости.

Проблема защиты работников от шума на буровых платформах арктического шельфа сложна и технически, и организационно, поэтому ее нужно решать путем осуществления комплекса мероприятий с учетом технических возможностей и затрат.

В работе выявлена физическая природа шума основных источников, показан механизм генерации и распространения шума по буровой платформе. Проведена оценка необходимых уровней снижения интенсивности шумов от каждого из источников. Предложены мероприятия по управлению профессиональными рисками, обусловленными интенсивным шумом.

В настоящее время свыше 90 % ресурсов нефти и газа России сосредоточены в арктической климатической зоне. Поэтому добыча нефти и газа в экстремальных условиях арктического климата является актуальной и своевременной. Суровость природы Арктики обуславливает дополнительные риски производственных условий и осложняет освоение месторождений нефти и газа. При этом отличительной особенностью условий труда на арктических буровых установках является наличие замкнутых помещений, загроможденных технологическим оборудованием.

Существует ряд методик оценки профессиональных рисков при освоении ресурсов нефти и газа на арктическом шельфе [1]. В ПАО «Газпром» принята методика количественной субъективной оценки профессиональных рисков в виде обязательного к применению стандарта¹ организации. Стандарт определяет порядок идентификации опасностей, оценки рисков, оформления результатов оценки рисков и разработки мероприятий, направленных на снижение или исключение рисков в структурных

¹ См. СТО Газпром 18000.1-2014. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром». Положение по идентификации опасностей и управлению рисками. – М.: ИРЦ Газпром, 2014. – 34 с.

подразделениях, дочерних обществах и организациях ПАО «Газпром».

Риски производственных условий на добычных платформах нефти, газа и газового конденсата на арктическом шельфе обобщены [2]. Показано, что одним из основных вредных факторов условий труда является шум технологического оборудования. Негативное влияние такого шума усугубляется экстремальными условиями окружающей среды и постоянным пребыванием обслуживающего персонала в помещениях буровой платформы. Так, в арктических условиях основной способ улучшения условий труда персонала по микроклимату заключается в максимально возможном укрытии работников в закрытых помещениях. Однако влияние отраженных волн в замкнутом пространстве приводит к увеличению уровня звукового давления в рабочих зонах на 6 дБА по сравнению с аналогичной буровой установкой на открытой территории.

Таким образом, даже в экстремальных условиях Арктики интенсивный шум бурового станка остается одним из основных неблагоприятных факторов условий труда. Поэтому управление профессиональными рисками на буровых установках, обусловленными интенсивным шумом, является важной задачей, решение которой дает значительный материальный и социальный эффект за счет снижения уровня производственного травматизма, профессиональных заболеваний, вероятности техногенных аварий и катастроф [3]. Так, из-за рассеянного внимания работников под воздействием интенсивного шума могут остаться незамеченными инциденты на технологическом оборудовании. В результате этого вероятны производственные травмы, а инцидент способен перерасти в техногенную аварию [4].

Известно, что [5] шум оказывает негативное влияние на биотические компоненты окружающей среды: фауну, в том числе морскую, человека. Анализ публикаций медико-биологической направленности [6, 7] позволяет установить высокую эколого-гигиеническую значимость шума как вредного производственного фактора. В зависимости от уровня и времени воздействия шум специфически влияет на организм человека: происходят функциональные и морфологические изменения различных систем, органов, тканей и клеток.

Экспертиза результатов специальной оценки условий труда на предприятиях бурения

показала, что многие рабочие места основных профессий имеют условия труда класса 3.3 по шуму [5], которые способствуют развитию профессиональных заболеваний легкой и средней тяжести и хронических патологий². Общепринятой мерой оценки социального ущерба от производственного шума является число сотрудников, получивших повреждение слуха в виде нейросенсорной тугоухости. Данные табл. 1 [6] свидетельствуют, что риск повреждения слуха зависит от продолжительности работы в неблагоприятных условиях и уровня звукового давления. Так, при работе в условиях шума на уровне 85 дБА один человек из 100 получит профессиональное заболевание, а при работе в течение 25 лет в условиях шума на уровне 105 дБА 60 человек из 100 будут иметь профессиональные заболевания.

Подтверждением этому служат случаи нейросенсорной тугоухости работников на предприятиях ПАО «Газпром». Данная патология выявлена у 12,3 % работающих при стаже работы до 10 лет [7]. Кроме того, наряду с патологией органа слуха у этих лиц одновременно обнаружены гипертоническая болезнь (19 %), дисциркуляторная дистония (13 %) и хронический бронхит (11 %). Соответственно, шум рассматривается в качестве вредного производственного фактора [8], и работа в таких условиях дает право на компенсации и льготы³.

Узкополосный анализ спектров шума⁴ [9] позволяет сделать вывод о том, что оборудование буровых является источником высокоинтенсивного механического, аэродинамического, гидродинамического и электромагнитного шума с инфразвуковой составляющей, поэтому на ряде рабочих мест персонал подвергается одновременному влиянию двух вредных производственных факторов – шума и инфразвука. Сочетанное влияние шума и инфразвука характеризуется специфическим неблагоприятным воздействием на человека [3, 10]:

- одновременным наличием у работающих заболеваний, вызываемых как шумом, так и инфразвуком, что указывает на суммирование вредного действия этих физических факторов;

² См. Р 2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – М.: Роспотребнадзор, 2005.

³ См. Трудовой кодекс РФ (ТК РФ) 2016, ст. 219.

⁴ См. [13], рис. 1–4 и 6.

Таблица 1

Вероятность повреждения слуха работников компрессорных станций в зависимости от условий труда и стажа, по ИСО 1999:2013

Класс условий труда	Эквивалентный уровень звука, дБА	Стаж работы в условиях шума, лет				
		5	10	15	20	25
3.1	85	0,01	0,03	0,05	0,06	0,07
3.2	95	0,07	0,17	0,24	0,28	0,29
3.3	105	0,18	0,48	0,53	0,58	0,60

Таблица 2

Уровни шума во время пребывания персонала на рабочих местах буровых установок

Расположение рабочего места	Количество операторов, чел.	Необходимое время работы, ч	Уровень шума, дБА	Допустимое время работы согласно санитарным нормам, ч	Превышение уровня шума, дБА
Насосный отсек	1	2	88–90	1	2–4
Емкостный отсек	2	4–5	88–89	1	6–7
Компрессорный блок	1	0,5	98–101	0,1	6–9
Силовой блок	1	1	95–96	0,2	6–7
Высечный блок	3	5–6	95–100	0,15	15–19
Дизельный блок	1	1	100–104	0,1	11–14

- увеличением степени риска развития нейросенсорной тугоухости (профессионального заболевания) и артериальной гипертензии (производственно обусловленного заболевания);

- более высокой вероятностью развития патологии органа слуха по сравнению с данными ISO 1999:2013 (см. табл. 1), что указывает на потенцирующий эффект неблагоприятного действия этих физических факторов [3].

Таким образом, исследования источников шума на буровых платформах арктического шельфа и разработка мероприятий по снижению его интенсивности имеет большое практическое значение. Для повышения безопасности работы персонала буровых установок в Арктике необходимо на стадии проектирования разработать мероприятия по снижению шума при работе бурового оборудования.

Буровая установка – это комплекс оборудования для проходки скважины в составе буровой вышки, оборудования для механизации спуско-подъемных операций, оборудования для бурения, силового привода, циркуляционной системы бурового раствора, привышечных сооружений [3]. Для решения вопроса о целесообразности внедрения мероприятий по снижению шума буровых установок необходимо произвести их акустическое обследование, оценить уровни шума на рабочих местах персонала, провести нормирование условий труда по шуму, выявить физическую природу основных источников шума и разработать

мероприятия по снижению их неблагоприятного влияния на персонал.

Так, обследованы девять буровых установок двух наиболее типовых моделей (табл. 2). Методика исследований [3, 11] заключалась в том, что в контрольных точках, соответствующих рабочим местам, замерялись уровни звуковых давлений в октавных полосах частот как при одновременной работе всех производственных блоков, так и при работе отдельных блоков, а также работе одного из элементов блока в условиях останова других элементов. Измерения проводились прецизионным шумомером типа 2215 фирмы Брюль и Кьер (Дания).

Анализ данных табл. 2 позволяет сделать следующие выводы:

- условия труда на рабочих местах соответствуют классам 3.2 и 3.3 по вредности⁵;
- безопасное время работы персонала при существующих условиях труда в несколько раз меньше предусмотренного регламентом по эксплуатации;
- необходимая величина снижения шума в зависимости от расположения рабочего места достигает 19 дБА;
- неблагоприятному воздействию шума подвергается вся задействованная по регламенту бригада численностью не менее 9 чел.

Аналогичные измерения шума проводились на аппаратуре, дополненной узкополосными

⁵ См. Р 2.2.2006-05.

фильтрами, что позволяло провести узкополосный анализ спектров шума [9]. Установлено [3, 9, 11], что уровень шума на рабочих местах зависит:

- от технологического режима, но при всех режимах работы значительно превышает требования санитарных норм;
- плотности и состава пласта, в котором происходит бурение;
- технического состояния бурового станка.

Проблема защиты работников от шума на буровых платформах арктического шельфа является сложной технически и организационно, поэтому ее нужно решать комплексно с учетом технических возможностей и затрат. Современные акустические исследования предлагают несколько путей устранения этой проблемы: снижение шума в источнике; рациональная планировка предприятий и цехов; использование звукозащитных материалов при оборудовании помещений, особенно в производственной зоне; снижение шума на путях его распространения (звукоизолирующие ограждения, кожухи, экраны и др.); применение средств индивидуальной защиты от шума [12, 13].

Оборудование буровой установки оснащено зубчатыми передачами, подшипниками, ротором, кулачковыми механизмами. Показано [3], что шум механического происхождения возникает в результате динамических и упругих деформаций в сцеплениях машин и механизмов. Упругие деформации деталей приводят к вибрации узлов и элементов конструкции буровой, вызывая структурный шум. Интенсивность этого шума зависит от скорости соударения элементов конструкции, материала, из которого они изготовлены (декремента затухания), точности изготовления отдельных деталей. Механизм возникновения механического шума впервые исследован Е.Я. Юдиным, который обнаружил и доказал экспериментально зависимость интенсивности механического шума от скорости в степени $7/3$ [14]. Для снижения шумности всех механизмов бурового станка необходимы балансировка вращающихся деталей и максимальное повышение точности сопрягаемых элементов конструкции.

Механизм возникновения шума в зубчатых передачах подробно исследовался Н.И. Ивановым [15], который уточнил формулу Е.Я. Юдина [14] и экспериментально получил зависимость интенсивности шума зубчатой

передачи от мощности нагрузки в первой степени и скорости вращения в степени 2–2,5. Установлено, что на характер динамических процессов в зубчатых передачах влияют такие факторы, как тип передачи, декремент затухания материала шестерни, число и форма зубьев, точность их изготовления и степень перекрытия. Снижение интенсивности шума достигается снижением окружной скорости вращения шестерни, нагрузки на шестерни, применением шевронных шестерен, увеличением точности изготовления зубьев и их количества, повышением точности балансировки и центровки при сборке, применением материалов корпуса зубчатой передачи с высоким декрементом затухания.

Физическая природа шума подшипников обусловлена трением, соударением и вибрацией деталей. Интенсивный шум в подшипниках возникает по причине механической неуравновешенности вращающегося ротора, расцентровки муфты, неоднородности внутреннего кольца, асимметрии тел качения, волнистости дорожек качения в подшипниках качения, повышенного трения в подшипниках скольжения. Снижение шумности подшипников (табл. 3) достигается снижением скорости их вращения, снижением нагрузки на элементы подшипника, установкой упругих вкладышей, применением вибродемпфирующих покрытий, увеличением класса точности подшипников, заменой подшипников качения подшипниками скольжения.

Основная причина шума ротора – его дисбаланс [15]. Источником дисбаланса ротора бурового станка является несовпадение главной оси инерции ротора с осью вращения. Перемещение оси вращения вала сопровождается соответствующим перемещением его центра тяжести и возникновением инерционных сил, которые обуславливают уровни звука, передающихся через опоры. Шумность ротора пропорциональна величине инерционных сил и возрастает с увеличением массы ротора, эксцентриситета и скорости вращения. Снижение шума вращающихся роторов обеспечивается устранением их неуравновешенности.

Шум кулачковых механизмов обусловлен наличием переменных сил в контакте пары «ролик–кулачок» [15]. Снижение шума кулачковых механизмов достигается применением материалов с высокими демпфирующими свойствами, улучшением качества поверхностей

Таблица 3

Эффективность мероприятий по снижению шума подшипников, дБ

Балансировка ротора	5–10
Устранение овальности колец, волнистости дорожек качения, овальности тел качения	До 15
Уменьшение диаметра и увеличение числа тел качения	До 15
Применение материалов с высоким демпфированием	3–4
Применение упругих вкладышей	10–12
Улучшение качества смазки в подшипниках скольжения	До 12
Увеличение класса точности подшипников	До 10
Замена подшипников качения подшипниками скольжения	10–20
Применение шариковых подшипников вместо роликовых	5–6

контакта пары, уменьшением неравномерности движения и снижением интенсивности ударов.

Таким образом, общий метод снижения механического шума бурового станка подразумевает снижение скорости вращения деталей, интенсивности соударений в результате повышения точности изготовления сопрягаемых элементов, нагрузки на узлы; своевременный ремонт и замену изношенных узлов; применение малошумных деталей, материалов с высоким декрементом затухания.

Аэродинамический шум бурового оборудования создается истекающими струями при их смещении с воздухом в результате турбулентных пульсаций в области смещения. Интенсивность аэродинамического шума, обусловленная квадрупольными элементарными источниками, зависит от скорости истечения струи в восьмой степени. Известны два метода снижения интенсивности шума: 1) снижение скорости истечения и 2) установка глушителей абсорбционного или реактивно-го типов [12].

Аэродинамический шум вентиляторов имеет дипольный характер, возникает при обтекании потоком лопаток колеса вентилятора и равен суммарной интенсивности вихревого шума и шума, вызванного неоднородностью потока. Шумность вентилятора зависит от скорости вращения колеса в шестой степени, его производительности и развиваемого давления, точности профилирования лопаток колеса и аэродинамических свойств проточной части [12]. Основным и наиболее эффективным способом снижения шума лопаточной машины является снижение скорости вращения колеса при одновременном повышении коэффициента

напора и расхода профиля⁶ (достигается специальным профилированием). Впервые этот метод был применен Е.Я. Юдиным [14] и успешно практиковался в дальнейшем его учениками [16]. Методы снижения напора и расхода приводят к потере эксплуатационных свойств и применяются редко.

Причиной электромагнитного шума служат пульсации электромагнитного поля, образующиеся в воздушном зазоре между ротором и статором. Такие пульсации вызывают звуковую вибрацию в статоре и роторе. Интенсивность генерируемого шума зависит как от площади излучателей ротора и статора, так и от их демпфирования. Для снижения интенсивности электромагнитного шума применяются капоты со звукопоглощающим внутренним покрытием.

Основные причины гидродинамического шума: кавитационный шум, возникающий в результате разрушения кавитационных пузырьков, заполненных газом; образование вихрей на элементах гидронасосов; шум, вызванный неоднородностью потока. Для снижения вихревого шума и шума из-за неоднородности потока необходимо улучшить обтекание тел в потоке и уменьшить размеры обтекаемого тела.

Анализ результатов измерений интенсивности источников шума на буровых установках позволяет сделать вывод о широкополосном характере шума в насосно-емкостном блоке. В спектре шума в области низких частот прослеживается механический шум от соударения элементов вибростата и гидродинамический шум насосов, обусловленный срывом вихрей. Шум в области средних и высоких частот обусловлен электромагнитным шумом

⁶ Подробно о мероприятиях по снижению шума лопаточных машин см. [12].

электродвигателей и аэродинамическим шумом их вентиляторов. Металлические балки и листы ограждения насосно-емкостного блока являются источниками структурного шума, который возбуждается от механического шума вибросита и механического шума электродвигателей и насосов.

Шум компрессорного отсека имеет аэродинамическое происхождение и излучается как структурный звук через корпус компрессора.

В отсеке двигателя источниками шума служат электродвигатель, редуктор и лебедка. Шум электродвигателя определяется электромагнитным шумом ротора и статора, а также аэродинамическим шумом вентилятора. Физическая природа шума редуктора и лебедки имеет механическое происхождение.

В зоне вышечного блока превалирует аэродинамический шум пневмомотора и пневматической распределительной системы автоматического бурового ключа (АБК), уровень звукового давления которого достигает 96–98 дБА. При выключенном АБК уровень шума на рабочем месте бурильщика достигает 83 дБА.

Во всех блоках буровой установки можно значительно снизить уровень шума, применив при монтаже электродвигателей, редукторов, насосов и компрессоров вибродемпфирующие устройства. Ограничение передачи возбуждающих импульсов через основание и стены позволит эффективно использовать звукоизолирующие и звукопоглощающие конструкции внутри производственных помещений. Для снижения шума вышечного блока необходимо установить глушители шума на выхлопе пневмомотора [17].

В связи с необходимостью укрытия буровой установки от экстремальных условий окружающей среды большое практическое значение имеют звукопоглощающие и звукоизолирующие покрытия и облицовки. Шум трубопроводов на буровой установке может быть снижен путем применения звукоизолирующих конструкций [12]. Однако в настоящее время отсутствуют негорючие конструкции с высокими коэффициентами звукопоглощения и декрементами затухания⁷. Импортные материалы «К-Флекс» и «К-Фоник» помимо дороговизны

относятся к категории горючих материалов. Бельгийские материалы типа FOAMGLASS® являются негорючими, но обладают низким коэффициентом звукопоглощения, относятся к категории теплоизоляционных и крепятся горючим и токсичным клеем. Облицовка ограждающих конструкций звукопоглощающими материалами приведет к значительному снижению уровней шума в рабочих зонах на буровой установке, но для внедрения таких облицовок необходимо разработать негорючий материал с высоким коэффициентом звукопоглощения.

Уменьшить дозу шума воспринимаемого обслуживающим буровую установку персоналом возможно при целевой модернизации установки и введении нового регламента буровых работ с сокращенным временем пребывания персонала в опасных по шумности условиях. В соответствии с требованиями техники безопасности на рабочих местах там, где не удастся добиться снижения шума до предельно допустимого уровня техническими средствами или это невозможно по технико-эксплуатационным соображениям, следует применять средства индивидуальной защиты от шума⁸.

Таким образом, на буровых установках в условиях Арктики целесообразны следующие шумозащитные меры и средства:

- снижение шума в источнике;
- рациональная планировка буровой;
- звукоизолирующие и звукопоглощающие конструкции;
- организационные мероприятия;
- приспособления индивидуальной защиты;
- применение демпфирующих устройств при сборке;
- абсорбционные и реактивные глушители.

Представленная в статье информация свидетельствует, что внедрение перечисленных инструментов защиты от шума способно снизить на буровых платформах профессиональные риски, обусловленные интенсивным шумом, до допустимого уровня.

⁷ См. результаты исследований звукоизолирующих конструкций трубопроводов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [18].

⁸ См. ВРД 39-1.14-046-2001. Рекомендации по применению средств индивидуальной защиты органов слуха на предприятиях ОАО «Газпром». – 19 с.

Список литературы

1. Терехов А.Л. Управление профессиональными рисками на морских сооружениях / А.Л. Терехов // Материалы VI Международной научно-технической конференции «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток», 25–26 октября 2016 г. – М., 2016. – С. 101.
2. Терехов А.Л. Создание здоровых и безопасных условий труда при работе на добычных нефтегазовых платформах арктического шельфа / А.Л. Терехов, С. Сохилл // Газовая промышленность. – 2011. – № 7. – С. 92–95.
3. Терехов А.Л. Повышение безопасности производственных процессов путем управления профессиональными рисками на предприятиях добычи нефти и газа в Арктике / А.Л. Терехов // Газовая промышленность. – 2017. – № 1. – С. 2–9.
4. Лесных В.В. Управление рисками – путь к устойчивому развитию ОАО «Газпром» / В.В. Лесных, В.С. Сафонов // Газовая промышленность. – 2008. – № 11. С. 52–56.
5. Терехов А.Л. Анализ результатов экспертизы неустранимости вредных производственных факторов на рабочих местах ОАО «Газпром» / А.Л. Терехов, С.В. Щепочкин, А.Б. Каширин // Газовая промышленность. – 2012. – № 9. – С. 81–83.
6. Пыстина Н.Б. Шум и инфразвук как вредные производственные факторы на предприятиях газовой промышленности / Н.Б. Пыстина, А.Л. Терехов, В.Н. Зинкин и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 1. – С. 68–71.
7. Райцелис И.В. Профессиональная тугоухость у рабочих газоперерабатывающего производства / И.В. Райцелис // Гигиена и санитария. – 2009. – № 4. – С. 39–40.
8. Перечень производств, профессий и работ с вредными и (или) опасными условиями труда организаций ОАО «Газпром», которые дают право производить оплату по повышенным тарифным ставкам или устанавливать доплаты работникам в зависимости от условий труда. – М.: ИРЦ Газпром, 2006.
9. Дудля Н.А. Результаты измерений шума на установках колонкового бурения / Н.А. Дудля, И.Е. Данильченко, Г.Н. Кириченко // Горная электромеханика и автоматика: научно-технический сборник. – 2009. – Вып. 83. – С. 150–159.
10. Зинкин В.Н. Кумулятивные медико-биологические эффекты сочетанного действия шума и инфразвука / В.Н. Зинкин, А.В. Богомолов, С.П. Драган и др. // Экология и промышленность России. – 2012. – № 3. – С. 6–49.
11. Березанский Л.С. Результаты исследований шума буровых установок и предложения по их снижению / Л.С. Березанский, А.Л. Терехов // Улучшение условий труда на предприятиях РАО «Газпром» в 1994–1995 гг.: сб. – М.: ВНИИГАЗ, 1996. – С. 88–92.
12. Терехов А.Л. Современные методы снижения шума ГПА / А.Л. Терехов, М.Н. Дробаха; под ред. Р.О. Самсонова. – СПб.: Недра, 2008. – 368 с.
13. Терехов А.Л. Обзор технических решений по снижению шума на предприятиях добычи и транспорта газа / А.Л. Терехов, В.А. Сулин, Г.В. Котишевский и др. // Материалы Международной акустической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения Е.Я. Юдина. – М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2014. – С. 257–267.
14. Юдин Е.Я. Исследование шума вентиляторных установок и методов борьбы с ним / Е.Я. Юдин // Тр. ЦАГИ. – 1958. – Вып. 713. – 227 с.
15. Иванов Н.И. Инженерная акустика. Теория и практика борьбы с шумом / Н.И. Иванов. – М.: Логос, 2013. – 431 с.
16. Бычкова Л.А. Шум калориферных установок и методы его снижения / Л.А. Бычкова, А.Л. Терехов // Материалы семинара «Калориферные установки». – М.: МДНТП им. Ф.Э. Дзержинского, 1980. – С. 118–124.
17. Терехов А.Л. Глушители шума для газоперекачивающих агрегатов: обзорная инф. / А.Л. Терехов, М.Н. Дробаха. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 105 с. – (Транспорт и подземное хранение газа).
18. Терехов А.Л. Повышение безопасности персонала при внедрении мероприятий по снижению шума на предприятиях газовой промышленности / А.Л. Терехов // Труд и социальные отношения. – 2016. – № 1. – С. 117–131.

Improvement of labor safety at the enterprises of Gazprom PJSC (Arctic drilling rigs)

A.L. Terekhov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: A_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. More than 90 % of oil and gas resources are concentrated in the Arctic climatic region of Russia. And timely oil and gas production in extreme conditions of the Arctic shelf is an actual issue. Severity of Arctic nature causes additional occupational risks and complicates development of oil and gas fields.

In the article the occupational risks on drilling platforms in the conditions of Arctic environment are generalized. It is shown that equipment noise is a major harmful factor for staff; its negative impact is aggravated with extreme environmental conditions. Management of professional risks on the drilling rigs caused by intensive noise is an actual task, which fulfillment gives considerable material and social effect by decreasing number of operational injuries, occupational diseases, lowering probability of man-caused failures and accidents. Under the influence of intensive noise the scattered attention of workers can become a reason for unnoticed incidents on processing equipment. As a result, people can be injured, and any incident can turn into a disaster. Results of special inspection of working conditions at the drilling enterprises showed that most basic workplaces belong to the 3.3 labour conditions class.

In order to improve safety of staff at the offshore Arctic drilling rigs, it is necessary to implement special measures aimed at reduction of drilling equipment noise. The issue to create admissible labour conditions regarding noise is complicated because it is necessary to enclose working area from extreme environmental impact and it'll increase sound pressure at workplaces up to not less than 6 dB. This means that admissible loudness will be twice exceeded.

The problem of workers' protection from noise at drilling Arctic offshore platforms is quite complicated from engineering and organizational point of view, so it should be solved by implementation of complex arrangements with account of technical capabilities and costs.

In the article the physical nature of noise of main sources is revealed, the mechanism of noise generation and distribution all over a drilling platform is shown. The assessment of necessary amount of noise intensity decrease for each source of noise is carried out. Some measures to control professional risks caused by intensive noise are suggested.

Keywords: drilling platform, Arctic shelf, noise, professional risks, management of professional risks.

References

1. TEREKHOV, A.L. Management of professional risks at offshore marine constructions [Upravleniye professionalnymi riskami na morskikh sooruzheniyakh]. *Proc. of International scientific and technical conference "Mastering oil-and-gas resources of Russian continental shelf: Arctic and the Far East"*, October 25–26, 2016. Moscow, 2016, no. VI, p. 101. (Russ.).
2. TEREKHOV, A.L. and S. SOHILL. Creation of healthy and safe labour conditions for work at production oil-and-gas platforms offshore the Arctic [Sozdanie zdorovykh i bezopasnykh usloviy truda pri rabote na dobychnykh neftegazovykh platformakh arkticheskogo shelfa]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2011, no. 11, pp. 92–96. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. TEREKHOV, A.L. Improvement of production processes' safety by management of professional risks at the oil-and-gas production enterprises in the Arctic [Sozdaniye zdorovykh i bezopasnykh usloviy truda pri rabote na dobychnykh neftegazovykh platformakh arkticheskogo shelfa]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2017, no. 1, pp. 2–9. ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. LESNYKH, V.V. and V.S. SAFONOV. Risk management as a way to stable development of Gazprom JSC [Upravlenie riskami – put k ustoychivomu razvitiyu OAO "Gazprom"]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2008, no. 11, pp. 52–55. ISSN 0016-5581. (Russ.).
5. TEREKHOV, A.L., S.V. SHCHEPOCHKIN, A.B. KASHIRIN. Analysis of results of expertise of nonremovability of harmful production factors at worksites of Gazprom OJSC [Analiz rezultatov ekspertizy neustranimosti vrednykh proizvodstvennykh faktorov na rabochikh mestakh OAO "Gazprom"]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2012, no. 9, pp. 81–83. ISSN 0016-5581. (Russ.).
6. PYSTINA, N.B., A.L. TEREKHOV, V.N. ZINKIN et al. Noise and infrasound as harmful occupational factors at gas industrial facilities [Shum i infrazvuk kak vrednyye proizvodstvennyye faktory na predpriyatiyakh gazovoy promyshlennosti]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2012, no. 1, pp. 68–71. ISSN 0016-5581. (Russ.).
7. RAYTSELIS, I.V. Professional hypacusia of workers at gas processing plants [Professionalnaya tugoukhost u rabochikh gazopererabatyvayushchego proizvodstva]. *Gigiena i sanitariya*. 2009, no. 4, pp. 39–40. ISSN 0016-9900. (Russ.).

8. GAZPROM PJSC. *List of productions, professions and works with harmful and (or) dangerous labour conditions in Gazprom JSC affiliated enterprises, which entitle to pay higher wages or assign extra charges to employees depending on labour conditions* [Perechen proizvodstv, professiy i rabot s vrednymi i (ili) opasnymi usloviyami truda organizatsiy OAO "Gazprom", kotoryye dayut pravo proizvodit oplatu po povyshennym tarifnym stavkam ili ustanavlivat doplaty rabotnikam v zavisimosti ot usloviy truda]. Moscow: IRTs Gazprom, 2006. (Russ.).
9. DUDLYA, N.A., I.Ye. DANILCHENKO, G.N. KIRICHENKO. Results of noise measurements at installations for core drilling [Rezultaty izmereniy shuma na ustanovkakh kolonkovogo bureniya]. *Gornaya elektromekhanika i avtomatika*. 2009, vol. 83, pp. 150–159. ISSN 0135-1737. (Russ.).
10. ZINKIN, V.N., A.V. BOGOMOLOV, S.P. DRAGAN et al. Cumulative medical and biological impact of joint noise and infrasound effect [Kumulyativnyye medikobiologicheskiye efekty sochetannogo deystviya shuma i infrazvuka]. *Ekologiya i promyshlennost Rossii*. 2012, no. 3, pp. 6–49. ISSN 1816-0395. (Russ.).
11. BEREZANSKIY, L.S. and A.L. TEREKHOV. Results of studying noise of drilling rigs and suggestions on its decrease [Rezultaty issledovaniy shuma burovykh ustanovok i predlozheniya po ikh snizheniyu]. In: *Improvement of labour conditions at RAO Gazprom enterprises in 1994–1995: collected papers* [Uluchsheniye usloviy truda na predpriyatiyakh RAO "Gazprom" v 1994–1995 gg.: sbornik]. Moscow: VNIIGAZ, 1996, pp. 88–92. (Russ.).
12. TEREKHOV, A.L., M.N. DROBAKHA. *Modern methods for gascompressor unit noise reduction* [Sovremennyye metody snizheniya shuma GPA]. Ed. by R.O. Samsonov. St. Petersburg: Nedra, 2008. (Russ.).
13. TEREKHOV, A.L., V.A. SULIN, G.V. KOTISHEVSKIY et al. Review of engineering solutions aimed at decrease of noise and gas production and transport facilities [Obzor tekhnicheskikh resheniy po snizheniyu shuma na predpriyatiyakh dobychi i transporta gaza]. In: *Proc. of International acoustic conference dedicated to 100th anniversary of Ye.Ya. Yudin*. Moscow: Bauman Moscow State Technical University, 2014, pp. 257–267. (Russ.).
14. YUDIN, Ye.Ya. Research of noise of propeller installations and methods for its control [Issledovaniye shuma ventilyatornykh ustanovok i metodov borby s nim]. *Trudy TsAGI*. 1958, iss. 713. (Russ.).
15. IVANOV, N.I. *Engineering acoustics. Theory and practice of noise control* [Inzhenernaya akustika. Teoriya i praktika borby s shumom]. Moscow: Logos, 2013. (Russ.).
16. BYCHKOVA, L.A. and A.L. TEREKHOV. Noise of heater installations and methods for its decrease [Shum kalorifernykh ustanovok i metody yego snizheniya]. In: *Proc. of seminar on heater installations*. Moscow: Dzherzhinskiy MDNTP, 1980, pp. 118–124. (Russ.).
17. TEREKHOV, A.L., M.N. DROBAKHA. *Noise suppressors for gas-processing units: review* [Glushiteli shuma dlya gazoperekachivayushchikh agregatov: obzornaya inf.]. Transport i podzemnoye khraneniye gaza series. Moscow: IRTs Gazprom, 2007. (Russ.).
18. TEREKHOV, A.L. Improvement of staff safety due to implementation of noise reduction measures at enterprises of gas industry [Povysheniye bezopasnosti personala pri vnedrenii meropriyatiy po snizheniyu shuma na predpriyatiyakh gazovoy promyshlennosti]. *Trud i sotsialnyye otnosheniya*. 2016, no. 1, pp. 117–131. ISSN 2073-7815. (Russ.).

УДК 614.8.015(1-922)

Разработка программного обеспечения для определения профессиональной пригодности персонала, работающего вахтовым методом в условиях Крайнего Севера

Е.В. Глебова¹, А.Т. Волохина^{1*}

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

* E-mail: alla_volohina@mail.ru

Тезисы. При эксплуатации объектов добычи газа одной из форм организации трудового процесса является вахтовый метод. Профессиональная деятельность вахтовым методом в условиях Крайнего Севера осложнена комплексом неблагоприятных факторов, определяющих необходимость дополнительной мобилизации внутренних ресурсов человека. Анализ материалов расследования причин большинства аварий и несчастных случаев позволяет сделать вывод о том, что ключевую роль в развитии трагических событий играет человеческий фактор – неосознание работниками степени опасности и дальнейших последствий своих неправильных действий. Одной из основных причин такого поведения персонала, работающего вахтовым методом, является несоответствие уровня развития профессионально важных качеств работников требованиям профессии.

В статье представлены результаты исследования, выполненного с целью создания автоматизированной системы оценки профессионально важных качеств вахтового персонала. Применение разработанного программного продукта позволит существенно сократить время обследования (по сравнению с тестированием посредством анкет на бумажных бланках). Благодаря наличию базы данных и средств их автоматической обработки и визуализации можно отслеживать динамику развития профессионально важных качеств в случае применения методик тренинга персонала. Автоматизированная система оценки профессионально важных качеств позволяет прогнозировать успешность производственной деятельности вахтовых работников, а также не требует от пользователя специальных знаний в области психологии, математики и программирования. Внедрение разработанного программного обеспечения приведет к уменьшению количества ошибочных (опасных) действий работников и, как следствие, к снижению производственного травматизма и аварийности на предприятии.

Для производств и видов деятельности с высокой потенциальной опасностью аварий с тяжелыми последствиями ключевым условием обеспечения безопасности служит надежная и профессиональная работа персонала. Основной характеристикой человека как субъекта труда являются его профессионально важные качества (ПВК). Так, в профессиональной деятельности вахтовых работников, осложненной комплексом неблагоприятных факторов, ПВК играют важную роль. Для успешной и безаварийной работы в таких условиях необходим достаточно высокий уровень развития индивидуальных психофизиологических качеств. Выявление ПВК, раскрытие их психологической характеристики и меры выраженности в профессии – основа разработки процедур определения профессиональной пригодности. Также очень важной задачей является создание оптимального социального микроклимата в вахтовой бригаде, который позволит сократить число нарушений, допускаемых работниками и, как следствие, обеспечит высокий уровень промышленной безопасности на предприятии.

Вахтовый метод является уникальной формой организации труда, которая получила широкое применение в отраслях нефтяной и газовой промышленности. Но в то же время она провоцирует существенные перегрузки работников – информационно-визуальные (недостаточные пространственные и избыточные временные рамки способствуют монотонности впечатлений) и социально-психологические (феномен социальной изоляции в маленькой группе на протяжении длительного периода времени). Все эти воздействия обуславливают развитие

Ключевые слова: профессионально важные качества, диагностические методики (тесты), интегральная оценка профессиональной пригодности, автоматизированная система оценки профессионально важных качеств.

у работников тяжелого профессионального стресса и, как следствие, высокую вероятность совершения ими ошибочных действий, приводящих к аварийным ситуациям на предприятии. В таких условиях оценка ПВК работников приобретает особую актуальность.

Исходя из этого была поставлена цель разработать автоматизированную систему оценки профессионально важных качеств работников на основе использования современных компьютерных технологий. Преимущества компьютерного тестирования очевидны:

- быстрое получение диагностических результатов, что крайне важно при массовых обследованиях;
- автоматизация процесса обследования (эксперт освобождается от трудоемких рутинных операций инструктирования испытуемого, предъявления ему задания, проверки правильности ответов, ведения протокола обследования, обработки результатов);
- точность регистрации результатов, отсутствие ошибок при их обработке;
- сокращение времени тестирования.

Перечисленные эффекты компьютеризации психодиагностических методик положительно сказываются на повышении качества и снижении стоимости психодиагностического обследования.

Разработка автоматизированной системы оценки ПВК персонала осуществлялась на базе ООО «Газпром добыча Надым», которое активно применяет вахтовый метод как форму организации труда работников. В качестве объекта исследования были выбраны работники следующих должностей (профессий): мастера по добыче нефти, газа и конденсата; мастера по подготовке газа; операторы по добыче нефти и газа; машинисты технологических компрессоров. Работа выполнялась в несколько этапов:

1) методом экспертных оценок анализировалась производственная деятельность вахтового персонала объектов ООО «Газпром добыча Надым» в целях выявления необходимых ПВК работников. Экспертами выступали опытные специалисты, хорошо знающие особенности профессиональной деятельности и требования к индивидуально-психологическим качествам работников, которые обеспечивают успешность выполнения ими производственных обязанностей в условиях вахтового режима работы. По результатам опроса экспертов

составлялись профессиографические характеристики (профессиограммы) работников изучаемых должностей (профессий), а также выявлялись ПВК, необходимые для эффективной и безопасной производственной деятельности [1];

2) далее подбирались диагностические методики, отвечающие требованиям надежности, валидности, дифференцированности и позволяющие определить уровень развития выявленных качеств работников, а также проводилось экспериментальное тестирование вахтового персонала для расчета критерия профессиональной пригодности;

3) осуществлялась собственно разработка автоматизированной системы оценки ПВК вахтовых работников, позволяющая прогнозировать успешность их производственной деятельности.

На втором этапе исследования 244 работника указанных профессий протестированы по отобраным методикам. Важной задачей этого этапа являлось определение нормативов психофизиологических и интеллектуальных показателей, с которыми для оценки профессиональной пригодности должны сравниваться полученные при тестировании характеристики кандидата. Соответствующие нормы были установлены по результатам обследования выборки протестированных работников. Границы нормативных значений определялись с использованием перцентильных шкал, когда выполнение теста оценивается перцентильным рангом, который соответствует проценту лиц в «эталонной» группе, имеющих большие или меньшие величины показателя [2]. В качестве «эталонных» значений ПВК принимались показатели 10-, 35- и 75-го перцентилей, которые разделили всю выборку обследуемых на четыре участка, условно обозначаемых баллами 2, 3, 4, 5.

Расчет интегрального показателя и интегральной оценки профессиональной пригодности осуществлялся по иерархической схеме. Так, на первом этапе текущие результаты тестирования по каждой психодиагностической методике в зависимости от того, в какой диапазон значений они попали, переводились в определенный балл (2, 3, 4 или 5) 4-балльной нормативно-оценочной шкалы. Для каждого теста строилась своя шкала в зависимости от результатов тестирования выборки работников. Второй этап направлен на получение значений более высокого иерархического уровня,

т.е. интегральной оценки каждого ПВК с учетом значимости применяемых психодиагностических методик.

И, наконец, на завершающем этапе все значения, полученные на втором этапе, интегрировались в комплексную оценку профессиональной пригодности с учетом коэффициента важности того или иного профессионально значимого качества, установленного экспертами.

Кроме интегральной оценки профессиональной пригодности получен интегральный показатель профессиональной пригодности, значения которого изменяются от 0 до 1. На основании этого показателя может осуществляться ранжирование работников, попавших в одну группу отбора, по степени предпочтения.

В созданной компьютерной системе оценки ПВК вахтового персонала реализован изложенный алгоритм определения профессиональной пригодности [3]. Система предназначена не только для проведения психологического отбора, но и для тестирования в процессе производственной деятельности работников в целях динамического контроля развития их профессионально важных качеств.

Программа обеспечивает автоматическое предъявление испытуемому тестовых заданий, быстрое получение диагностических результатов при условии отсутствия ошибок их обработки, которые неизбежны при использовании ручных методов расчета выходных показателей объемных тестов. Система позволяет в автоматизированном режиме на базе персонального компьютера:

- тестировать лиц от 16 лет и старше, вычислять их основные психодиагностические показатели;
- проводить одновременное тестирование до 35 человек за счет сетевого интерфейса (компьютер-сервер ↔ компьютер-клиент), при этом для прохождения тестирования каждый респондент получает индивидуальный логин и пароль;
- при помощи встроенной базы знаний осуществлять анализ и психологическую интерпретацию результатов тестирования, хранящихся в единой базе компьютера-сервера в виде цифровых, текстовых и графических сообщений;
- осуществлять распечатку результатов обследования;

- объединять результаты всех тестирований персонала компании (по рассматриваемым профессиям) в единый перечень;

- получать в качестве результата помимо оценок за конкретные тесты итоговую интегральную оценку, позволяющую ранжировать уровень развития ПВК персонала рассматриваемых должностей (профессий) без участия психолога;

- корректировать критерии формирования итоговой интегральной оценки после получения результатов тестирования более 1000 человек (по официальному запросу от компании).

Автоматизированная система состоит из трех модулей: исполняемого модуля генерации заданий (taskgen.exe), модуля «клиент-сервер» (tester.exe) для проведения тестирования, базы тестов (base.dbf). Процедура генерации заданий подгружает базу знаний в составе решающих правил и критериев, позволяющих количественно оценить уровень профессиональной пригодности респондентов. Клиент-сервер работает с базой данных, обеспечивающей хранение, обработку и представление результатов обследования в виде таблиц и графиков, а также имеет блок анализа данных психологического обследования, реализующий автоматизированную обработку результатов тестирования и позволяющий получать интегральные оценки и показатель профессиональной пригодности.

База тестов представляет собой комплект из 12 психодиагностических тестов, позволяющих оценивать основные профессионально важные качества кандидатов. Это тесты:

- 1) Айзенка;
- 2) «Прогноз-2»;
- 3) «Тенденция к риску»;
- 4) «Числовые ряды»;
- 5) «Шкалы»;
- 6) «Корректирующая проба» (буквенный вариант);
- 7) «Оценка агрессивности» Басса – Дарки;
- 8) «Поведение в конфликтной ситуации» (ПКС);
- 9) «Коммуникативные и организаторские способности» (КОС-1);
- 10) «Установление закономерностей»;
- 11) шестнадцатифакторный личностный опросник Кэттелла (16-ФЛО);
- 12) «Оценка уровня развития технических способностей» (тест Беннета).

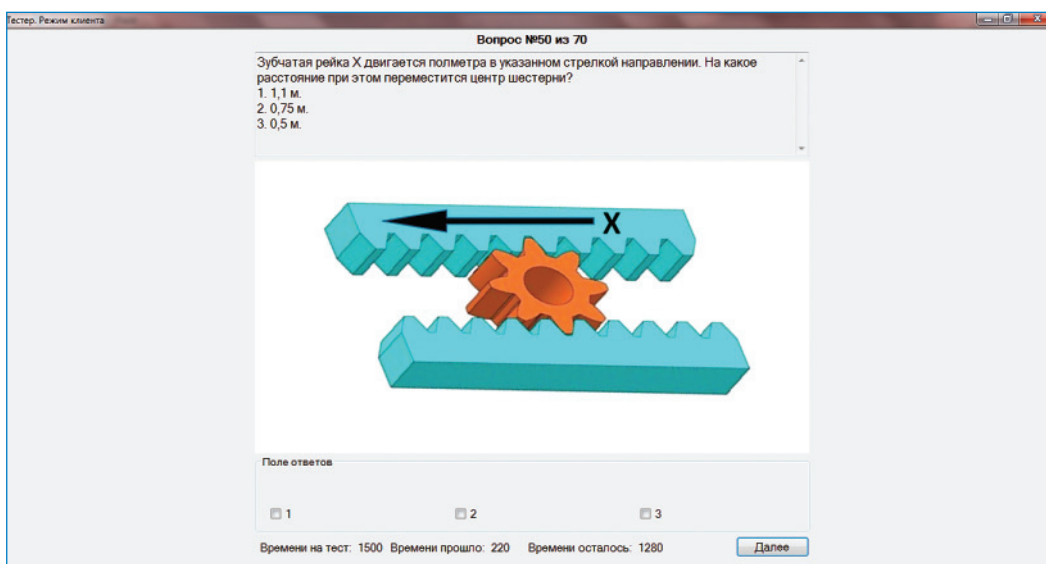


Рис. 1. Вид программного окна при работе с методикой «тест Беннета»

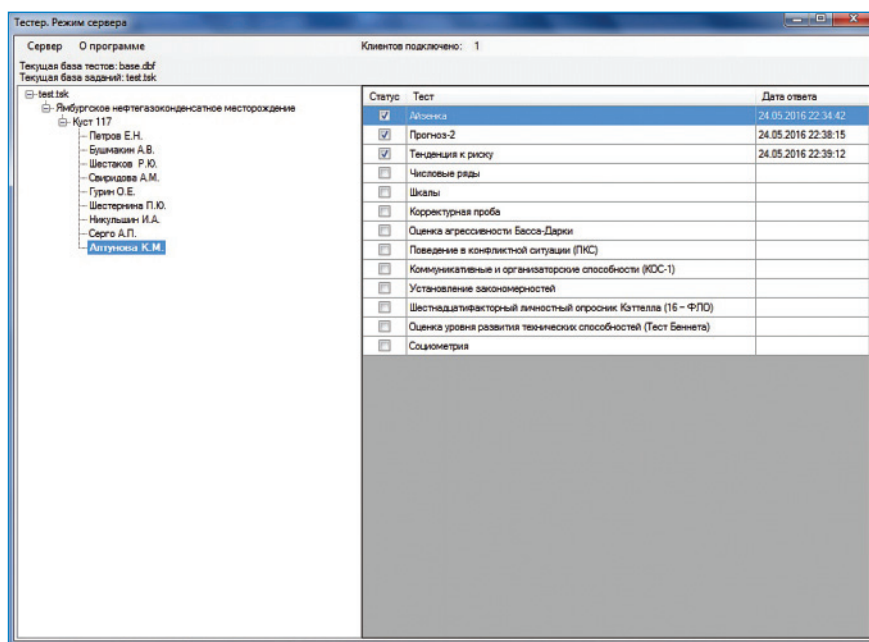


Рис. 2. Окно модуля тестирования (в режиме сервера) после подключения пользователей

Методика «тест Беннета» (рис. 1), например, используется для оценки уровня развития технических способностей работника: умения читать чертежи, разбираться в схемах технических устройств и их работе, решать простейшие физико-технические задачи. Испытуемый получает 70 технических рисунков с заданиями и вариантами ответов на них. Задача тестируемого – найти решение и выбрать правильный ответ.

Особенностью разработанной автоматизированной системы оценки ПВК является

наличие сетевого интерфейса, который в онлайн-режиме отображает статус выполнения заданий. При подключении пользователей к серверу администратор тестирования видит в верхней части окна число тестируемых и статус выполнения ими тестов (рис. 2).

По окончании тестирования формируется отчет, содержащий следующую информацию:

- личные данные респондента (Ф.И.О., профессия (должность), дата рождения, стаж и т.д.);
- первоначальную оценку по результатам тестирования по каждой методике

(шкале), переведенную в стандартизованный балл от 2 до 5. Кроме того, дается словесная интерпретация результата оценки по отдельным методикам;

- оценку каждого ПВК в стандартизованных баллах;
- итоговую интегральную оценку профессиональной пригодности с итоговым заключением;
- графическое представление результатов тестирования в виде диаграммы, на которой отражаются интегральный показатель профессиональной пригодности и интегральные оценки всех ПВК, предусмотренных алгоритмом расчета.

При необходимости документ может быть выведен на печать или сохранен в формате pdf-файла (при наличии виртуального принтера). Кроме того, в программе реализована возможность формировать итоговый сводный отчет по группе пользователей.

Анализ результатов апробации разработанной автоматизированной системы оценки ПВК вахтового персонала позволяет сделать следующие выводы.

Во-первых, благодаря применению широкой библиотеки тестов резко увеличилось число доступных измерению ПВК, что в свою очередь позволяет комплексно оценивать кандидата и более точно прогнозировать его профессиональную пригодность.

Во-вторых, благодаря унификации интерфейса создается реальная основа для стандартизации психологических измерений.

В-третьих, накопление и хранение в единой базе результатов разнообразных психодиагностических исследований обеспечивает своевременность корректировки критериев оценки ПВК.

В-четвертых, появилась возможность использовать для расчета прогнозируемых оценок профессиональной пригодности более совершенный математический аппарат. Встроенные в систему числовые алгоритмы позволяют учесть как линейные, так и нелинейные связи параметров исходных данных с заданным критерием.

Перечисленные преимущества указанного программного продукта создают предпосылки для его использования не только в целях профессионального отбора, но и в целях мониторинга развития профессионально важных качеств уже работающего персонала в процессе их совершенствования. Любая, даже самая совершенная, система отбора обеспечивает лишь некоторый необходимый, пусть и высокий, но все равно исходный уровень ПВК, которые могут и должны быть развиты в процессе производственной деятельности.

Таким образом, разработанная автоматизированная система оценки ПВК вахтового персонала поможет определить профессиональную пригодность работников и выявить тех, кому для повышения надежности и безопасности производственной деятельности необходимо повысить уровень развития своих ПВК.

Список литературы

1. Морозов И.С. Изучение профессионально важных качеств персонала, работающего вахтовым методом в условиях Крайнего Севера / И.С. Морозов, И.М. Кривецкий, А.Т. Волохина и др. // Газовая промышленность. – 2013. – № 11. – С. 80–84.
2. Кулагин Б.Ф. Основы профессиональной психодиагностики / Б.Ф. Кулагин. – Л.: Медицина, 1984. – 216 с.
3. Краплин Ю.С. Разработка алгоритма определения профессиональной пригодности персонала, работающего вахтовым методом в условиях Крайнего севера / Ю.С. Краплин, И.М. Кривецкий, А.Т. Волохина и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 3. – С. 89–92.

Development of software for estimation of work aptitude of rotating staff working in Far North conditions

Ye.V. Glebova¹, A.T. Volokhina^{1*}

¹ Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Bld. 65, Est. 1, Leninskiy prospekt, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: alla_volohina@mail.ru

Abstract. Staff rotation scheme is usually applied at gas production enterprises. In Arctic conditions professional activity after rotation pattern is complicated by a complex of unfavorable factors, which make for additional mobilization of inherent human resources. Examination of most of emergencies and accidents allows for conclusion that a key role in these tragic events belongs to the human factor, namely to unapprehending by employees the extent of risk and possible after-effects of own wrong actions. One of the main reasons for such behavior of rotating staff is disparity between professional requirements and level of professionally important qualities of employees.

The article presents results of research work on creation of an automated system for assessment of professionally important qualities of rotating staff. Application of this software will essentially shorten the time of inspection (in comparison with manual procedures using paper inquirer blanks). Due to a data base and means for data computer processing and imaging one can monitor dynamics of professionally important qualities after professional trainings. Named computer system for assessment of professionally important qualities allows for forecasting successfulness of production activity of rotating staff, and do not demand from a user special knowledge of psychology, mathematics and programming. Implementation of this software will decrease a number of fault (dangerous) actions of employees, and, as a consequence, will reduce industrial injuries and accidents.

Keywords: professionally important qualities, diagnostic procedures (tests), integral assessment of work aptitude, computer system for assessment of professionally important qualities.

References

1. MOROZOV, I.S., I.M. KRIVETSKIY, A.T. VOLOKHINA et al. Studying professionally important qualities of rotating staff in conditions of the Far North [Izucheniye professionalno vazhnykh kachestv personala, rabotayushchego vakhtovym metodom v usloviyakh Kraynego Severa]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2013, no. 11, pp. 80–84. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. KULAGIN, B.F. *Principals of occupational psychgnosis* [Osnovy professionalnoy psikhodiagnostiki]. Leningrad: Meditsina, 1984. (Russ.).
3. KRAPLIN, Yu.S., I.M. KRIVETSKIY, A.T. VOLOKHINA et al. Development of algorithm for determination of work aptitude of rotating staff in conditions of the Far North [Razrabotka algoritma opredeleniya professionalnoy prigodnosti personala, rabotayushchego vakhtovym metodom v usloviyakh Kraynego Severa]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2015, no. 3, pp. 89–92. ISSN 0016-5581. (Russ.).

УДК 665.725::622.279

Разработка и реализация масштабных проектов СПГ

Д.В. Люгай¹, Ю.Г. Мутовин¹, Г.Э. Одишария^{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: G_Odishariya@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Постановка вопроса связана с исполнением поручения Правительства РФ профильным министерствам и ведомствам (АД-П9-2615 от 28 апреля 2016 г.) разработать отечественную технологию сжижения природного газа (СПГ) и создать на ее основе масштабные комплексы СПГ различного назначения с использованием отечественных материалов, технологического и компрессорного оборудования. В работе обосновывается решение поставленной задачи на основе собственной технологии сжижения природного газа (разработка ООО «Газпром ВНИИГАЗ», патент № 2538192 с приоритетом от 07.11.2013). Статья в основном посвящена опыту создания, научно-технического сопровождения и непосредственного участия в разработке проектной документации по установкам и комплексам СПГ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». В частности, представлен перечень работ, выполненных ООО «Газпром ВНИИГАЗ» за предшествующий период. Приведен перечень разработанной нормативной документации, представлен опыт создания экспериментальной установки на опытном заводе ООО «Газпром ВНИИГАЗ» с перечислением выполненных на ней работ. Дана краткая характеристика установок, которые были спроектированы и в значительной мере построены по техническим решениям и при авторском надзоре ООО «Газпром ВНИИГАЗ»: установки производительностью 3 т СПГ в час на Московском газоперерабатывающем заводе и установки пикового газоснабжения производительностью 20 т СПГ в час в Армянской ССР (г. Абовян).

Ключевые слова:

сжиженный природный газ, технология сжижения, холодильный компрессор, газовая турбина.

Научно-исследовательские и проектные институты ПАО «Газпром» имеют большой опыт реализации сложных многопрофильных проектов, в том числе и в сфере глубокой переработки природного газа с использованием низкотемпературных и криогенных технологий (газоперерабатывающие заводы с извлечением гелиевого концентрата, установки получения гелия высокой чистоты и его ожижения). При этом приходилось выполнять весь комплекс научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ и на их основе разрабатывать недостающую научно-методическую и нормативную документацию для обоснованного проектирования объектов производства и составления технических заданий на разработку нового оборудования.

Далее приведена информация о состоянии (уровне) отечественных разработок в части максимально возможного использования газотурбинного и компрессорного оборудования, выпускаемого в РФ для производства сжиженного природного газа (СПГ).

Научно-методическое обеспечение проектных работ

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» как головной научный центр ПАО «Газпром», ответственный за научно-технологический уровень компании, обеспечивал систематическое выполнение целенаправленных теоретических и экспериментальных исследований с разработкой соответствующих технологий и технических решений по всем направлениям производственной деятельности, включая сферу промысловой обработки и заводской переработки газа и жидких углеводородов с использованием низкотемпературных и криогенных процессов. Речь идет о технологиях:

- промысловой обработки газа с использованием умеренного и глубокого охлаждения для эффективного разделения газоконденсатной смеси и извлечения тяжелых углеводородов, а также охлаждения газа, подаваемого в северные магистральные газопроводы, до температуры от 0 до -2 °С;
- заводской обработки газа с использованием криогенных технологий для извлечения этана и гелиевого концентрата с последующим получением гелия высокой чистоты (газообразного и жидкого).

Деятельность ВНИИГАЗа в указанной сфере связана с разработкой технологий и методов расчета процесса и оборудования установок охлаждения больших объемов природного газа до температуры многолетних мерзлых пород (станции охлаждения газа) на северных магистральных газопроводах, гелиевых заводов и установок сжижения газа для покрытия пиковых нагрузок газопотребления и организации перевозок СПГ морским путем в танкерах большой грузоподъемности. Для решения поставленных задач потребовались разработка проектной документации, изготовление специальных видов оборудования с привлечением специализированных организаций, строительство экспериментальных установок (аналогов промышленных установок охлаждения и сжижения газа) и выполнение комплекса экспериментальных исследований.

Результатом многолетних целенаправленных исследований (теоретических и экспериментальных) явились научно обоснованные методы расчета технологических процессов и оборудования для установок промышленной обработки газа, холодильных установок различного назначения, включая сжижение газа и извлечение ценных компонентов в процессе обработки газа. К таковым относятся:

1) математические модели и комплект программных средств для расчета инновационных технологий и оборудования, предлагаемых при разработке проектов:

- опытно-промышленного комплекса в составе установки СПГ производительностью 20 т/ч, трех изотермических резервуаров геометрическим объемом по 60 тыс. м³ и установки регазификации производительностью до 10 млн м³/сут;

- опытно-промышленной установки сжижения газа на Московском газоперерабатывающем заводе (МГПЗ, пос. Развилка Московской обл.);

- завода сжижения газа (технико-экономический анализ) на п-ове Ямал с привязкой к Харасавэйскому газоконденсатному месторождению.

Специально под перечисленные холодильные и криогенные установки впервые в отечественной практике были разработаны:

- ВНТП 51-1-88 «Ведомственные нормы на проектирование установок по производству и хранению СПГ, изотермических хранилищ и газозаправочных станций (временные)»

(утверждены Министерством газовой промышленности 13.09.1987);

- Временные правила перевозки СПГ автомобильным транспортом (утверждены Министерством газовой промышленности в декабре 1987 г.);

- ТУ 51-03-03-85 «Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания» (утверждены Министерством газовой промышленности 10.07.1985);

- Отраслевое руководство по анализу и управлению риском, связанным с техногенным воздействием на человека и окружающую среду при сооружении и эксплуатации объектов добычи, транспорта, хранения и переработки углеводородного сырья с целью повышения их надежности и безопасности¹ (утверждено 19.03.1996 заместителем председателя Правления ОАО «Газпром» В.В. Ремизовым);

2) технология промышленной обработки газа на основе процесса низкотемпературной сепарации с использованием рекуперативных теплообменников и турбодетандерных агрегатов;

3) инновационный холодильный цикл на пропан-бутановой смеси и экспериментальная установка по охлаждению газа на компрессорных станциях северных газопроводов;

4) модифицированный холодильный цикл на смешанном (многокомпонентном) холодильном агенте и экспериментальная установка ВНИИГАЗа по сжижению природного газа;

5) промышленная установка сжижения природного газа производительностью 20 т/ч в составе опытно-промышленного комплекса по производству, хранению и регазификации СПГ в Армении (г. Абовян);

6) промышленная установка сжижения природного газа производительностью 3 т/ч на МГПЗ;

7) схема оптимизации процесса производства СПГ на экспериментальной установке ВНИИГАЗа в объемах, необходимых для испытаний:

- опытной партии автомобилей ГАЗ и ЗИЛ, оснащенных криогенными топливными баками;

- опытных тепловозов, переведенных на компримированный и сжиженный природный газ;

¹ В соответствии с этим документом осуществлена разработка деклараций промышленной безопасности объектов ОАО «Газпром» (ныне – ПАО «Газпром»).

• летающей лаборатории (самолета Ту-155), использующей СПГ в качестве топлива для газотурбинных установок².

Опыт научно-технического сопровождения и непосредственного участия в разработке проектной документации по комплексам СПГ

Первая в Европе установка сжижения природного газа была построена и введена в эксплуатацию в 1956 г. на МГПЗ. Установка предназначалась для резервирования газоснабжения Москвы, которое осуществлялось в те годы от единственного газопровода Саратов – Москва. Установка проработала по назначению два сезона, а потом в связи с вводом в эксплуатацию новых более мощных газопроводов была по предложению ВНИИГАЗа перепроектирована на производство крайне нужного оборонной промышленности страны продукта – гелия, содержащегося в газе Саратовского месторождения. Работы по организации производства гелиевого концентрата и гелия повышенной чистоты осуществлялись при непосредственном участии специалистов ВНИИГАЗа.

В середине 1970-х гг. в рамках выполнения программы важнейших научно-исследовательских работ [1, 2] Государственного комитета по науке и технике СССР было принято решение о создании на опытном заводе ВНИИГАЗа экспериментальной установки сжижения газа для решения широкого круга технологических задач, связанных:

- с оптимизацией состава смешанного холодильного агента;
- исследованиями переходных процессов в режимах захлаживания установки и вывода ее на расчетный режим;
- управлением процессом работы установки с позиций минимизации энергозатрат на производство СПГ.

Реализация этого проекта потребовала выполнения всего цикла работ по научно-техническому сопровождению полномасштабного инвестиционного проекта, а именно:

- опережающих научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (обоснование

выбора технологического процесса сжижения газа, мощности установки, основного теплообменного и компрессорного оборудования);

- разработки основных технико-технологических решений по отдельным узлам и установке сжижения в целом;
- разработки проектной и рабочей документации;
- комплектации установки требуемыми материалами и оборудованием;
- проектирования и изготовления многопоточных теплообменных аппаратов;
- строительства установки;
- выполнения пуско-наладочных работ;
- выполнения комплекса экспериментальных исследований, включая обработку, обобщение и систематизацию результатов измерений на установке;
- разработки научно-методических основ проектирования установок сжижения газа;
- производства товарной продукции (СПГ) для обеспечения опытных образцов машин и аппаратов (автомобилей, тепловозов, авиационных двигателей и т.д.).

Накопленный опыт разработки и реализации проекта опытной установки сжижения газа, а также результаты экспериментальных исследований были весьма эффективно использованы при проектировании и строительстве указанных ранее опытно-промышленного комплекса по производству, хранению и регазификации СПГ в Армянской ССР и установки по производству СПГ на МГПЗ.

Строительство всех звеньев опытно-промышленного комплекса было рассчитано на использование материалов и оборудования отечественного производства. Для создания условий использования отечественного оборудования (агрегата турбокомпрессорного, пропанового АТКП-335-2000 мощностью 2 МВт производства Казанского машиностроительного завода и многоступенчатого компрессора К-890 для сжатия попутного газа производства Невского машиностроительного завода) были скорректированы режимные параметры процесса сжижения природного газа. Теплообменное оборудование, включая аппараты воздушного охлаждения, также было подобрано из числа серийно производимых или специально разработанных устройств (например, витых теплообменников).

Хладостойкая сталь и сварочные материалы для изотермических хранилищ СПГ

² КБ им. Туполева представило Ту-155 на международной конференции по СПГ в Ницце (Франция) в 1989 г. Самолет ежедневно осуществлял демонстрационные полеты с пассажирами на борту. Заправка самолета СПГ осуществлялась организаторами конференции. Демонстрационные полеты Ту-155 произвели ошеломляющее впечатление на мировую общественность.

были специально разработаны и произведены на Орско-Халиловском металлургическом комбинате (ныне – ОАО «Уральская сталь»). В настоящее время материалы (листовой прокат) для изотермических хранилищ СПГ могут быть поставлены, например, Волгоградским металлургическим заводом «Красный октябрь», Челябинским металлургическим комбинатом, ОАО «Уральская сталь», ПАО «Северсталь».

Особый интерес представляют исследования и предпроектные проработки на уровне технико-экономического обоснования, выполненные ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по Харасавэйскому проекту сжижения газа в 1993–1995 гг. В рамках исследовательской программы «Газпрома» по освоению месторождений п-ова Ямал, ответственным исполнителем которой был ВНИИГАЗ, осуществлена разработка неординарного проекта освоения Харасавэйского месторождения путем сжижения газа. Проект разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ» с участием российских и зарубежных проектных и научно-исследовательских организаций: ЛенморНИИпроекта, ЦНИИМФ, РКК «Энергия» и норвежской компании «Квернер Мосс Технолоджи». Идеология проекта и основные технические решения представлены в многотомном отчете ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [3]. В данном проекте впервые в отечественной и зарубежной практике была сформулирована и проработана на проектном уровне идея размещения на плавающей платформе (барже) целой технологической линии сжижения природного газа производительностью до 3 млн т СПГ в год. Для конкретных условий размещения завода сжижения газа (северо-западное побережье п-ова Ямал), характеризующихся полным отсутствием местной рабочей силы и развитой инфраструктуры, предложенная концепция имела огромные преимущества перед традиционной схемой организации работ и принципами строительства заводов СПГ, а именно:

- минимизация численности строителей на Ямале;
- выполнение сложных и ответственных работ по сборке и монтажу оборудования линии сжижения газа в заводских условиях (на судоверфи) квалифицированными специалистами и связанное с этим высокое качество выполнения монтажных работ;
- компактное расположение оборудования на барже;

- возможность поставки в район строительства комплектных технологических линий с соответствующими средствами контроля и управления, прошедшими заводские испытания;

- снижение затрат и времени строительства технологических линий и завода в целом.

В этой концепции плавающая платформа (баржа) обеспечивает выполнение следующих функций:

- площадки для размещения готовой к эксплуатации технологической линии сжижения газа;
- транспортного средства для перемещения по воде технологической линии с судоверфи до места установки на Ямале;
- основания (фундамента) технологической линии (обеспечивается изготовлением корпуса баржи из железобетона);
- морской транспортировки баржи (габариты 141×42×7 м) на место установки судами-буксирами по традиционной схеме.

Установку баржи на опоры предполагалось осуществить с использованием схемы шлюзования, позволяющей поднять уровень воды на высоту, обеспечивающую свободную проводку баржи на заданную точку. После откачки воды из шлюзовой камеры баржа опускается на подготовленные опоры и обсыпается ранее выбранным грунтом. Таким образом баржа становится частью сухопутного завода сжижения газа.

В последние годы (2012–2014 гг.) Центром переработки газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработана высокоэффективная отечественная технология (GMR) сжижения природного газа, на которую получен международный патент³ с приоритетом от 07.11.2013 [4]. Технология позволяет учитывать специфику климатических условий России (изменение температуры окружающей среды в годовом разрезе на 80 °С и более), обеспечивает рост объема производства СПГ и снижение удельного расхода энергии в зимний период.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» принимало непосредственное участие в обосновании инвестиций в проект строительства завода СПГ в районе Владивостока путем подготовки

³ Более подробно о технологии GMR см. в статье Проблемные вопросы разработки и реализации проектов СПГ / Д.В. Люгай, А.З. Шайхутдинов, Ю.Г. Мutowин, Г.Э. Одишария // Вести газовой науки: Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 1. – С. 219–228.

следующих разделов соответствующего документа:

- «Сырьевая база проекта»;
- «Основные технологические решения по подготовке и сжижению природного газа»;
- «Экспертиза материалов Pge-FEED (предпроектное предложение) компании Japan far East Gaz Co., LTD по сжижению природного газа в районе г. Владивосток».

Опыт разработки и реализации отечественных проектов с использованием холодильных и криогенных технологий

По состоянию на сегодняшний день в Российской Федерации нет функционирующей установки (завода) сжижения природного газа промышленного масштаба⁴, спроектированной и построенной с использованием материалов и оборудования отечественного производства. Однако это не означает, что российские предприятия не располагают возможностью организации производства и поставок требуемых видов оборудования для комплексов СПГ.

В соответствии со спросом внутреннего рынка в России производятся и успешно эксплуатируются сложное по конструкции компрессорное, теплообменное и емкостное оборудование, а также средства контроля и управления холодильными и криогенными установками различного назначения. В частности, в конце 1990-х гг. в РФ успешно решена задача разработки собственной технологии охлаждения газа на северных газопроводах и производства требуемых видов оборудования:

- компрессоров холодильного цикла с приводом от газотурбинной установки НК-12Ст мощностью 8 МВт разработки АО «ВНИИХОЛОДМАШ» и Казанского компрессорного завода;
- витых теплообменных аппаратов (испарителей) диаметром 2 м и высотой 14 м разработки ОАО «ЛенНИИХиммаш»;
- аппаратов воздушного охлаждения холодильного агента (конденсаторов) разработки ВНИИНЕФТЕМАШ;
- сепараторов и емкостного оборудования (ресиверов, хранилищ холодильного агента и др.);
- системы контроля и управления станцией охлаждения газа (СОГ) и других вспомогательных систем.

⁴ За исключением нескольких мелких установок преимущественно экспериментального назначения.

Проект СОГ для головных сооружений системы магистральных газопроводов от Ямбургского газоконденсатного месторождения разработан ЮЖНИИгипрогазом при научно-техническом сопровождении ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Первая станция охлаждения газа суммарной мощностью компрессоров холодильного цикла $(3+1) \times 8 = 32$ МВт введена в эксплуатацию в 1998 г. Опыт первых лет успешной эксплуатации СОГ подтвердил высокую энергоэффективность разработанного ООО «Газпром ВНИИГАЗ» нового цикла на смешанном холодильном агенте (пропан-бутановой смеси). Первоначально станция была рассчитана на обработку 30 млрд м³/год газа, однако испытания в летний период при максимальных температурах воздуха (28–30 °С) подтвердили возможность повышения ее загрузки до 45 млрд м³ газа в год. Поэтому ввод в эксплуатацию второй СОГ (СОГ-3) по схеме $(3+1) \times 8 = 32$ МВт позволил решать задачу охлаждения газа в объеме 90 млрд м³/год, что соответствовало проектной нагрузке 3-ниточной системы газопроводов диаметром 1420 мм на рабочее давление 7,4 МПа. В последующие годы в этом районе построена еще одна СОГ (СОГ-4) по схеме $(4+2) \times 8 = 48$ МВт. Таким образом, суммарная мощность всех трех СОГ достигла 112 МВт. Здесь уместно отметить, что указанные СОГ отечественной разработки превосходят по основным технико-экономическим показателям и прежде всего по энергоэффективности аналогичные станции импортной поставки (компания «Софрегаз», Франция) на Уренгойском газоконденсатном месторождении.

Отечественная промышленность имеет также положительный опыт разработки и реализации масштабных проектов с использованием криогенных технологий. Речь идет о гелиевых заводах, основу которых составляют процессы сжижения и низкотемпературного разделения гелийсодержащего природного газа. Крупный по современным меркам Оренбургский гелиевый завод осуществляет выполнение всего комплекса технологических операций, используемых на заводах сжижения газа, а именно: очистку, глубокую осушку, охлаждение природного газа с переводом его в жидкое состояние (СПГ) с целью извлечения гелия. На гелиевых заводах производимый СПГ не является товарной

продукцией, а используется для охлаждения входящего потока сырьевого газа в системе рекуперативных теплообменных аппаратов. Проектирование Оренбургского гелиевого завода осуществлялось ПАО «ЮжНИИгазпрогаз» во взаимодействии с ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ОАО «ЛенНИИХиммаш». Строительство завода выполнено российскими подрядными организациями с использованием материалов и оборудования отечественного производства.

Кроме этого, наши проектные институты АО «Гипроспецгаз» и ПАО «ВНИПИгаздобыча» имеют определенный опыт разработки проектной документации уровня FEED по заводам СПГ для таких масштабных проектов, как 1-я фаза освоения Штокмановского

месторождения (завод сжижения газа производительностью до 20 млн т СПГ в год) и комплекс СПГ в районе Владивостока (завод СПГ производительностью до 15 млн т СПГ в год).

В заключение следует отметить, что исследовательские и проектные организации Российской Федерации могут обеспечить разработку и реализацию проектов СПГ различной производительности и назначения на основе использования отечественных технологий, материалов и оборудования. Научно-методическое сопровождение указанных проектов может быть осуществлено главным научным центром ПАО «Газпром» – ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Список литературы

1. Разработать технологические схемы с оптимальными параметрами процесса и оборудования для установок сжижения и охлаждения газа: отчет по теме 0.04.176, этапы а-1, а-4, в, г-2. – М.: ВНИИГАЗ, 1973. – 102 с.
2. Разработать технологические схемы с оптимальными параметрами процесса и оборудования для установок сжижения и охлаждения газа: заключит. отчет по теме 0.04.176. – М.: ВНИИГАЗ, 1975. – 139 с.
3. Технико-экономическое обоснование целесообразности освоения Харасавэйского газоконденсатного месторождения путем строительства завода сжижения и вывоза сжиженного газа танкерами: отчет. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1995.
4. Патент РФ № 2538192. Способ сжижения природного газа и установка для его осуществления / А.В. Мамаев, С.А. Сиротин, Д.П. Копша и др.; ПАО «Газпром»; заявка 2013149401/06 от 07.11.2013 // Бюл. № 1. – 10.01.2015.

Development and implementation of large-scaled LNG projects

D.V. Lugay¹, Yu.G. Mutovin¹, G.E. Odishariya^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyecktiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. An issue concerns with the execution of an Order of the Government of Russia (AD-P9-2615 dated 28 April, 2016) to relevant ministries and departments on development of domestic technique for liquefaction of natural gas and creation on these grounds of scaled LNG complexes for different purposes using domestic materials, equipment and instruments. The article substantiates solving of this task by means of own natural gas liquefaction technology (patent of Gazprom VNIIGAZ LLC with priority of November 11, 2013). The article mainly describes practice of creation, scientific provision and direct participation of Gazprom VNIIGAZ LLC in development of design documentation related to LNG installations and complexes. In particular, the works carried out by Gazprom VNIIGAZ LLC in previous years are listed. Also, there is a list of prepared technical standards. The experience of test facility creation and installation at the pilot plant is presented with enumeration of works carried out using this test facility. A brief description of installations, which were designed and partially constructed according to engineering solutions and field supervision of Gazprom VNIIGAZ LLC is given. These are an LNG plant of 3 t/h performance at Moscow gas-processing plant and a peak-gas-supply facility with performance of 20 t of LNG per hour in Armenia (Abovyan town).

Keywords: liquefied natural gas, technology of liquefaction, refrigerant compressor, gas turbine.

References

1. VNIIGAZ. *To develop a flowsheet with optimal process and equipment parameters for gas liquefying and refrigerating plants: report on sci. theme no. 0.04.176, stages a-1, a-4, c, d-2* [Razrabotat tekhnologicheskiye skhemy s optimalnymi parametrami processa i oborudovaniya dlya ustanovok szhizheniya i okhlazhdeniya gaza: otchet po teme 0.04.176, etapy a-1, a-4, v, g-2]. Moscow: VNIIGAZ, 1973. (Russ.).
2. VNIIGAZ. *To develop a flowsheet with optimal process and equipment parameters for gas liquefying and refrigerating plants: final report on sci. theme no. 0.04.176* [Razrabotat tekhnologicheskiye skhemy s optimalnymi parametrami processa i oborudovaniya dlya ustanovok szhizheniya i okhlazhdeniya gaza: zakluchitelnyy otchet po teme 0.04.176]. Moscow: VNIIGAZ, 1975. (Russ.).
3. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Feasibility study on expediency of the Kharasaveyskoye gas-condensate field development by erection of a plant for liquefaction of gas and removal of liquefied gas using bulk carriers: report* [Tekhniko-ekonomicheskoye obosnovaniye tselesoobraznosti osvoyeniya Kharasaveyskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya putem stroitelstva zavoda szhizheniya i vyvoza szhizhennogo gaza tankerami: otchet]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 1995. (Russ.).
4. GAZPROM PJSC. *Method of natural gas liquefaction and device for its implementation* [Sposob szhizheniya prirodnogo gaza i ustanovka dlya ego osushchestvleniya]. Inventors: A.V. MAMAYEV, S.A. SIROTIN, D.P. KOPSHA et al. Application no. 2013149401/06 dated November 7, 2013. Bull. no. 1. January 10, 2015. RU 2538192.

УДК 665.725::622.279

Проблемные вопросы разработки и реализации проектов СПГ

Д.В. Люгай¹, А.З. Шайхутдинов¹, Ю.Г. Мутовин¹, Г.Э. Одишария^{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: G_Odishariya@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

сжиженный природный газ, технология сжижения, холодильный компрессор, газовая турбина.

Тезисы. Обосновывается возможность компоновки технологической схемы сжижения природного газа (разработка ООО «Газпром ВНИИГАЗ», патент № 2538192 с приоритетом от 07.11.2013) агрегатами отечественного производства, а именно: компрессорами для сжатия природного газа, многокомпонентного холодильного агента и азота, а также высокоэффективными теплообменными аппаратами витого типа. Рассмотрены варианты создания технологических линий сжижения газа производительностью 1 и 3 млн т СПГ в год путем комплектации компрессорными агрегатами с газотурбинным приводом мощностью 8–10, 25 и 32 МВт для сжатия природного газа, поступающего в установку сжижения, азота и холодильного агента соответственно.

Постановка вопроса о создании комплексов сжиженного природного газа (СПГ) собственными силами предполагает:

- наличие собственной запатентованной технологии производства СПГ;
- разработку проектной документации на основе указанной технологии;
- строительство объектов и комплекса СПГ в целом с использованием материалов и оборудования собственного производства.

Указанные ограничения создают большие трудности в части поиска оптимальных решений, учитывающих реальные возможности отечественных производителей специальных видов оборудования – прежде всего, компрессорного и теплообменного.

Следует подчеркнуть, что мировой опыт развития СПГ-промышленности свидетельствует о полном отказе от копирования ранее реализованных проектов. Каждый новый объект имел отличительные признаки. Это приводило к тому, что ключевые виды оборудования, такие как компрессоры холодильных циклов и особенно многопоточные теплообменники для циркуляционных контуров на смешанном холодильном агенте, специально разрабатывались под конкретные условия проектируемого комплекса СПГ. Нам в России также придется столкнуться с этой проблемой.

Далее с учетом зарубежной практики рассмотрим возможности разработки требуемых видов материалов и оборудования под конкретные условия проектирования и строительства завода СПГ в районе Владивостока и применения отечественной технологии сжижения газа, разработанной в ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Технология сжижения природного газа

Принципиальная схема процесса сжижения газа (рис. 1) предусматривает предварительную глубокую очистку и осушку сырьевого газа [1]. После обработки газ высокого давления¹ подается в установку сжижения, где подвергается ступенчатому охлаждению в теплообменных аппаратах Т-1 и Т-2. В Т-1 газ охлаждается до температуры минус (54–52) °С, что позволяет при необходимости сконденсировать содержащиеся в сырьевом газе тяжелые углеводороды и выделить их в сепараторе С-1.

Жидкая фаза тяжелых углеводородов используется для производства компонентов смешанного холодильного агента, циркулирующего в левом (синем) контуре

¹ Давление сжиженного газа уточняется на стадии оптимизации параметров процесса с учетом компонентного состава и обычно находится в интервале 6,5–7,5 МПа.

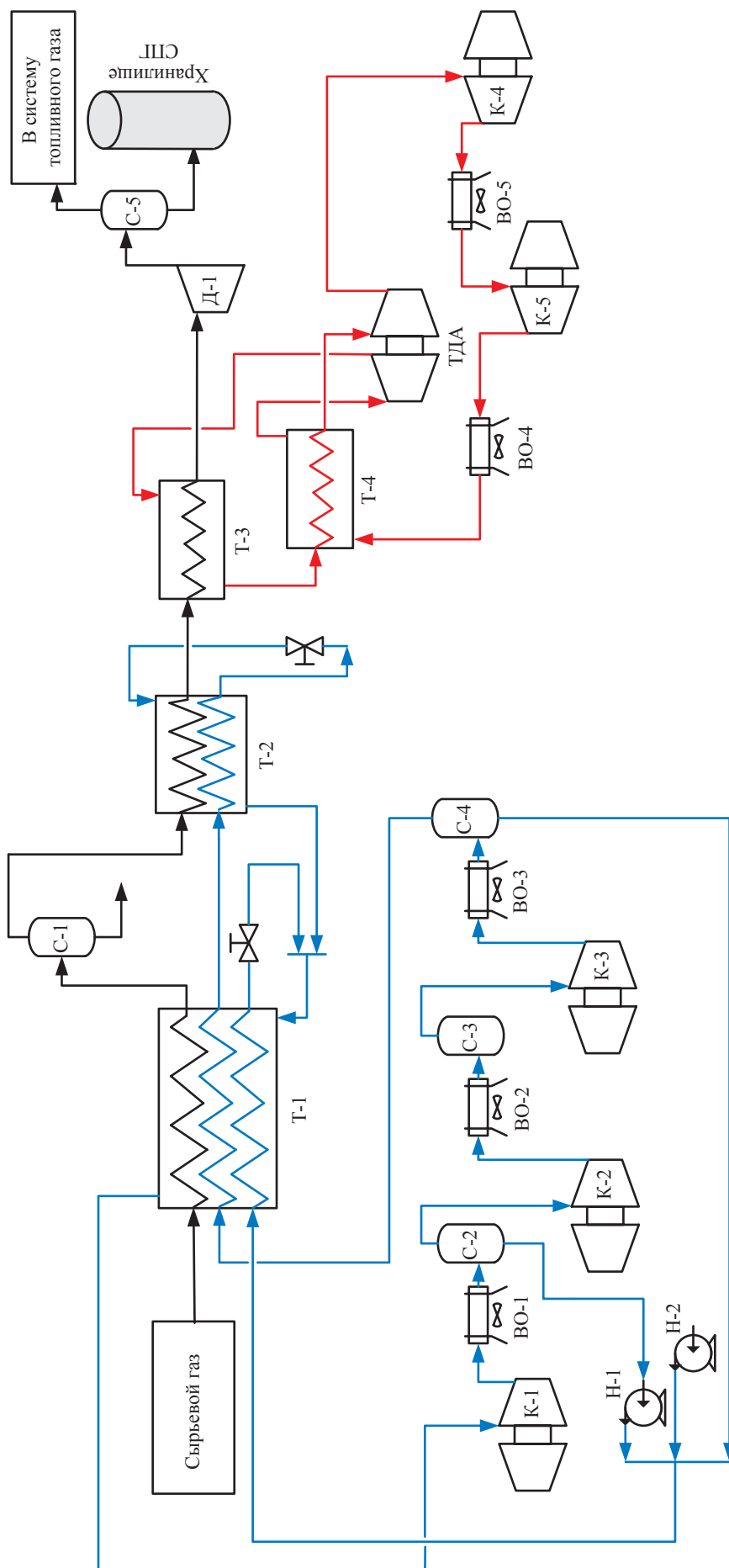


Рис. 1. Принципиальная схема процесса сжижения газа [1]

холодильного цикла, а также товарной продукции – пропан-бутановой смеси.

Паровая фаза из С-1 направляется в Т-2, где доохлаждается и переводится в жидкое состояние. СПГ высокого давления выводится из теплообменника Т-2 при температуре минус (125–120) °С. Далее он доохлаждается в теплообменнике Т-3 правого (красного) азотного контура установки сжижения газа до минус (160–150) °С и подается в жидкостной детандер Д-1, где расширяется до 0,11–0,13 МПа и в результате этого охлаждается еще на несколько градусов. Переохлажденный СПГ отделяется от остатков паровой фазы в сепараторе С-5 и направляется в резервуарный парк на хранение и для последующей отгрузки в танкеры через отгрузочный терминал.

В левом контуре циркулирует многокомпонентный холодильный агент, состоящий из смеси азота, метана, этана, пропана, бутана и пентана. Циркуляция холодильного агента осуществляется за счет компрессоров К-1, К-2 и К-3 и насосов Н-1 и Н-2. После сжатия в указанных компрессорах газообразный холодильный агент охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения ВО-1, ВО-2 и ВО-3, и образовавшаяся газожидкостная смесь направляется в соответствующие сепараторы С-2, С-3 и С-4 на разделение. Паровая фаза холодильного агента сжимается в указанных компрессорах, объединяется в единый поток, который подается в многопоточный теплообменный аппарат Т-1 на охлаждение и конденсацию и используется в качестве холодильного агента в теплообменнике Т-2.

Жидкая фаза холодильного агента из сепараторов С-2, С-3 и С-4 также объединяется в единый поток и с помощью насосов Н-1 и Н-2 подается в теплообменник Т-1, в нем переохлаждается и после дросселирования возвращается в теплообменник Т-1 в качестве холодильного агента, обеспечивающего охлаждение природного газа, паровой и жидкой части холодильного агента.

Правый (красный) азотный контур обеспечивает охлаждение СПГ высокого давления за счет ступенчатого сжатия азота в компрессорах К-4 и К-5 с последующим расширением в турбодетандере (ТДА).

В целом холодильный цикл установки сжижения характеризуется высокой энергетической эффективностью (на уровне передовых технологий, реализованных в мире)

и оптимальной степенью переохлаждения СПГ, что весьма благоприятно сказывается на условиях хранения и минимизации потерь товарной продукции из-за испарения в резервуарах.

На рис. 2 представлена модифицированная принципиальная схема (см. рис. 1) процесса сжижения природного газа. Модификация схемы заключается в детализации узлов (блоков) предварительной обработки сырьевого газа и его сжатии (дожимной компрессор К-1) до оптимального уровня (около 7,5 МПа) с целью снижения нагрузки на компрессоры холодильного цикла левого контура. Кроме этого, модифицированная схема дополнена блоками вспомогательных систем завода СПГ, относящихся к объектам общезаводского назначения.

Расцветка узлов схемы сжижения газа имеет определенный смысл:

- желтый цвет объектов общезаводского назначения указывает на возможность их серийной поставки отечественными предприятиями;
- зеленый цвет указывает на возможность разработки и поставки блоков отечественной промышленностью по обычной схеме проектирования и строительства предприятий нефтегазоперерабатывающего назначения, за исключением компрессоров холодильного цикла и турбодетандерных агрегатов²;
- красным обозначены отдельные виды оборудования (многопоточные витые теплообменники, жидкостной детандер и погружной криогенный насос для откачки СПГ из хранилищ, а также криогенные стендерные устройства для отгрузки СПГ в танкеры), разработка и изготовление которых представляет значительную сложность для нашей промышленности.

Потенциальные возможности отечественных производителей материалов и оборудования для комплексов СПГ

Рассмотрим данную проблему с привязкой к структурной схеме технологического комплекса по производству, хранению и отгрузке СПГ (см. рис. 2), которая предусматривает комплектацию завода СПГ по объектам (а) общезаводского назначения (желтый цвет) и (б) предварительной обработки сырьевого газа, включая дожимной компрессор К-1, модулями полной или частичной заводской готовности, что является следствием наличия опыта

² О разработке и поставке указанного оборудования см. далее.

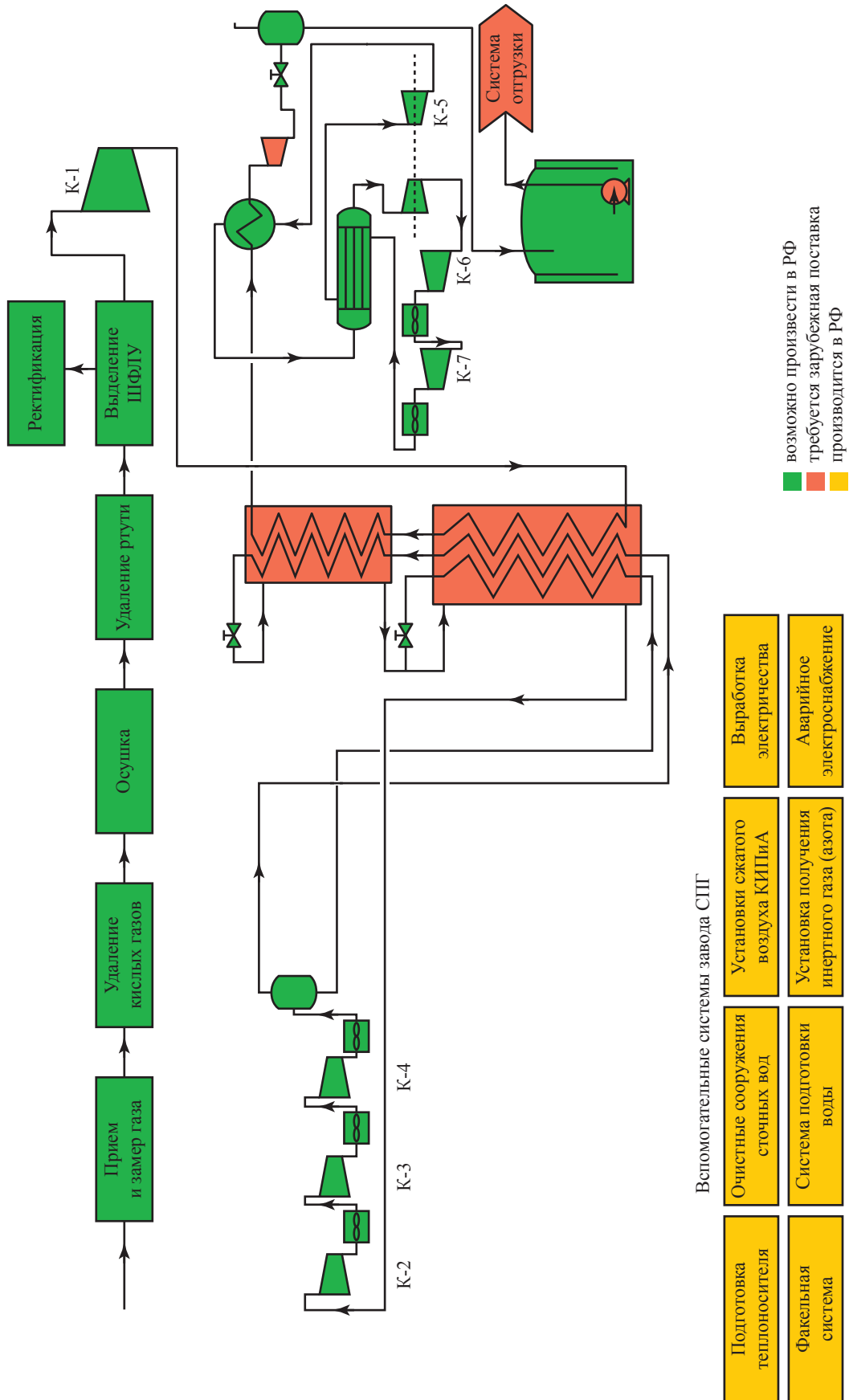


Рис. 2. Структурная схема технологического комплекса по производству, хранению и отгрузке СПГ: КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппаратура; ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов



Рис. 3. Общий вид компрессорной станции с газоперекачивающими агрегатами в блочно-модульном исполнении

строительства заводов нефтегазоперерабатывающего профиля. Комплектация правого и левого холодильных контуров собственно установки сжижения газа может осуществляться отдельными технологическими блоками заводского изготовления, требующими выполнения на месте монтажных работ по объединению блоков в единую технологическую линию (холодильный контур).

Блоки компрессоров левого холодильного контура (К-2, К-3 и К-4) на смеси газов и правого азотного холодильного контура (К-5 и К-6) могут поставляться по аналогии с компрессорными станциями магистральных газопроводов в модульном исполнении со своей обвязкой, укрытием и блоком аппаратов ВО (рис. 3).

Компрессорное оборудование технологической линии сжижения газа

Анализ особенностей развития мировой промышленности СПГ свидетельствует о технико-экономической целесообразности строительства крупных заводов сжижения с использованием технологической линии предельно возможной производительности. Наибольший успех в этом направлении достигнут в 2009 г. в Катаре при строительстве 4-й и 5-й технологических линий сжижения газа производительностью по 7,8 млн т СПГ

в год на заводе компании «Катаргаз»³. Эти линии (всего 6) относятся к категории уникальных. На большинстве реализованных в мире проектов СПГ применяются технологические линии производительностью 2–5 млн т в год. При этом в целях минимизации капитальных вложений и площади застройки комплектация технологических линий любой производительности осуществляется с использованием компрессорного и теплообменного оборудования строго заданных параметров по мощности привода и характерным показателям компрессоров холодильного цикла, а также поверхности теплообменных аппаратов. Установка резервных агрегатов не применяется. В частности, рассматриваемый нами проект завода СПГ во Владивостоке предусматривает использование технологической линии сжижения газа производительностью 5 млн т в год на основе весьма эффективного и широко используемого в мировой практике производства СПГ процесса C_3MR компании APCI. Технологическую линию предполагается оснастить двумя однотипными газотурбинными установками (ГТУ) Frame 7 компании «Дженерал электрик» номинальной мощностью 88,2 МВт. На выходной вал каждой турбины подключаются отдельные ступени нагнетателей обоих

³ Проект реализован с участием компаний Exxon Mobil и Total.

холодильных контуров (пропана и смешанного холодильного агента). Компонуемые таким образом компрессорные агрегаты не являются взаимозаменяемыми, поскольку содержат различные ступени нагнетателей пропана и смешанного холодильного агента (СХА). Это означает, что выход из строя любого элемента цепочки «ГТУ – пропановый компрессор – компрессор СХА» будет приводить к полной остановке технологической линии сжижения газа. Указанные решения нашли отражение в обосновании инвестиций в проект строительства завода СПГ в районе Владивостока (разработчик – ПАО «ВНИПИГаздобыча»), что позволяет рассматривать их в качестве базы сравнения для предлагаемых альтернативных технико-технологических решений.

Проблему производительности технологической линии сжижения газа и ее комплектации машинным оборудованием отечественного производства следует решать с использованием существующих или находящихся в разработке ГТУ большой мощности для газовой промышленности (объекты промышленного обустройства и магистрального транспорта газа). Далее потребуется разработка новых компрессоров (нагнетателей холодильного агента), согласующихся с параметрами выбранных ГТУ и представленного процесса сжижения газа (см. рис. 1, 2).

Газотурбинные установки для компрессоров СХА и азота

К сожалению, отечественная промышленность не производит ГТУ, удовлетворяющих требованиям строительства технологических линий сжижения газа большой производительности (5 млн т СПГ в год, как принято ПАО «ВНИПИГаздобыча»). Из серийно выпускаемых и планируемых к разработке и выпуску в ближайшей перспективе ГТУ для контура технологической линии сжижения газа (см. рис. 2) наибольший интерес представляют:

- ГТУ М8S5002E мощностью 32 МВт от ГПА-32 «Ладога» производства ЗАО «РЭП Холдинг» (РЭПХ) (табл. 1);

- перспективная ГТУ-32П на базе авиационного двигателя Д-30Ф6 разработки АО «ОДК-Авиадвигатель» (табл. 2, рис. 4).

Возможность использования каждой из них сопряжена с необходимостью решения ряда организационных вопросов. В частности, ГТУ М8S5002E производит РЭПХ по лицензии «Дженерал электрик». В конце 2014 г. подписан договор о 100%-ной передаче документации из «Дженерал электрик» в РЭПХ, а именно:

- технической документации и информации на все элементы ГТУ;

- ноу-хау: спецификаций, инструкций, чертежей, патентов, авторских прав, торговых секретов и соответствующей интеллектуальной собственности, позволяющей осуществлять

Таблица 1

Основные параметры газовой турбины ГТУ М8S5002E для ГПА-32 «Ладога»

Параметр	Расчетный режим	Развитие по мощности
Мощность на валу, МВт	32,0	34,0
КПД, %	36,0	37,0
Температура перед турбиной, °С	1206	1230
Расход воздуха, кг/с	102	102
Степень сжатия	17	17,5
Температура на выхлопе, °С	508	518
Частота вращения ротора, об./мин	5714	5714
Эмиссия NO _x , мг/м ³ , не более	40	40

Таблица 2

Основные параметры перспективной газовой турбины ГТУ-32П на базе авиационного двигателя Д-30Ф6

Параметр	Расчетный режим	Развитие по мощности
Мощность на валу, МВт	34,0	40,0
КПД, %	39,0	40,2
Температура перед турбиной, °С	1239	1274
Расход воздуха, кг/с	123,3	131
Температура на выхлопе, °С	413	432
Частота вращения ротора, об./мин	5500	5500

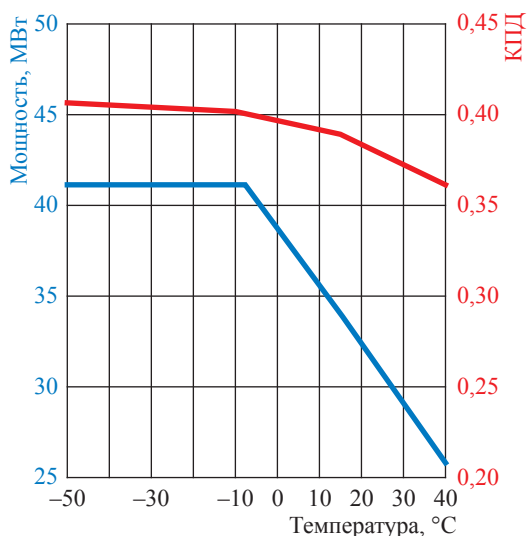


Рис. 4. Зависимость мощности и КПД турбины ГТУ-32П от температуры воздуха

производство компонентов, сборку, тестирование, обслуживание и капитальный ремонт ГТУ;

- перечень поставщиков материалов и комплектующих.

В том числе передается вся документация:

- на камеры сгорания;
- лопатки газовых турбин;
- программу обучения персонала MARK 6.

В части аттестации и обучения предусматривается:

- техническая аттестация и аудит РЭПХ для подготовки к производству всех компонентов турбин;

- реализация программы обучения персонала РЭПХ.

Это позволит обеспечить полный цикл производства и сервисного обслуживания ГТУ в РЭПХ независимо от внешних факторов.

Одновременно с этим компания «ОДК-Авиадвигатель» ведет разработку полностью отечественного ГТУ на базе современного высокоэффективного двигателя Д-30Ф6 мощностью 34 МВт с возможностью дальнейшего наращивания мощности до 40 МВт. Сравнительный анализ показателей указанных ГТУ свидетельствует о существенных преимуществах авиационной турбины ГТУ-32П разработки «ОДК-Авиадвигатель» (КПД составляет 39 %). Кроме этого, на заводах СПГ, как правило, не имеющих резервных компрессорных мощностей, особое значение придается ремонтпригодности ГТУ, продолжительности периода ремонтно-восстановительных работ, а также диапазону

развития мощности агрегата. По этим показателям авиационная турбина имеет существенные преимущества перед стационарной.

На основании изложенного можно сделать вывод о наличии в РФ серийно производимой (ЗАО «РЭП Холдинг») газотурбинной установки MS5002E мощностью 32 МВт, удовлетворяющей требованиям отечественной технологии сжижения газа. Кроме этого, имеется возможность создания в ближайшей перспективе более совершенной высокоэффективной ГТУ-32П авиационного типа.

С использованием любой из этих ГТУ можно разработать технологическую линию сжижения газа классической комплектации⁴ производительностью 1,1–1,8 млн т СПГ в год. При этом контур линии сжижения газа на смешанном холодильном агенте оснащается одной ГТУ мощностью 32 МВт (на валу три последовательно обвязанных компрессорных агрегата), а азотный контур – турбиной мощностью 16 МВт (на валу два последовательно обвязанных компрессорных агрегата). Также технологические линии сжижения газа могут найти широкое применение при решении задач регулирования пиковых нагрузок газопотребления или при переводе транспортных средств (автомобильных, железнодорожных, водных и даже авиации) на СПГ.

Для крупных заводов СПГ (типа владивостокского) производительностью 10–15 млн т в год необходимы линии сжижения газа большей мощности. С позиций имеющегося богатого опыта строительства и эксплуатации компрессорных станций различной мощности и компоновки, а также учета особенностей функционирования заводов СПГ с резервуарными парками большого объема можно рекомендовать следующую компоновку технологической линии сжижения газа (рис. 5):

- циркуляционный контур на смешанном холодильном агенте оснащается тремя параллельно работающими компрессорными агрегатами К-1, К-2, К-3 мощностью по 32 МВт. К-1 и К-2 можно объединить в один корпус. К-2 и К-3 оснащены концевыми холодильниками (ВО) (температура потока после ВО составляет +30 °C; после ВО имеется жидкая фаза);
- циркуляционный контур на азоте оснащается двумя параллельно работающими

⁴ Один компрессорный агрегат в каждом холодильном контуре.

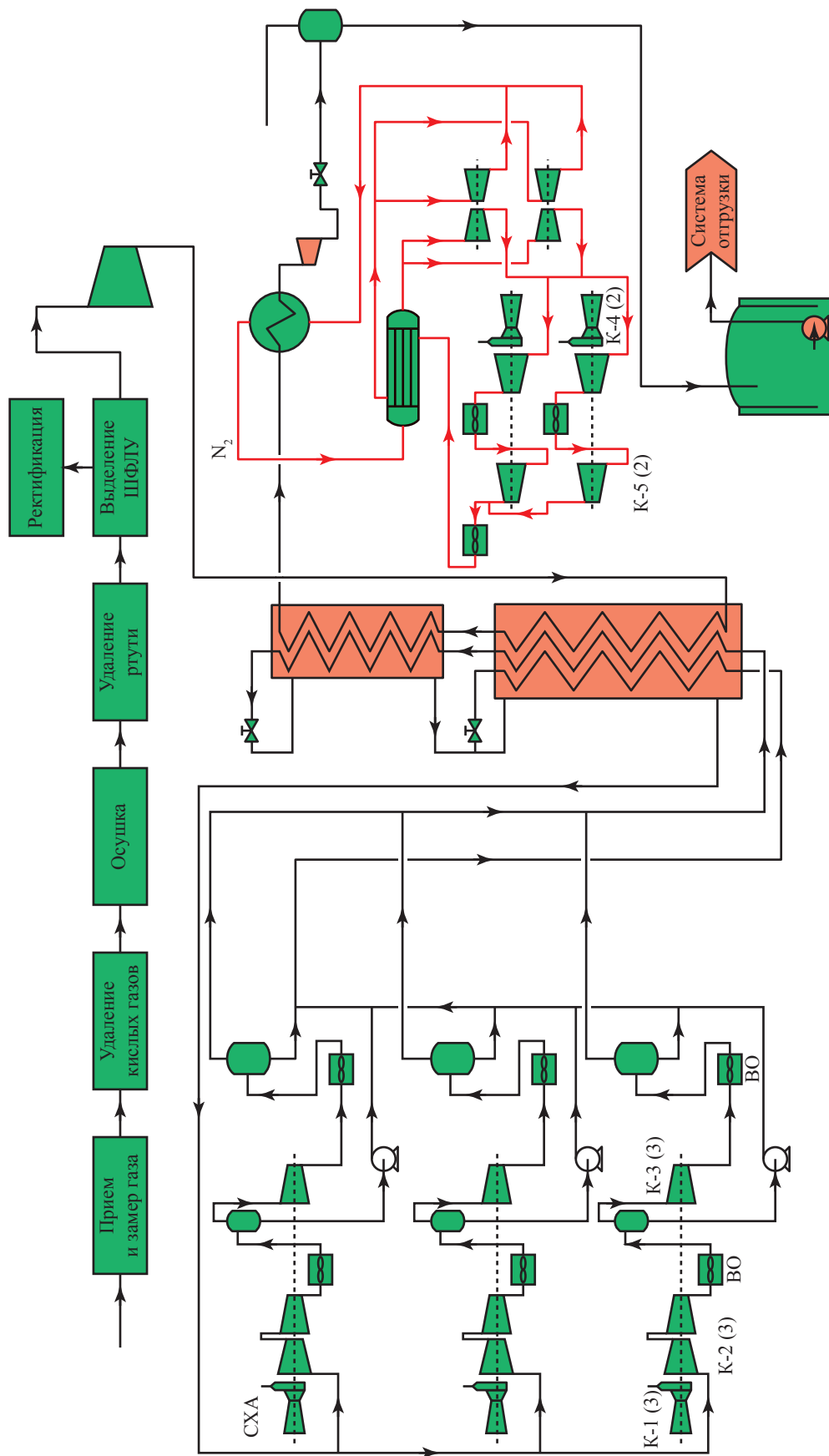


Рис. 5. Структурная схема технологического комплекса по производству, хранению и отгрузке СПГ:

K-1 (3) – в скобках указаны номера компрессорных линий

компрессорными агрегатами (К-4, К-5) мощностью по 25 МВт (рекомендуемое значение) с приводом от авиационного типа ГТУ ПС-90ПП-25.

В этом случае мы получим линию сжижения газа производительностью 3,3–3,6 млн т СПГ в год, позволяющую строить крупные комплексы СПГ мощностью 10–15 млн т СПГ в год и больше.

ГТУ для привода дожимного компрессора природного газа

Дожимной компрессор устанавливается на линии природного газа после установок очистки и осушки сырьевого газа перед подачей его в установку сжижения. Дожатие сырьевого газа до 70–75 МПа является весьма эффективным мероприятием, позволяющим снизить нагрузку на холодильный контур установки сжижения газа и тем самым укомплектовать ее ГТУ отечественного производства мощностью 32 и 25 МВт.

Дополнительный расход энергии на дожатие газа с 5,5 до 7,45 МПа, составляющий около 7 МВт, обеспечивает снижение энергозатрат в верхнем (или левом, см. рис. 1–3) контуре холодильного цикла примерно на 15 % с соответствующим снижением нагрузки

на многопоточные теплообменные аппараты Т-1 и Т-2. В качестве дожимного агрегата (см. К-1 на рис. 2) можно использовать серийный ГПА-10 «Урал» с приводом от авиационной турбины ПС-90ПП-3. ГПА-10 «Урал» может быть изготовлен ПАО НПО «Искра» и поставлен на площадку завода в блочно-модульном или блочно-контейнерном исполнении. Таким образом обеспечивается комплектация технологической линии сжижения производительностью 3,3–3,5 млн т СПГ в год газотурбинными двигателями требуемых параметров из числа серийно выпускаемых в РФ.

В перспективе существует возможность замены ГТУ типа М8S5002Е мощностью 32 МВт на более совершенные агрегаты, разрабатываемые компанией «ОДК-Авиадвигатель», с поставкой их в сроки, согласующиеся с планами наращивания объема производства СПГ (развития) на заводе сжижения в районе Владивостока.

Список литературы

1. Патент РФ № 2538192. Способ сжижения природного газа и установка для его осуществления / А.В. Мамаев, С.А. Сиротин, Д.П. Копша и др.; ПАО «Газпром»; заявка 2013149401/06 от 07.11.2013 // Бюл. № 1. – 10.01.2015.

Topical issues in development and implementation of LNG projects

D.V. Lugay¹, A.Z. Shaykhutdinov¹, Yu.G. Mutovin¹, G.E. Odishariya^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyecktiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. Authors substantiate possibility to configure a flowsheet of natural gas liquefaction (Gazprom VNIIGAZ LLC project, patent no. 2538192 (RU) with priority on November 7, 2013) with account of domestically produced aggregates such as compressor units for compression of natural gas, multicomponent cooling agent and nitrogen, and high-performance spiral heat exchangers. Several variants to create gas liquefaction lines with production capacity of $1 \cdot 10^6$ and $3 \cdot 10^6$ t of LNG per year are suggested. It could be done by integrating these lines with compressor units equipped with gas turbine drives of 8–10, 25 and 32 MW power for compression of input natural gas, nitrogen and cooling agent respectively.

Keywords: liquefied natural gas, technology of liquefaction, refrigerant compressor, gas turbine.

References

1. GAZPROM PJSC. *Method of natural gas liquefaction and device for its implementation* [Sposob szhizheniya prirodnogo gaza i ustanovka dlya yego osushchestvleniya]. Inventors: A.V. MAMAYEV, S.A. SIROTIN, D.P. KOPSHA et al. Application no. 2013149401/06 dated November 7, 2013. Bull. no. 1. January 10, 2015. RU 2538192.

УДК 542.78

Методические подходы к формированию программ малотоннажного производства и использования сжиженного природного газа

С.П. Горбачёв^{1*}, Ю.В. Дроздов¹, К.И. Кириенко¹, О.Л. Кускова¹, С.В. Люгай¹,
И.С. Медведков¹

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_Gorbachev@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Рынок малотоннажного производства СПГ в Российской Федерации находится на этапе начального формирования в условиях отсутствия как значимого предложения, так и заинтересованных, подготовленных потребителей. В статье указаны основные условия роста потенциального спроса, а также изложены подходы к определению его максимального уровня на базе прогнозных работ специалистов ООО «Газпром газомоторное топливо». Для обеспечения потенциального спроса предложены методы формирования рациональной производственной инфраструктуры на базе установок малотоннажного производства СПГ.

Методические подходы к оценке потенциального уровня спроса. Кластерные принципы

Малотоннажный рынок сжиженного природного газа (СПГ) в России сегодня находится на начальной стадии и сдерживается неразвитостью производственно-потребительской инфраструктуры. Используемые в большинстве стран методы прогнозирования спроса на основе сложившихся трендов (с корректировкой при помощи статистических функций эластичности объемов потребления энергоресурсов) неприменимы в данном случае из-за отсутствия представительных рядов отчетной информации. Поэтому методы прогнозирования спроса на малотоннажный СПГ в РФ носят стратегический характер и радикально отличаются от технологий проектирования, которые в свою очередь детально обосновывают конкретные решения.

При определении спроса возможные сценарии развития рынка малотоннажного СПГ должны учитывать стратегические целевые показатели, принятые группой ПАО «Газпром», государственными органами и потребителями СПГ (производителями техники на газе) как главными игроками формирующегося рынка.

Существующие методические средства и инструментарий пока не позволяют выработать и полноценно обосновать стратегию развития сектора использования малотоннажного СПГ в России. Но можно выделить три основные группы управляющих воздействий, с помощью которых главные участники рынка могут влиять на его развитие, а именно:

- 1) разработка производственных программ;
- 2) структурная организация (объединение различных видов рынков, каждый из которых имеет собственные сегменты);
- 3) управление финансовыми потоками.

Указанные факторы необходимо учитывать при формировании программы развития малотоннажного производства и использования СПГ (далее – Программы), реализация которой в первую очередь подразумевает формирование спроса на малотоннажное производство СПГ и эффективных объемов его производства, а также

Ключевые слова: сжиженный природный газ, потенциал спроса, малотоннажное производство, производство СПГ на газораспределительных станциях, цикл частичного сжижения, энергосбережение.

стимулирование роста объектов потребления. Прогнозируя спрос на СПГ в рамках разработки Программы, следует принять следующие допущения:

1) в качестве спроса рассматривается один вариант прогноза – максимально возможный потенциал потребления СПГ при существующих тенденциях развития данного сектора рынка энергоресурсов;

2) потенциал и перспективы потребления СПГ в РФ оцениваются по двум основным направлениям: СПГ как моторное топливо (ГМТ) и СПГ в качестве топлива для автономной газификации;

3) применяется метод кластеризации спроса (см. далее) [1].

Потенциал и перспективы потребления СПГ должны оцениваться исходя из существующего положения дел на рынке СПГ в РФ, проводимых работ в области развития инфраструктуры использования СПГ на транспорте с учетом развития транспортного комплекса в целом и перспектив газификации на период до 2030 г.

Так, выделены основные категории потребителей, или целевые сегменты рынка, СПГ в качестве ГМТ (рис. 1): магистральный транспорт (грузовые автотранспортные средства), тяжелая карьерная техника, железнодорожный транспорт, сельскохозяйственная техника, водный транспорт [1, 2]. По каждому целевому сегменту проведены исследования, включая:

- анализ текущего состояния сегмента;
- анализ текущего состояния технологий использования СПГ техникой в сегменте;
- выделение локальных/линейных рынков по сегменту и определение «якорных» (основных) потребителей;
- определение позиции топлива СПГ с точки зрения межтопливной конкуренции, сравнение с товарами-заменителями;
- разработка направлений развития сегмента и формирование спроса на СПГ



Рис. 1. Структура потенциального спроса на СПГ на транспорте по целевым сегментам рынка

в сегменте исходя из локализации рынков и анализа межтопливной конкуренции;

- определение допустимых ценовых границ, при которых обеспечивается наличие спроса на СПГ.

Оценка проводилась по всем регионам РФ на локальных и линейных рынках по целевым сегментам и видам ГМТ. Проанализированы существующие маршруты, объемы потребления моторного топлива, количество и перспективы модернизации магистрального грузового транспорта, карьерной техники, потенциальные потребности бункеровки СПГ-газовозов в портах РФ, перспективы развития СПГ как топлива на железнодорожном транспорте и в сельском хозяйстве. Установлено [1, 2]:

- в сегменте автотранспорта спрос на СПГ в первую очередь будет формироваться вдоль транспортных коридоров Европа – Азия за счет транзитных перевозок, поскольку уровень развития рынков ГМТ в Европе и в Азии опережает уровень развития рынка компримированного природного газа и СПГ в России. Следующим шагом к развитию спроса в данном сегменте является создание инфраструктуры СПГ вдоль федеральных трасс, не вошедших в коридор Европа – Азия, но демонстрирующих высокую интенсивность движения;
- в сегменте железнодорожного транспорта спрос формируется исходя из стратегических приоритетов РЖД как единоличного собственника железнодорожной инфраструктуры. В силу исторических предпосылок полигоном для перехода на СПГ выбрана Свердловская железная дорога. Таким образом, спрос на СПГ в данном сегменте может быть сформирован при обеспечении инфраструктуры на Свердловской железной дороге и на железных дорогах, с которыми Свердловская дорога соединена сейчас или будет соединена в ближайшем будущем. С учетом «Северного широтного хода» таким коридором может стать объединение Свердловской, Северной и Октябрьской железных дорог;
- в сегменте водного транспорта ожидается значительный спрос на СПГ для бункеровки морского транспорта. С учетом ужесточившихся требований MARPOL¹ местом концентрации спроса являются порты

¹ Международная конвенция по предотвращению загрязнения с судов (англ. International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, MARPOL).

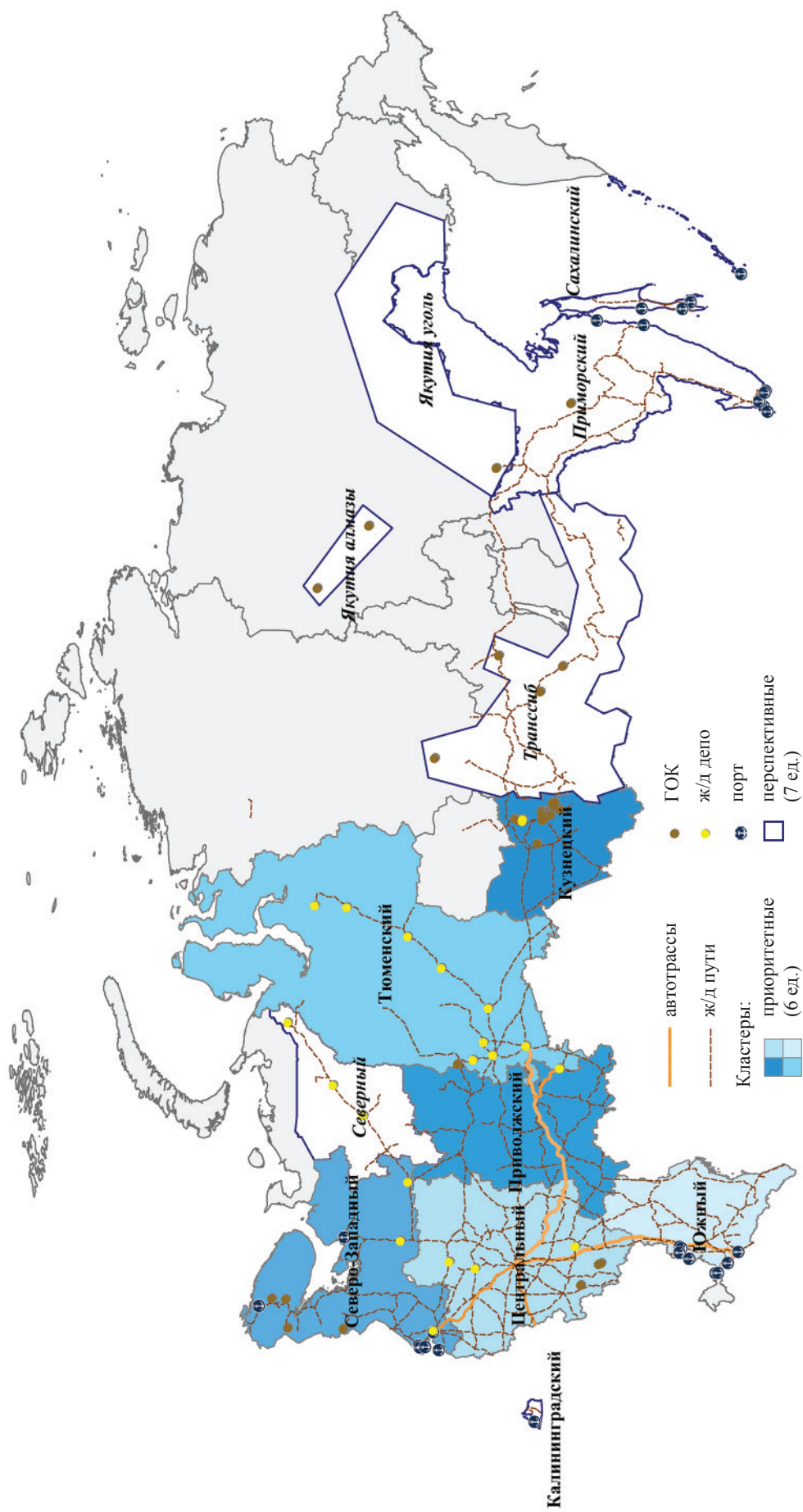


Рис. 2. Схема размещения основных кластеров спроса на СПГ и потенциальных объектов потребления:
 ГОК – горно-обогатительный комбинат

Балтийского моря: Санкт-Петербург, Усть-Луга, Приморск, Высоцк, Выборг, Калининград. Кроме того, поскольку зона действия жестких нормативов по содержанию серы в судовом топливе после 2020 г. будет расширена на все моря Мирового океана, ожидается значительный спрос на СПГ и со стороны остальных российских портов морей Азовско-Черноморского и Дальневосточного бассейнов;

- *сегмент карьерной техники* не связан с транспортными потоками, спрос зависит от плотности карьерной техники, обусловленной непосредственно наличием мест добычи в том или ином регионе. Основное потребление топлива карьерной техникой сконцентрировано в шести регионах: Кемеровской области, районе Курской магнитной аномалии (Курская и Белгородская области), Северо-Западном регионе (Мурманская область и Карелия), Якутии, Красноярском крае и Амурской области;

- *сегмент сельскохозяйственной техники* отличается сильной фрагментированностью как географической, так и с точки зрения количества владельцев техники. Кроме того, владельцы сельскохозяйственной техники отличаются значительным консерватизмом. Принимая во внимание эти ограничения, спрос со стороны сельскохозяйственной техники следует учитывать только в качестве дополнительного фактора в местах концентрации спроса со стороны остальных сегментов;

- потенциальные объемы СПГ на *нужды автономной газификации* определяются при оценке реализации локальных инвестиционных проектов СПГ в рамках разработки генеральных схем газоснабжения и газификации регионов Российской Федерации.

Как отмечалось ранее, системный подход к формированию рынка СПГ обеспечивается кластеризацией спроса – выделением географических территорий (кластеров) с единой производственной и транспортной инфраструктурой, объединяющих точки наибольшего спроса в различных сегментах транспорта. В результате анализа потенциальных потребителей на территории РФ по категориям транспорта сформированы 13 кластеров, шесть из которых можно считать наиболее приоритетными для развития спроса СПГ (рис. 2). Ранжирование кластеров проведено по следующим критериям: объему кластера, привлекательности основных

сегментов кластера, наличию доступа к Единой системе газоснабжения [1].

Потенциал потребления малотоннажного СПГ на транспорте в РФ оценивается на уровне 5,2 млн т [2]. Перспективный спрос на СПГ в качестве средства автономной газификации спрогнозировать невозможно ввиду директивного характера решений о строительстве объектов производства СПГ на нужды автономной газификации. Одним из основных сдерживающих факторов развития данного направления рынка является регулируемая государством ценовая политика в отношении СПГ для автономной газификации, которая отрицательно сказывается на окупаемости и реализации проектов по автономной газификации СПГ. Поэтому при формировании производственной инфраструктуры предлагается принять допущение, что доля производства СПГ для нужд автономной газификации составит не более 15 % при наличии свободных производственных мощностей СПГ, так как цена реализации СПГ в качестве моторного топлива является премиальной по отношению к цене СПГ для нужд автономной газификации и при таком соотношении объемов реализации не оказывает негативного воздействия на экономические показатели проекта.

Методические подходы к размещению производственных объектов

Для покрытия потенциального спроса на СПГ в качестве ГМТ и топлива для автономной газификации необходимо определить эффективные средства его производства и рациональные места их расположения. Наиболее эффективный способ производства СПГ – на газораспределительных станциях (ГРС) по циклу среднего давления с использованием турбодетандера (без энергетических затрат) (рис. 3) [3–6]. Именно эту технологию (далее – *технология 1*) целесообразно принять в качестве основной при разработке Программы.

При этом необходимо учитывать, что ГРС различаются по величине давления в магистральном и распределительном газопроводах, по расходам и давлениям газа в летние и зимние периоды, по составу газа в газопроводах. Поэтому первой задачей при подготовке Программы является разработка критериев для отбора ГРС. В процессе формирования перечня ГРС по технико-экономическим показателям

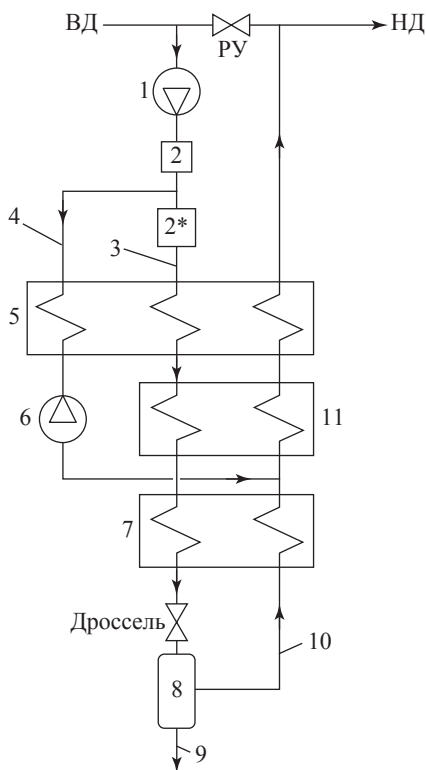


Рис. 3. Схема цикла производства СПГ на ГРС по циклу среднего давления:
 1 – компрессор; 2 – блоки осушки; 2* – блок очистки; 3 – производционный поток; 4 – детандерный поток; 5 – предварительный теплообменник; 6 – детандер; 7 – концевой теплообменник; 8 – сборник-сепаратор; 9 – СПГ; 10 – обратный поток; 11 – промежуточный (детандерный) теплообменник; ВД – газопровод высокого давления; НД – газопровод низкого давления; РУ – редуцирующее устройство на ГРС

установок среднего давления были приняты следующие критерии отбора:

- минимальное (наблюдается, как правило, в летний период) давление природного газа на входе в установку (с учетом дожимного компрессора) P'_1 – не менее 2,5 МПа;
- минимальный коэффициент ожижения установки $k_{L, \text{мин}}$ – не менее 10 %;
- допустимая производительность установки сжижения – не менее 1 т/ч.

Поскольку на соответствие этим критериям необходимо обработать информацию о более чем 4000 ГРС, предложены аппроксимационные расчетные зависимости, позволяющие максимально формализовать процесс отбора ГРС. Так, для определения максимальной

производительности установки на ГРС используется критерий:

$$L_{\text{макс}} < 0,64V_{1\text{мин}} \frac{k_{L, \text{мин}}}{1 - k_{L, \text{мин}}}, \quad (1)$$

где $L_{\text{макс}}$ – искомая максимальная производительность установки сжижения среднего давления на ГРС, т/ч; $V_{1\text{мин}}$ – минимальный расход газа через ГРС (общее потребление газа из распределительных сетей, связанных с ГРС²) в летний период, тыс. норм. м³/ч; $k_{L, \text{мин}}$ соответствует летнему периоду и вычисляется по минимальному перепаду давления на ГРС.

Кроме того, для ГРС должно выполняться

$$\text{условие } L_{\text{макс}} < \frac{V_{1\text{макс}}}{12,5}, \text{ где } V_{1\text{макс}} - \text{максималь-}$$

ный проектный расход газа через ГРС за вычетом фактического расхода через ГРС, млн норм. м³/год (12,5 – коэффициент перевода между размерностями $L_{\text{макс}}$ и $V_{1\text{макс}}$). Приведем упрощенную методику приближенного расчета, которая позволит определить потенциал производства на любой ГРС с заданными параметрами. Для расчета необходимо задать $V_{1\text{мин}}$, $V_{1\text{макс}}$, P_1 – проектное давление газа на входе в установку, а также давление в распределительной сети P_2 , МПа (если ГРС распределяет газ между несколькими линиями низкого давления с разным давлением, то P_2 – это максимальное давление сетевого газа³).

Для установок среднего давления с турбодетандерно-компрессорным агрегатом (ТДКА) с учетом сжатия прямого потока в компрессорной ступени давление P'_1 определяется зависимостью

$$P'_1 = \exp\{a\sqrt{N\eta_{\text{у.э.р}} + 227,1527} - b\}P_1, \quad (2)$$

где N – удельная работа расширения газа в детандере (отнесенная к расходу газа через установку), кДж/кг; $\eta_{\text{у.э.р}}$ – КПД утилизации энергии расширения в компрессорной ступени

² $V_{1\text{мин}}$ может быть производительностью одной или нескольких линий распределительной сети. Точную величину $V_{1\text{мин}}$ можно определить только путем перебора вариантов в ходе решения задачи по максимизации производительности установки совместно с определением величины давления P_2 .

³ P_2 может быть также промежуточным давлением одной линии или максимальным давлением газа в нескольких наиболее производительных линиях распределительной сети. Определяется путем перебора вариантов в ходе решения задачи максимизации производительности установки.

[0,3...0,4]; $a = 0,20674$; $b = 3,1159$. Если на установке энергия расширения не утилизируется для сжатия газа, то $N = 0$, а $P'_1 = P_1$, и энергия расширения расходуется только на выработку электроэнергии. Определить удельную работу расширения можно по приближенному выражению

$$N = 46,95k_L(P_2^2 - 3,86P_2 + 18,81) - 11(P'_1 - P_2) + 21,95. \quad (3)$$

Тогда коэффициент сжижения установок среднего давления с турбодетандером можно вычислить по аппроксимационной формуле

$$k_{L, \text{мин}} = \frac{(66P'_1 - 55)}{10000} \exp \left\{ 4,0282 \frac{P'_1 - P_2}{(P'_1)^{1,3906}} \right\}. \quad (4)$$

Формула (4) получена для случая сжижения чистого метана при температуре окружающей среды 290 К, адиабатном КПД детандера 80 %, имеет погрешность не более 3 % в диапазоне значений $P'_1 = [3...7,5]$ МПа, $P_2 = [0,2...1,2]$ МПа.

Оценка около 4 тыс. ГРС Группы Газпром показывает, что имеющиеся характеристики станций позволяют разместить на них к 2030 г. установки суммарной производительностью не более 35 % необходимого спроса. По этой причине предложены дополнительные способы повышения производительности установок на ГРС путем применения циклов частичного сжижения с внешним охлаждением, например цикла высокого давления⁴ с предварительным охлаждением (далее – технология 2, рис. 4) [7]. Энергетические характеристики таких циклов приведены на рис. 5. Видно, что удельные энергозатраты составляют 0,3–0,5 кВт·ч на килограмм СПГ, что соответствует наиболее эффективным циклам полного сжижения. При этом коэффициент сжижения составит от 35 до 50 %.

Также для размещения на ГРС могут использоваться любые другие внешние циклы охлаждения, эффективность которых будет увеличиваться по мере снижения коэффициента сжижения (рис. 6). Для реальных установок зависимости, показанные на рис. 6, будут лежать несколько выше, так же как и темп роста энергозатрат по мере увеличения коэффициента сжижения, но в целом тенденция сохранится. Конкретный вид кривых для

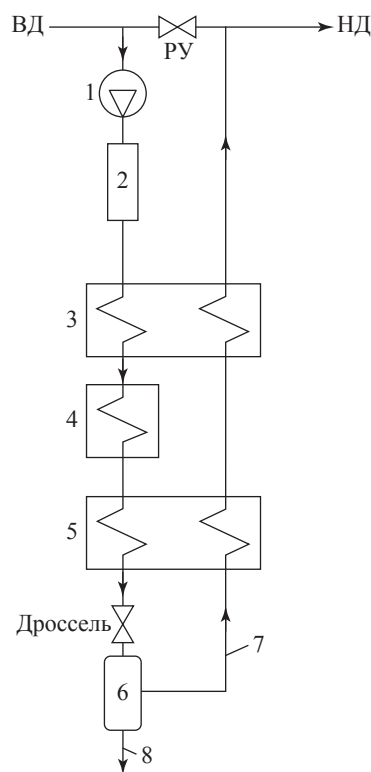


Рис. 4. Общая технологическая схема высокого давления с холодильной машиной (открытый цикл): 1 – источник газа высокого давления; 2 – блок комплексной очистки; 3 – концевой теплообменник; 4 – холодильная машина; 5 – промежуточный теплообменник; 6 – сборник-сепаратор; 7 – обратный поток; 8 – СПГ

реальных установок может быть уточнен по типу и характеристикам внешних циклов охлаждения. На рис. 7 представлен такой цикл частичного сжижения: газ из магистрального газопровода поступает в контур природного газа, последовательно охлаждается в теплообменниках и дросселируется в сборник-сепаратор. Пары СПГ из сборника-сепаратора возвращаются обратным потоком в распределительный газопровод. На выходе из установки между прямым и обратным потоками для регулирования коэффициента сжижения установлен циркуляционный компрессор, в котором можно дожимать несжиженную часть газа и возвращать ее на рециркуляцию, смешивая с поступающим потоком газа. Увеличение коэффициента сжижения позволяет сократить отбор газа из магистрального газопровода и компенсировать негативные эффекты, связанные с возможным снижением газопотребления

⁴ Подробнее о вариантах и модификациях цикла высокого давления и об их характеристиках см. [8, 9].

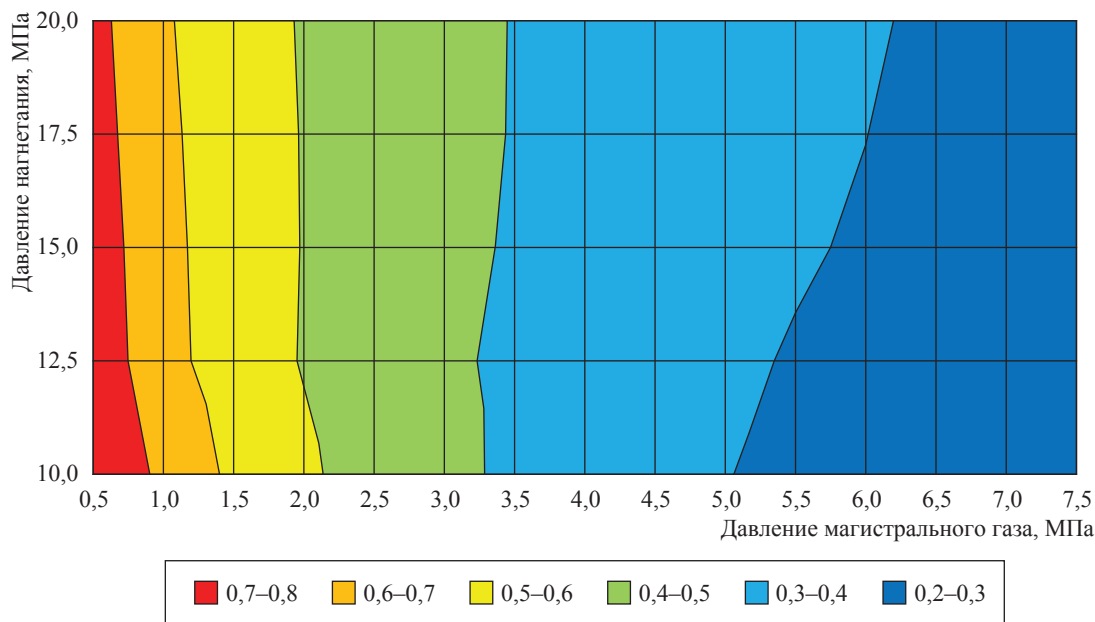


Рис. 5. Удельные энергозатраты для цикла высокого давления на ГРС, кВт·ч/кг СПГ: давление СПГ – 0,6 МПа

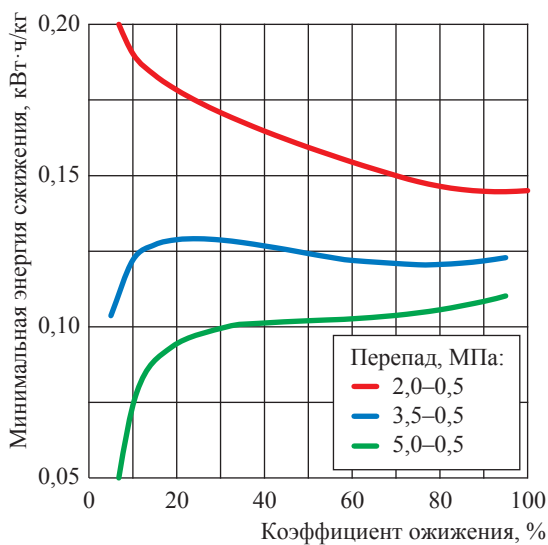


Рис. 6. Минимальная удельная работа сжижения при частичном сжижении метана на ГРС за счет внешнего охлаждения

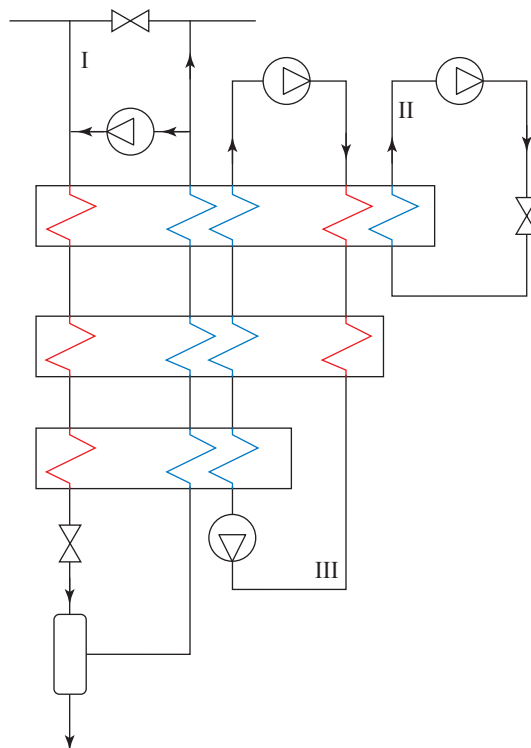


Рис. 7. Цикл частичного ожижения на ГРС (детандерный с внешним азотным и предварительным пропановым охлаждением). Контуры: I – природного газа; II – предварительного охлаждения; III – окончательного охлаждения

в сети низкого давления. В схеме (см. рис. 7) в качестве контура предварительного охлаждения используется пропановая холодильная машина. Контур окончательного охлаждения представляет собой азотный газовый цикл с детандером. При давлении газа в магистральном газопроводе 4,5–3,0 МПа эффективность цикла составляет 0,2–0,3 кВт·ч/кг при $k_{L, \text{мин}} = 20\text{--}40\%$ и 0,45–0,5 кВт·ч/кг при $k_{L, \text{мин}} = 100\%$ (рис. 8).

Таким образом, цикл частичного сжижения природного газа на ГРС с внешним газовым азотным охлаждением более эффективен, чем многие циклы с внешним охлаждением 100%-ного ожижения на отводах магистральных газопроводов. Как и в случае с циклом высокого давления на ГРС, это объясняется двумя факторами:

- 1) на ГРС сжиженный природный газ производится при повышенном давлении (0,5–0,8 МПа);
- 2) при частичном сжижении расход газа через установку увеличен, и при расширении газа повышается суммарный дроссель-эффект,

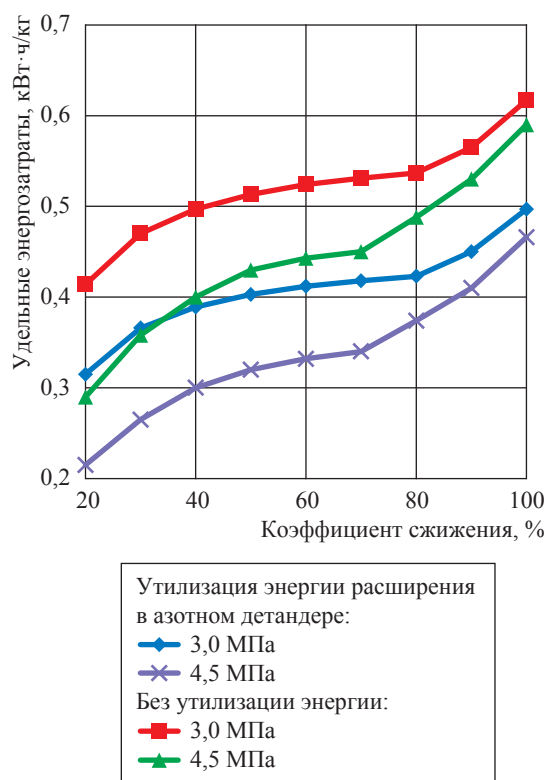


Рис. 8. Удельные энергозатраты при частичном сжижении метана на ГРС при использовании внешнего газового азотного цикла с предварительным пропановым охлаждением

а неожиданную часть можно не сжимать для рециркуляции в закрытом контуре.

Там, где ближайшая ГРС находится на значительном расстоянии от объекта потребления, что затрудняет логистику доставки СПГ, производство и доставка СПГ могут быть организованы на базе мало- и среднетоннажных станций, размещенных на газопроводах-отводах. При выборе установок ожижения как на ГРС, так и на газопроводах в разрабатываемой Программе должны учитываться техническая возможность присоединения КСПГ, требования к размещению криогенного оборудования, радиусы возможного охвата потребителей.

В связи с изложенным общий перечень объектов, на базе которых необходимо организовать производство СПГ для покрытия потенциальной потребности в СПГ как моторном топливе и для автономной газификации, должен формироваться с учетом:

- фактических режимов работы (давление, расход и т.д.);
- технической возможности и места присоединения комплекса сжижения природного газа (КСПГ) на ГРС;
- нормативных требований к размещению криогенного технологического оборудования КСПГ в границах участка ГРС и/или на прилегающей территории (минимальные безопасные расстояния);
- наличия ресурсов природного газа в рассматриваемых кластерах.

Для формирования схемы размещения объектов производства СПГ с целью покрытия потенциальной потребности в СПГ на цели моторного топлива и автономной газификации сформирована следующая методика определения перечня, производительности малотоннажных установок и мест их размещения. На первом этапе устанавливаются локализация объектов-потребителей и их характеристики [1, 2]. Следующим шагом становится определение перечня ГРС, на которых может быть потенциально организован процесс сжижения природного газа:

- по технологии 1 (цикл Клода – Капицы, см. рис. 3). Аналог – ГРС-4 в Екатеринбурге;
- или технологии 2 (см. рис. 4). Аналоги – ГРС-1 в Калининграде, установка сжижения природного газа (УСПГ) в д. Канюсята Пермского края.

Производительность установок на ГРС задается⁵ в границах 1–10 т/ч. Выбор типа и производительности установок сжижения осуществляется по алгоритму, изложенному далее.

1. По минимальному летнему давлению определяется $k_{L, \text{мин}}$ установки при реализации технологии 1 на ГРС (см. формулу (4)).

2. По технологии 2 $k_{L, \text{мин}}$ может регулироваться в широких пределах за счет применения различного технологического оборудования (дожимающих компрессоров, внешних холодильных циклов и пр.) и не является ограничивающим фактором.

3. Для технологий 1 и 2 также учитываются ограничения по максимальной пропускной способности газопровода-отвода, на котором расположена ГРС.

4. Если установленный потенциал соответствует $L_{\text{макс}} > 1$ т/ч СПГ по одной из двух технологий, то ГРС рассматривается далее. В обратном случае ГРС из дальнейшего рассмотрения исключается.

5. Прошедшие отбор ГРС локализируются на карте. Выясняется наличие вблизи них земельных участков общего пользования. Также определяются расстояния от ГРС до жилых зданий, дорог общего пользования, складских помещений⁶. Если ГРС отвечает требованиям пожарной безопасности и расположена рядом со свободным земельным участком, она заносится в результирующий перечень.

6. Задаются минимальное плечо и максимальное плечо (расстояния) доставки: минимальное плечо принимается равным 250 км, максимальное – 400 км.

7. В радиусе минимального плеча доставки для каждого объекта-потребителя определяется перечень ГРС. Если в радиусе минимального плеча доставки ГРС не обнаружены, плечо увеличивается до максимального, и перечень ГРС определяется повторно.

8. Объекты потребления сортируются по уровню потребления: от минимального до максимального. Это делается для того, чтобы малые потребители были обеспечены СПГ в первую очередь. Таким образом будет снижен риск обеспечения продуктом малых потребителей от большого количества ГРС

по остаточному принципу, что осложнит логистику. После такой сортировки малые потребители с большой вероятностью будут обеспечиваться СПГ от одного объекта производства.

9. Далее для каждого объекта-потребителя из списка выполняется субалгоритм из пяти последовательных процедур:

1) для каждой ГРС из составленного перечня (см. шаг 7) назначается рейтинговый балл R:

$$R = R_L \cdot K_L + R_N_cons \cdot K_N_cons + R_Prod \cdot K_prod, \quad (5)$$

где R_L – рейтинг расстояния до объекта (чем ближе ГРС к потребителю, тем рейтинг выше, т.е. предпочтение отдается ГРС, расположенным в непосредственной близости от объекта потребления); R_N_cons – рейтинг загруженности⁷ ГРС (чем больше потребителей у ГРС, тем выше данный рейтинг, т.е. предпочтительны ГРС с большим количеством потребителей, что позволит снизить риск недогруженности ГРС); R_Prod – рейтинг потенциала⁸ технологии 1 (чем выше потенциал производства ГРС по технологии 1, тем выше рейтинг. Это позволит загружать в первую очередь высокопроизводительные установки на ГРС по высокоэффективным циклам). R_L , R_N_cons , R_Prod лежат в диапазоне от 0 до 1. Коэффициенты $K_N_cons < K_L < K_prod$ лежат в диапазоне от 0 до 1 и определяются экспертным путем;

2) ГРС, имеющие потенциал производства по технологии 1, сортируются по мере убывания R;

3) по каждой ГРС от начала списка объекту-потребителю передается производимый объем СПГ до тех пор, пока не будет достигнут необходимый объем потребления либо потенциал производства по технологии 1 на ГРС в радиусе плеча доставки не будет полностью исчерпан;

4) если потенциал производства по технологии 1 исчерпан полностью, но необходим дополнительный объем СПГ, то далее рассматриваются ГРС с потенциалом производства по технологии 2. Для этого каждой ГРС

⁵ См. ГОСТ Р 55892-2013. Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Общие технические требования.

⁶ См. СП 240.1311500.2015. Хранилища сжиженного природного газа. Требования пожарной безопасности.

⁷ Рейтинг загруженности не является определяющим и имеет наиболее низкий вес в выражении (5), поскольку далее в расчете осуществляется перераспределение производства от низкопроизводительных установок (см. шаг 10).

⁸ См. шаги 1, 4, 5.

из перечня (см. шаг 7) присваивается новое значение рейтинга:

$$R = R_L \cdot K_L + R_Prod \cdot K_prod, \quad (6)$$

где R_L , R_Prod лежат в диапазоне от 0 до 1; R_Prod – рейтинг ГРС по потенциалу технологии⁹ 2 (чем выше потенциал производства ГРС по технологии 2, тем выше рейтинг. Это позволит загружать в первую очередь высокопроизводительные установки на ГРС);

5) по каждой ГРС от начала списка объекту-потребителю передается производимый объем СПГ до тех пор, пока не будет достигнуто необходимое значение объема потребления или потенциал производства по технологии 2 на ГРС в радиусе плеча доставки не будет полностью исчерпан.

10. После перераспределения СПГ между потребителями и производителями с целью ликвидации малопроизводительных ($L_{\max} < 1$ т/ч) УСПГ предусматривается оптимизация в три шага:

1) производится попытка укрупнить УСПГ, предполагающие использование энергоэффективной технологии 1. Для этого определяется перечень ГРС, имеющих общие объекты потребления с рассматриваемой установкой, и осуществляется полное или частичное отсоединение потребителей от крупных ГРС ($L_{\max} > 1$ т/ч) и присоединение их к ГРС с малой производительностью;

2) если на шаге 10.1 за счет укрупнения не были ликвидированы УСПГ малой производительности, осуществляется попытка ликвидации этих установок за счет передачи их объемов производства другим УСПГ. На этой итерации производится передача объемов СПГ установкам, имеющим общие объекты потребления с рассматриваемыми малопроизводительными ГРС. При этом запрещается миграция УСПГ за пределы потенциалов текущих технологий ожижения на ГРС;

3) если на шаге 10.2 не были ликвидированы УСПГ малой производительности, осуществляется попытка передать объекты-потребители соседним установкам, расположенным на расстоянии максимального плеча доставки от объекта потребления. При этом запрещается миграция УСПГ за пределы потенциалов текущих технологий ожижения на ГРС.

11. Если в результате расчета появились объекты, не охваченные сетью ГРС и не обеспеченные СПГ, полученным по технологиям 1 и 2, их обозначают как объекты, обеспечиваемые автономными комплексами сжижения (далее – *технология 3*).

12. Расчеты по шагам 7–11 производятся для различных этапов реализации Программы по мере роста спроса. Перед каждой новой итерацией цикла значение потребления у объектов-потребителей задается как разница между текущим и предыдущим расчетным периодом, а каждой установке на ГРС присваивается производительность, полученная на предыдущей итерации.

13. Для ГРС, где размещены УСПГ, работающие по технологии 2, по формуле (4) определяется $k_{L_{\min}}$. Это позволит наиболее оптимальным образом подойти к выбору технологии ожижения на конкретной ГРС в рамках предпроектных исследований (технико-экономического анализа и обоснования). Применение установок частичного ожижения ($k_{L_{\min}} < 1$) позволит несколько снизить удельные энергозатраты, используя даже низкоэффективные циклы внешнего охлаждения, освоенные отечественными предприятиями криогенного и холодильного машиностроения. Набор технологического оборудования и энергозатраты на конкретной ГРС должны точно определяться по результатам технико-экономического анализа на этапе предынвестиционных исследований. Для установок на ГРС, работающих по технологии 2, при $L_{\max} < 3$ т/ч и $k_{L_{\min}} < 0,4$ рекомендуется применять цикл частичного ожижения высокого давления с предварительным охлаждением (см. рис. 4). При увеличении необходимых значений L_{\max} или $k_{L_{\min}}$ выбор технологической схемы должен осуществляться инвестором на базе технико-коммерческих предложений, демонстрирующих наилучшие энергетические и экономические показатели.

14. Для объектов, которые обеспечиваются автономными установками (см. шаг 11), определяются производительность и приблизительное местоположение комплексов производства. Координаты x и y автономного комплекса рассчитываются по формулам:

$$x = \frac{\sum_i x_{об_i} L_{об_i}}{L_{сумм}}; \quad y = \frac{\sum_i y_{об_i} L_{об_i}}{L_{сумм}},$$

где $L_{сумм}$ – суммарная производительность автономного комплекса; $L_{об_i}$ – производительность

⁹ См. шаги 2, 4, 5.

в расчете на i -го объекта-потребителя, обеспечиваемого автономным комплексом; $x_{об}$, $y_{об}$ – координаты i -го объекта-потребителя. Определенные таким образом координаты далее уточняются с целью привязки автономных объектов производства к газотранспортной системе.

В соответствии с ранее определенным спросом выявлены объекты производства СПГ с необходимыми производительностями. Границы кластеров объединенного спроса (см. *Кластерные принципы* и рис. 2) были расширены с целью включения в состав производственно-сбытовых кластеров регионов РФ, имеющих на своей территории производственные объекты, обеспечивающие спрос

в выбранном кластере. На рис. 9 показаны приоритетные кластеры спроса с долями производства в них по различным технологиям, полученными по изложенной методике.

В Программе должно быть предусмотрено применение *мобильных комплексов*, работающих по циклам высокого давления и заменяющих низкопроизводительные УСПГ ($L_{\max} < 1$ т/ч), расположенные на ГРС или газопроводах-отводах, которые не были отсеяны на предыдущих этапах расчета благодаря укрупнению или распределению производства. Размещать низкопроизводительные УСПГ на ГРС и газопроводах-отводах нецелесообразно и технически нереализуемо в связи с малыми

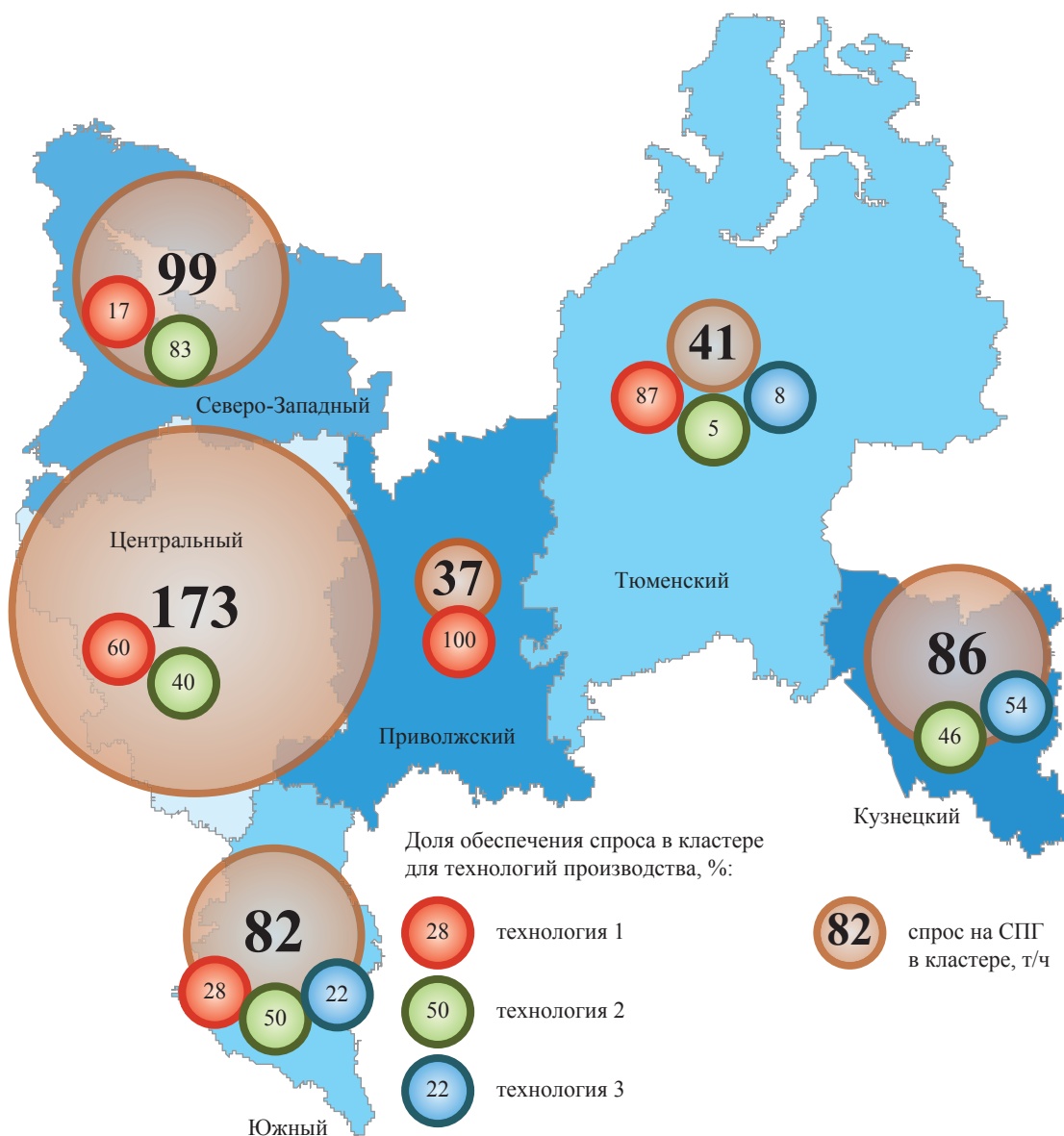


Рис. 9. Структура малотоннажного производства СПГ по типам технологии на 2030 г.

расходами газа через блок ожижения. Наличие таких объектов говорит о том, что в данной зоне потребления начальный уровень спроса не требует крупных комплексов производства СПГ и функции производства могут принять на себя мобильные комплексы СПГ. Со временем, по мере роста потребления, в такой зоне может появиться крупный комплекс производства СПГ, работающий по энергоэффективному циклу, а мобильные комплексы могут быть перемещены в другую зону потребления.

Мобильные комплексы должны быть спроектированы на базе дешевых комплексов частичного ожижения со стандартным компрессорным и холодильным оборудованием. В условиях низкого спроса важным фактором является способность быстрого пуска и остановки оборудования комплекса сжижения в зависимости от изменения потребления в районе распределения продукции. Другим важным фактором при выборе технологии и оборудования мобильного комплекса является возможность его компактного блочного изготовления. Всем перечисленным факторам в полной мере удовлетворяют установки высокого давления различных модификаций (см. рис. 4) [7].

1. В ходе реализации Программы мало- и среднетоннажное производство СПГ целесообразно организовывать на объектах газотранспортной системы (газораспределительные станции, площадки автомобильных газонаполнительных компрессорных станций, магистральные газопроводы, сети низкого давления) [2].

2. Потребление может быть обеспечено производством СПГ на ГРС по детандерной технологии (35 % от общего объема спроса), когда энергозатраты на сжижение отсутствуют, и по технологии частичного сжижения на ГРС с дополнительными энергозатратами (36 % от общего объема спроса), а также по технологии полного сжижения на магистральных газопроводах с повышенными дополнительными энергозатратами (29 % от общего объема спроса). Окончательное решение о возможности / целесообразности применения той или иной технологии в рамках Программы должно приниматься по итогам рассмотрения технико-экономического обоснования по каждому объекту или по отдельному кластеру в установленном порядке.

3. Для обеспечения эффективного использования СПГ в качестве газомоторного топлива необходимо максимально согласовывать производство СПГ и его потребление, предусматривая, в частности, поэтапное развитие инфраструктуры производства СПГ на базе установок малой производительности.

4. На первоначальном этапе реализации Программы в условиях низкого уровня спроса целесообразно осуществлять производство на сетях низкого давления с использованием мобильных и дешевых комплексов частичного ожижения со стандартным компрессорным и холодильным оборудованием.

5. По мере увеличения спроса необходимо переходить от малотоннажного производства СПГ к средне- и крупнотоннажному производству за счет создания крупных комплексов ожижения на газопроводах-отводах производительностью более 10 т/ч на базе энергоэффективных отечественных технологий.

6. Современные технологии мало- и среднетоннажного производства СПГ, освоенные отечественными предприятиями, позволяют получать СПГ удовлетворительного качества с приемлемой себестоимостью на станции сжижения.

7. Необходимо провести ряд научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, направленных на совершенствование технологий малотоннажного производства СПГ, а именно: на увеличение надежности работы установок при изменении характеристик сырьевого газа; снижение капитальных и эксплуатационных затрат; обеспечение необходимого качества СПГ на объектах производства, в частности, путем применения расширительных аппаратов нового типа, эффективных технологий осушки и очистки газа, новых технологических схемных решений.

8. Следует снижать суммарную долю проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ в общих начальных капитальных затратах. Это можно осуществить за счет разработки типовых установок сжижения на базе ограниченного набора существующих технологий. Типовые проекты позволят разработать стандартный набор запасных частей, инструментов и принадлежностей, что сократит затраты на ремонт и периодическое обслуживание станций, а также продолжительность этих операций.

Целесообразность применения некоторых приведенных рекомендаций в условиях конкуренции и распределения подрядов в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации можно поставить под вопрос. Однако если развитие производственно-заправочной инфраструктуры будет происходить усилиями единого оператора или группы компаний, обязательным

условием вхождения на рынок оборудования и проектных решений для малотоннажного СПГ должно стать безусловное выполнение технического задания и требований внутренней нормативно-технической документации, разработанных в соответствии с целостной и последовательной технической политикой заказчика.

Список литературы

1. Сурнов А.В. Стратегия развития рынка газомоторного топлива Российской Федерации / А.В. Сурнов // Газовая промышленность. – 2015. – № 728: спецвыпуск. – С. 10–15.
2. Журавский М.А. Текущее состояние и перспективы использования СПГ в качестве моторного топлива / М.А. Журавский, А.Л. Трибун // Газовая промышленность. – 2015. – № 728: спецвыпуск. – С. 39–44.
3. Удут В.Н. Криогенная техника и технологии для малотоннажного производства и использования СПГ на транспорте и автономной газификации / В.Н. Удут // Газовая промышленность. – 2011. – № 668: спецвыпуск. – С. 16–19.
4. Гайдт Д.Д. Малотоннажное производство СПГ и область его применения: опыт ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» / Д.Д. Гайдт // Газовая промышленность. – 2015. – № 728: спецвыпуск. – С. 52–57.
5. Патент РФ № 2438081. Способ частичного сжижения природного газа (варианты) и установка для его реализации (варианты) / С.П. Горбачёв; ООО «Газпром ВНИИГАЗ» // Бюл. № 36. – 27.12.2011.
6. Горбачёв С.П. Проблемы и перспективы производства СПГ на газораспределительных станциях / С.П. Горбачёв, С.В. Люгай, И.С. Медведков // Газовая промышленность. – 2015. – № 728: спецвыпуск. – С. 45–49.
7. Сердюков С.Г. Повышение экономической эффективности эксплуатации АГНКС при дооборудовании их системами получения и реализации сжиженного природного газа / С.Г. Сердюков, И.Л. Ходорков, Д.Н. Логинов и др. // Сжиженный природный газ в России: сб. статей и докладов. – СПб.: Химиздат, 2004. – С. 27–30.
8. Довбиш А.Л. Опыт создания блоков сжижения природного газа малой производительности / А.Л. Довбиш, В.А. Передельский, К.В. Безруков и др. // Газовая промышленность. – 2011. – № 668: спецвыпуск. – С. 21–24.
9. Горбачёв С.П. Особенности малотоннажного производства СПГ на газопроводах на основе дроссельных циклов высокого давления / С.П. Горбачёв, И.С. Медведков // Технические газы. – 2016. – Т. 16. – № 1. – С. 29–36.

Technical approaches to forming programs of low-tonnage production and application of liquefied natural gas

S.P. Gorbachev^{1*}, Yu.V. Drozdov¹, K.I. Kiriyenko¹, O.L. Kuskova¹, S.V. Lugay¹, I.S. Medvedkov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyecktiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. Market of low-tonnage LNG production in Russia is at initial stage of building in conditions of neither any serious offer, nor any interested and ready consumers. The article names the main provisions for increase of potential demand, and presents approaches to estimation of its maximal level using the prognostic studies of Gazprom Gazomotornoye toplivo LLC specialists. To provide potential demand, some methods for creation of rational infrastructure on the basis of low-tonnage LNG plants are suggested.

Keywords: liquefied natural gas (LNG), demand potential, small-scale production, LNG production at gas-distributing stations, cycle of partial liquefaction, energy saving.

References

1. SURNOV, A.V. Strategy for development of gaseous fuel market in Russian federation [Strategiya razvitiya rynka gazomotornogo topliva Rossiyskoy Federatsii]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2015, no. 728: spec. iss., pp. 10–15. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. ZHURAVSKIY, M.A. and A.L. TRIBUN. State of art and prospects for application of liquefied natural gas as motor fuel [Tekushcheye sostoyaniye i perspektivy ispolzovaniya SPG v kachestve motornogo topliva]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2015, no. 728: spec. iss., pp. 39–44. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. UDUT, V.N. Cryogenic machinery and techniques for low-tonnage production of liquefied natural gas and its application in transport service industry and for independent gasification [Kriogennaya tekhnika i tekhnologii dlya malotonnazhnogo proizvodstva i ispolzovaniya SPG na transporte i avtonomnoy gazifikatsii]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2011, no. 668: spec. iss., pp. 16–19. ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. GAYDT, D.D. Low-tonnage production of liquefied natural gas and sphere of its application: practical experience of Gazprom transgaz Yekaterinburg LLC [Malotonnazhnoye proizvodstvo SPG i oblast yego primeneniya: opyt OOO "Gazprom transgaz Yekaterinburg"]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2015, no. 728: spec. iss., pp. 52–57. ISSN 0016-5581. (Russ.).
5. Gazprom VNIIGAZ LLC. *Procedure for liquefaction of natural gas (versions) and installation for its implementation (versions)* [Sposob chastichnogo szhizheniya prirodnogo gaza (variant) i ustanovka dlya yego realizatsii (varianty)]. Inventor: S.P. GORBACHEV. Appl. July 4, 2007 no. 2007125077/06, publ. December 27, 2011, Bull. 36. RU 2438081.
6. GORBACHEV, S.P., S.V. LYUGAY, I.S. MEDVEDKOV. Issues and outlooks for liquefied natural gas production at gas-distributing stations [Problemy i perspektivy proizvodstva SPG na gazoraspredeletelnykh stantsiyakh]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2015, no. 728: spec. iss., pp. 45–49. ISSN 0016-5581. (Russ.).
7. SERDYUKOV, S.G., I.L. KHODORKOV, D.N. LOGINOV et al. Improvement of cost-efficiency of motor gas-filling compressor stations' operation at their backfit with systems for loading and off-loading of liquefied natural gas [Povysheniye ekonomicheskoy effektivnosti ekspluatatsii AGNKS pri dooborudovanii ikh sistemami polucheniya i realizatsii szhizhennogo prirodnogo gaza]. In: *Liquefied natural gas in Russia: [Szhizhenny prirodnyy gaz v Rossii]*: collected papers. St. Petersburg: Khimizdat, 2004, pp. 27–30. (Russ.).
8. DOVBISH, A.L., V.A. PEREDELSKIY, K.V. BEZRUKOV et al. Practice in creation of low-output blocks for natural gas liquefaction [Opyt sozdaniya blokov szhizheniya prirodnogo gaza maloy proizvoditelnosti]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2011, no. 668: spec. iss., pp. 21–24. ISSN 0016-5581. (Russ.).
9. GORBACHEV, S.P. and I.S. MEDVEDKOV. Features of low-tonnage liquefied natural gas production at gas pipelines using high-pressure throttle cycles [Osobennosti malotonnazhnogo proizvodstva SPG na osnove drosselnykh tsykvov vysokogo davleniya]. *Tekhnicheskiye gazy*. 2016, vol. 16, no. 1, pp. 29–36. ISSN 1682-0355. (Russ.).

УДК 665.725::[624.953:620.181.5]

Перспективы развития отечественного изотермического резервуаростроения

Х.М. Ханухов

ООО «НПК Изотермик», Российская Федерация, 117587, Москва, Варшавское ш., д. 125, стр. 1, секц. 11
E-mail: isotermik@yandex.ru

Тезисы. Показана доля производства и потребления в различных отраслях российской экономики сжиженного природного газа как перспективного энергоносителя. На основе анализа мирового рынка изотермического резервуаростроения для хранения и транспорта сжиженного газа (СГ) сделан вывод о необходимости создания отечественной инжиниринговой компании в форме государственно-частного партнерства – «РосХТСГ». Эта структура объединит все функции по сооружению под ключ стационарных и мобильных (при транспортировке) хранилищ СГ, а именно: проектирование, научно-исследовательские, конструкторские и нормативно-технические работы, изготовление, строительство и пуско-наладочные работы, т.е. интегрирует строительный, консультационный и технологический инжиниринг.

Перечисляются возможные инвесторы – государственные органы и частные компании, а также привлекаемые на условиях подряда научные, проектные и производственные организации. Делается вывод о безальтернативности такого подхода при решении задачи импортозамещения в этой перспективной, высокодоходной, экспортной области экономики. Отмечается, что предложение согласуется с правительственным решением о государственной, финансовой и административной поддержке создания российской технологии сжижения природного газа.

Перечислены потенциальные задачи «РосХТСГ» и сроки их решения. Предложена возможная структура компании, включая инжиниринговый центр, а также центры проектных, научно-исследовательских и нормативно-технических разработок и обеспечения безопасной эксплуатации систем хранения и транспорта СГ.

Ключевые слова: изотермический резервуар, хранение и транспортировка сжиженных газов, инжиниринг под ключ, импортозамещение, государственно-частное партнерство.

Мировые запасы природного газа в 2014 г. оценивались в 210 трлн м³. Доля газа в мировом энергобалансе вырастет с 22 % (4 трлн м³) в 2014 г. до 27 % (4,9 трлн м³) в 2040 г. Помимо топливно-энергетического комплекса около половины получаемых газов (бутан, пропан, пропилен, аммиак, этилен, кислород, азот, водород) используются в химии и нефтехимии в качестве сырья, ускоренные темпы развития которых также прогнозируются в ближайшие 20 лет. Перспективными потребителями сжиженного природного газа (СПГ) считаются железнодорожный и автомобильный транспорт, жилищно-коммунальный комплекс, а также ракетно-космический комплекс, в котором ведутся работы по созданию многоразовых жидкостных ракетных двигателей на основе СПГ (топливной пары: жидкий кислород + СПГ в качестве горючего). Использование СПГ поможет решить и важную социальную задачу: организовать энергоснабжение населенных пунктов, отдаленных от магистральных газопроводов, а также освоить гигантский бассейн российской части Арктики.

Доля СПГ в мировом потреблении природного газа составляет в настоящее время 26 % и продолжает расти. По прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА) (июнь 2011 г.), доля СПГ в мировой торговле газом в 2035 г. составит 50 % [1]. Это обусловлено несколькими причинами, в частности:

1) **мобильностью** – возможностью быстрой переориентации экспортных потоков, что не в последнюю очередь связано с быстро меняющейся экономической и политической обстановкой в мире. Использование плавучих заводов по сжижению газа (*англ.* Floating Liquefied Natural Gas, FLNG) и плавучих регазификационных терминалов (*англ.* Floating Storage and Regasification Unit, FSRU) дает возможность

перебазировать производство СПГ с одного газового месторождения на другое по мере истощения запасов газа;

2) **снижением стоимости** транспортировки СПГ в связи с увеличением грузоподъемности (дедвейта) газовозов. Так, по оценкам QGTC (Qatar Gas Transport Company Ltd.), увеличение вместимости танкеров со 140 тыс. м³ до 210–263 тыс. м³ позволяет сократить расходы на транспортировку СПГ на 40 %. К 2025 г. ожидается появление танкеров вместимостью до 350 тыс. м³, что позволит при небольших расстояниях успешно конкурировать с трубопроводными проектами;

3) **экологичностью** – газовая энергетика в 40 раз меньше загрязняет окружающую среду, чем уголь, и в девять раз меньше, чем нефть.

На саммите стран-экспортеров газа в Тегеране В.В. Путин заявил, что к 2035 г. РФ планирует увеличить добычу природного газа на 40 % и утроить продажи СПГ, т.е. рост производства СПГ в 1,55 раз превзойдет рост добычи природного газа и может составить от 72 до 96 млн т в год. Это позволит России занять 15–20 % мирового рынка СПГ вместо 4 % (завод СПГ «Сахалин-2») в 2014 г. По оценкам ООО «НПК Изотермик», за 20 лет (до 2035 г.) инвестиции в хранение и транспорт (водный) составят с учетом реконструкции и технического перевооружения имеющихся хранилищ до 125 млрд долл. США.

В настоящее время потребности РФ в продукции для хранения и транспортировки сжиженных газов удовлетворяются в основном за счет зарубежных поставок. Однако РФ сама может проектировать, изготавливать и сооружать наземные изотермические резервуары (ИР) для любых газов, причем при наличии заказов производить достаточно конкурентоспособную продукцию. Это подтверждается многолетним опытом сооружения отечественных многотоннажных ИР (с 1978 г.) для хранения

различных сжиженных газов [2]. Тем не менее, несмотря на необходимость импортозамещения в этой области, отечественные компании продолжают размещать заказы за рубежом, а отечественным специалистам остается адаптация этих проектов к российской нормативно-технической базе.

Анализ импортозамещения в этой области показывает, что в России нет квалифицированного инжиниринга в сфере сооружения хранилищ сжиженного газа под ключ: так, на долю нефтяной, нефтегазовой и химической промышленности приходится около 4 % российского рынка инжиниринговых услуг (рис. 1). Кроме того, отсутствуют некоторые виды криогенного оборудования (погружные насосы большой производительности, компрессоры), морские газовозы, а также единая нормативно-техническая база проектирования, изготовления и сооружения емкостного оборудования для хранения и транспорта сжиженного газа [2–6].

Хранение и транспорт сжиженного газа объединяет то, что в обоих случаях инженерные решения реализуются с единых позиций. Емкостное оборудование для наземного хранения представляет собой многотоннажные вертикальные цилиндрические изотермические резервуары и шаровые резервуары под давлением, а в морских газовозах сжиженный газ содержится в шаровых емкостях или горизонтальных цилиндрических резервуарах, операционных на несущие конструкции кораблей.

Хранилища сжиженного газа относятся к особо опасным производственным объектам [4, 5] и являются высокотехнологичной конкурентоспособной продукцией, обладающей большим экспортным потенциалом. Таким образом, импортозамещение в данной сфере соединяет в себе интересы государства (гаранта техногенной безопасности страны) и бизнеса, заинтересованного в развитии перспективной отрасли экономики [4, 6].

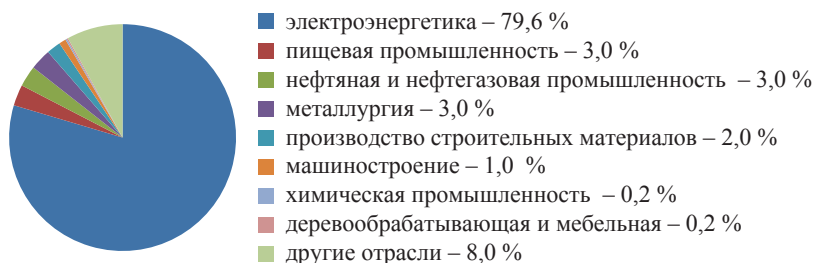


Рис. 1. Структура российского рынка инжиниринговых услуг

Потенциальные работы «РосХТСГ»

Наименование	Срок выполнения, год					Примечание
	2017	2018	2019	2020	2021	
1. Создание системы отечественного инжиниринга и инжиниринга сооружения под ключ стационарных и мобильных хранилищ сжиженных газов (СГ) В дальнейшем – самофинансирование	+	+	+	+	+	В рамках подпрограммы обеспечения реализации государственной программы Российской Федерации «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности» (постановление Правительства РФ от 17.12.2014 № 1388)
2. Разработка типовых проектов	+	+	+			
2.1. Разработка малотоннажных резервуаров (2000–20000 м ³) и терминалов для энергообеспечения отдаленных и малонаселенных областей страны (в т.ч. для освоения арктического шельфа)	+	+	+			Участие в реализации Федеральной целевой программы «Развитие гражданской морской техники» (постановление Правительства РФ от 19.12.2015 № 1394)
2.2. Разработка емкостного оборудования для мало- и среднетоннажных морских газозовозов (20000–60000 м ³)			+	+	+	
2.3. Разработка емкостного оборудования для автомобильных и железнодорожных цистерн			+	+	+	Участие в реализации Федеральной целевой программы «Развитие транспортной системы России (2010–2020 гг.)» (постановление Правительства РФ от 05.12.2001 № 848)
3. Разработка особо опасных, уникальных, технически сложных проектов						Участие в реализации Федеральной целевой программы «Развитие гражданской морской техники» (Постановление правительства РФ от 19.12.2015 № 1394)
3.1. Разработка крупнотоннажных (100000–240000 м ³) резервуаров и терминалов СПГ	+	+	+	+	+	
3.2. Разработка емкостного оборудования для крупнотоннажных морских газозовозов (100000–240000 м ³)		+	+	+	+	В рамках подпрограммы обеспечения реализации государственной программы Российской Федерации «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности» (постановление Правительства РФ от 17.12.2014 № 1388)
4. На основе анализа опыта эксплуатации (инциденты, аварии, катастрофы) опасных производственных объектов и теории рисков разработка инновационных конструкций для хранения и транспортировки СГ	+	+	+	+	+	
5. Создание нормативной базы для проектирования и технологических решений по системам хранения и транспортировки СГ						
5.1. Разработка методики вариантного проектирования	+	+	+	+	+	
5.2. Создание единых межотраслевых нормативно-технических требований и унифицированных конструктивно-технологических решений при хранении и транспортировке СГ		+	+	+	+	

Наименование	Срок выполнения, год					Примечание
	2017	2018	2019	2020	2021	
6. Совершенствование методов и практики обследования, диагностирования, мониторинга рисков и технического состояния низкотемпературных и криогенных резервуаров для хранения и транспортировки СГ	+	+	+	+	+	
6.1. Разработка и актуализация нормативных документов по техническому диагностированию и анализу безопасности ИР для хранения и транспортировки СГ	+	+	+	+	+	
6.2. Организация и проведение работ по обеспечению безопасной эксплуатации (экспертиз) ИР для хранения и транспортировки СГ	+	+	+	+	+	
7. Разработка научных основ безопасного хранения и транспорта СГ						
7.1. Обобщение и анализ мирового научно-технического и нормативно-методического опыта хранения и транспортировки низкотемпературных и криогенных СГ	+	+				
7.2. Подготовка нормативно-технических документов по безопасности и рискам (оценка, снижение, управление) хранения и транспортировки СГ			+	+	+	
7.3. Разработка научно-методических основ мониторинга промышленных, пожарных и экологических рисков при хранении и транспортировке СГ	+	+	+	+	+	
8. Проведение и координация научно-исследовательских и экспериментальных работ по проблемам хранения и транспорта СГ	+	+	+	+	+	В рамках подпрограммы обеспечения реализации государственной программы Российской Федерации «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности» (постановление Правительства РФ от 17.12.2014 № 1388)
9. Учебно-методическая работа по подготовке и повышению квалификации специалистов в области хранения и транспорта СГ В дальнейшем – самофинансирование	+	+	+	+	+	
10. Разработка концепции и создание межотраслевого центра мониторинга технологических рисков изотермических хранилищ (стационарных и мобильных) сжиженных газов (ЦМТР СГ)	+	+	+	+	+	Основная цель ЦМТР СГ – анализ и передача информации, исключая человеческий фактор, в режиме реального времени о технологических рисках и техническом состоянии стационарных и мобильных изотермических хранилищ СГ для принятия компетентными органами решений об их дальнейшей безопасной эксплуатации

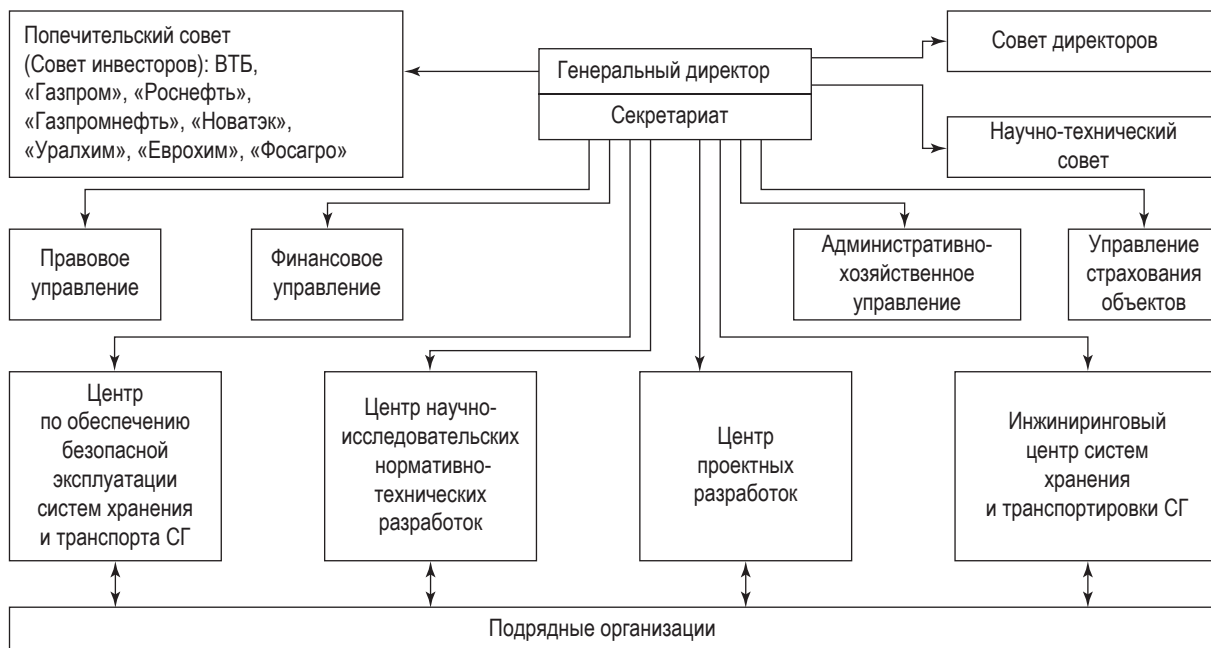


Рис. 2. Структура «РосХТСГ»

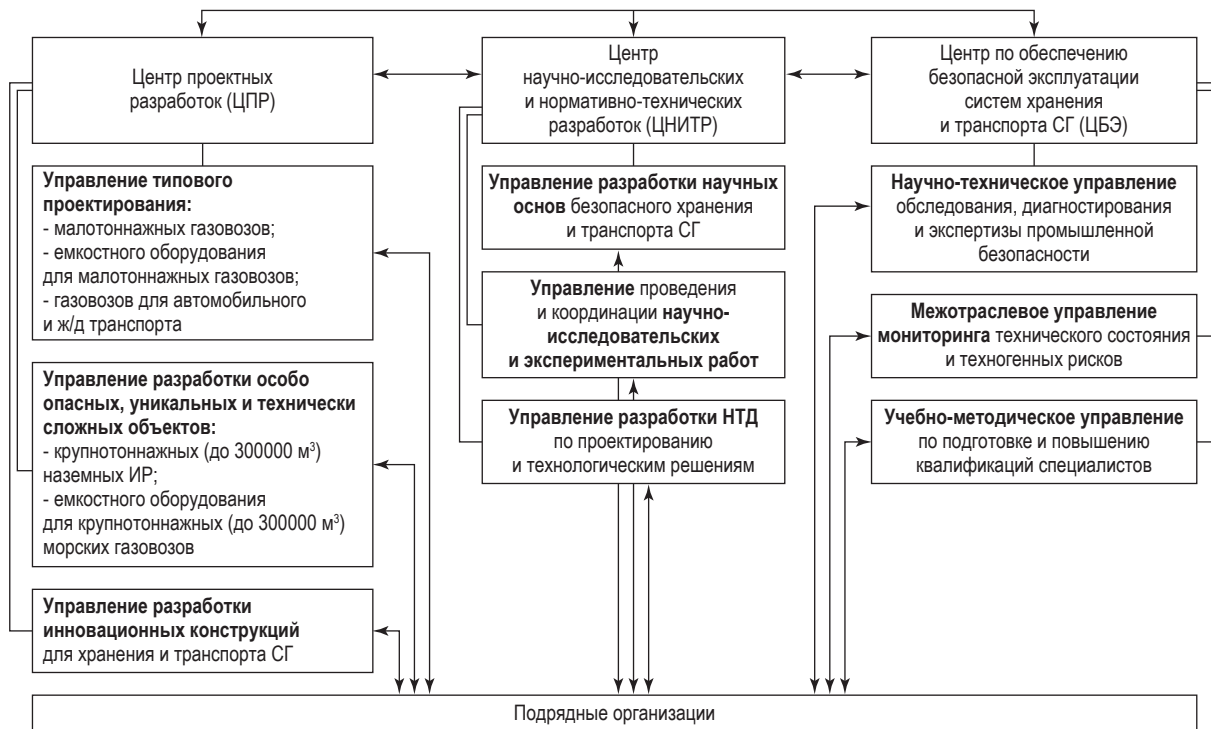


Рис. 3. Структура центров проектных разработок, научно-исследовательских и нормативно-технических разработок и обеспечения безопасной эксплуатации систем хранения и транспорта СГ: НТД – научно-техническая документация



Рис. 4. Структура Инжинирингового центра систем хранения и транспортировки СГ (ИЦХТ)

Специалистами «НПК Изотермик» разработаны проекты большинства отечественных изотермических хранилищ сжиженного газа (бутана, пропана, пропилена, аммиака, этилена, кислорода, азота, водорода) и нормативно-технические документы, утвержденные Ростехнадзором, по безопасной эксплуатации этих сооружений [2]. С позиций большого опыта разработки специальных технических условий и адаптации зарубежных проектов, а также наличия тесных производственных связей с отечественными разработчиками и изготовителями технологического оборудования и конструкций «НПК Изотермик» предлагает для решения проблем импортозамещения создать **российскую научно-производственную корпорацию (компанию) по хранению и транспорту сжиженного газа «РосХТСГ»** в форме государственно-частного партнерства, с тем чтобы она объединила все функции по сооружению под ключ хранилищ сжиженного газа, а именно: проектирование, научно-исследовательские, конструкторские и нормативно-технические работы, изготовление, строительство и пусконаладочные работы, т.е. строительный, консультационный и технологический инжиниринг.

В финансировании создания «РосХТСГ» могут принять участие компании, заинтересованные в развитии названной отрасли, – «Газпром», «Роснефть», «Новатэк», «Газпромнефть», «Еврохим», «Ростех» (ОСК), «ФосАгро», «Уралхим» и др. А со стороны государства – Минэкономразвития, Минпромторг, Минэнерго, Минфин. К работе «РосХТСГ» на условиях подряда необходимо будет привлекать ведущие организации (научные, проектные, производственные и т.п.) и специалистов в области изотермического хранения и транспорта сжиженных газов: РАН, ВНИИГАЗ, ОМЗ («Уралхиммаш», «Криогенмаш», «Гипрокислород»), «Гелиймаш», КБОМ им. В.П. Бармина, «НефтеГазТоп», ГУ МРФ им. адм. С.О. Макарова, ГИАП, НИАП, ВНИИПО МЧС, НТЦ «Промбезопасность», ЦНИИСК им. В.А. Кучеренко, МГСУ, МИИТ, МАДИ и др.

Цели и задачи «РосХТСГ»: замещение на указанном рынке зарубежных поставщиков на основе проведения единой технической политики по обеспечению техногенной безопасности и снижению рисков, а также создания перспективных и конкурентоспособных систем хранения и транспорта сжиженного газа.

Решение этих задач позволит обеспечить работой отечественные предприятия и организации, увеличить отечественную налогооблагаемую базу и создать в перспективе новую высокодоходную экспортную отрасль.

Идея ООО «НПК Изотермик» о создании «РосХТСГ» [3] отвечает поручению заместителя председателя Правительства РФ А. Дворковича Минэнерго, Минпромторгу, Минфину и Минэкономразвития России (№ АД-П9-2615 от 28.04.2016) представить в Правительство Российской Федерации согласованные предложения:

- по использованию существующих инструментов государственной поддержки для создания российской технологии СПГ;
- созданию инжинирингового центра, объединяющего отраслевые научно-исследовательские, проектные, конструкторские и строительные организации с целью

разработки, создания и передачи пользования технологии СПГ для всех нефтегазовых компаний на территории России;

- механизму оказания финансовой поддержки и предоставления государственных гарантий для инжинирингового центра как комплексного подрядчика по проектам СПГ в Российской Федерации;

- мерам стимулирования предприятий машиностроительного и металлургического комплексов для производства оборудования и материалов для заводов СПГ.

«НПК Изотермик» готов при наличии административной и финансовой поддержки со стороны государственных органов и коммерческих компаний участвовать в организации «РосХТСГ» и, при необходимости, возглавить его. Потенциальные задачи «РосХТСГ» и сроки их решения представлены в таблице, а структура корпорации – на рис. 2–4 (см. с. 245–248).

Список литературы

1. Майорец М. Сжиженный газ – будущее мировой энергетики / М. Майорец, К. Симонов. – М.: Альпина паблишерз, 2013. – 360 с.
2. Ханухов Х.М. Внедрение инновационных технологий хранения при использовании сжиженных газов в экономике России – важнейший фактор повышения конкурентоспособности в условиях импортозамещения / Х.М. Ханунов // Доклады на Первом форуме-диалоге «Промышленная безопасность – ответственность государства бизнеса и общества» 1–2 октября 2015 г. – М., 2016. – С. 96–111.
3. Ханухов Х.М. Вопросы импортозамещения в изотермическом резервуаростроении и проблемы безопасности хранения сжиженных газов / Х.М. Ханунов // Деловая слава России. – 2015. – Вып. 52. – С. 10–13.
4. Лесконог А.А. Особенности и основные проблемы обеспечения промышленной безопасности терминалов сжиженного природного газа / А.А. Лесконог, Г.Ю. Чуркин // Безопасность труда в промышленности. – 2016. – № 12. – С. 57–62.
5. Ханухов Х.М. Конструкционные мероприятия по повышению безопасности и снижению риска эксплуатации изотермических резервуаров для хранения жидкого аммиака / Х.М. Ханухов, А.В. Алипов, Н.В. Четвертухин и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2015. – № 8. – С. 74–82.
6. Ханухов Х.М. Нормативно-техническое и организационное обеспечение безопасной эксплуатации резервуарных конструкций / Х.М. Ханухов, А.В. Алипов // Предотвращение аварий зданий и сооружений: сб. научных трудов. – М., 2011. – Вып. 10. – С. 384–422.

Outlooks for development of domestic isothermal reservoir building

Kh.M. Khanunov

NPK Izotermik LLC, Bld. 125, Est. 1, Section 11, Varshavskoye shosse, Moscow, 117587, Russian Federation
E-mail: isotermik@yandex.ru

Abstract. The article reveals a share of production and consumption of liquefied natural gas, which is a prospecting power carrier, in various industries of Russia economics. On the grounds of analysis of rated market for isothermal reservoir building aimed at storage and transportation of liquefied gas the necessity to create domestic (Russian) engineering company in a form of state-private partnership is concluded. This firm will integrate all functions

of turn-key construction of stationary and mobile (for transportation) isothermal reservoirs, namely: projection, scientific researches, design and normative-regulation works, as well as manufacturing, building and start-and-adjustment works, that is to say, will combine building, consultative and technological engineering.

Possible investors, such as state bodies and private companies, and contractors, such as scientific, design and manufacturing enterprises, are listed. It is stated that mentioned approach has no options regarding a task for import substitution within this prospecting, high-profit export sector of economics. It is also pointed out that suggested solution corresponds with the governmental decision to support financially and administratively creation of Russian-based technology for natural gas liquefaction.

Potential tasks of suggested company are listed including the terms of implementation. A possible structure of the company is shown including an engineering center and the centers, which are going to be responsible for design, research and regulative activities and for provision of safe operation of systems for liquefied gas storage and transportation.

Keywords: isothermal reservoir, storage and transportation of liquefied gases, turn-key engineering, import substitution, state-private partnership.

References

1. MAYORETS, M. and K. SIMONOV. *Liquefied gas is the future of world power engineering* [Szhizhenny gas – budushcheye mirovoy energetiki]. Moscow: Alpina Publishers, 2013. (Russ.).
2. KHANUNOV, Kh.M. Implementation of innovative storage techniques at employment of liquefied gases in economics of Russia is a major factor of rising competitive strength in conditions of import substitution [Vnedreniye innovatsionnykh tekhnologiy khraneniya pri ispolzovanii szhizhennykh gazov v ekonomike Rossii – vazhneyshiy faktor povysheniya konkurentosposobnosti v usloviyakh importozameshcheniya]. In: *Proc. of the 1st Dialogue Forum “Industrial Safety: Responsibility of the State, Business and Society”, Oktober 1–2, 2015*. Moscow, 2016, pp. 96–111. (Russ.).
3. KHANUNOV, Kh.M. Issues for safety of liquefied gas storage and import substitution in isothermal reservoir-building engineering [Voprosy importozameshcheniya v izotermicheskom rezervuarostryenii i problem bezopasnosti khraneniya szhizhennykh gazov]. *Delovaya slava Rossii*. 2015, iss. 52, pp. 10–13. ISSN 2226-8472. (Russ.).
4. LESKONOG, A.A. and G.Yu. CHURKIN. Peculiarities and main issues in provision for industrial safety of liquefied natural gas terminals [Osobennosti i osnovnyye problem obespecheniya promyshlennoy bezopasnosti terminalov szhizhennogo prirodnoy gaza]. *Bezopasnost truda v promyshlennosti*. 2016, no. 12, pp. 57–62. ISSN 0409-2961. (Russ.).
5. KHANUNOV, Kh.M., A.V. ALIPOV, N.V. CHETVERUKHIN et al. Constructive arrangements on improving safety and reduction of risk in operation of isothermal reservoirs for liquid ammonia [Konstruktsionnyye meropriyatiya po povysheniyu bezopasnosti i snizheniyu riska ekspluatatsii izotermicheskikh rezervuarov dlya khraneniya zhidkogo ammiaka]. *Bezopasnost truda v promyshlennosti*. 2015, no. 8, pp. 74–82. ISSN 0409-2961. (Russ.).
6. KHANUNOV, Kh.M. and A.V. ALIPOV. Standard-technical and management support for safe operation of reservoir-type constructions [Normativno-tekhnicheskoye i organizatsionnoye obespecheniye bezopasnoy ekspluatatsii rezervuarnykh konstruktsiy]. *Predotvrashcheniye avariy zdaniy i sooruzheniy*. Moscow, 2011, iss. 10, pp. 384–422. ISSN 0409-2961. (Russ.).

УДК [665.725::[624.953:620.181.5]]::621.3.019.3

Конструкционные методы снижения риска при эксплуатации изотермических резервуаров для хранения СПГ

Х.М. Ханухов^{1*}, А.В. Алипов¹, Н.В. Четвертухин¹, А.В. Коломыцев¹, Р.Р. Шигапов¹

¹ ООО «НПК Изотермик», Российская Федерация, 117587, Москва, Варшавское ш., д. 125, стр. 1, секц. 11

* E-mail: isotermik@yandex.ru

Тезисы. В статье отмечено отсутствие отечественной нормативной базы, затрагивающей вопросы проектирования установок хранения сжиженного природного газа (СПГ). Показана необходимость разработки новых нормативных документов, отражающих накопленный в мировой практике за последние годы опыт конструктивных мероприятий и особенности изотермических резервуаров (ИР) для хранения СПГ, направленные на повышение безопасности их эксплуатации.

Проведена идентификация опасностей при эксплуатации ИР, показаны возможные сценарии аварий, смоделированные по результатам анализа реальных аварий на хранилищах СПГ. Отражены специфические опасности, характерные только для резервуаров СПГ, возникающие при резком самопроизвольном смешении (ролловере) слоев СПГ с интенсивным парообразованием. Отмечено, что ролловер в конечном итоге вызывает перенапряжение оболочечных конструкций резервуара. Перечислены способы предотвращения ролловера в хранилищах СПГ.

По итогам сравнительного анализа конструктивных особенностей ИР различных типов сделан вывод о том, что наиболее безопасными являются двустенные ИР закрытого типа, состоящие из открытой внутренней емкости для размещения хранимого продукта, выполненной из хладостойкой стали, и внешней емкости, непроницаемой для жидкости и пара и изготовленной из предварительно напряженного железобетона. Сделан обзор конструктивных решений фундаментов ИР. Предложены конструктивные решения исполнения фундаментов ИР с системами эффективной сейсмической защиты.

Проведен анализ конструктивного исполнения тепловой изоляции ИР, определены требования к системе тепловой изоляции. На основании зарубежного и отечественного опыта проектирования и эксплуатации ИР предложены мероприятия при разработке проектной документации на ИР, технологии хранения СПГ, строительстве сооружений, направленные на снижение вероятности аварийных ситуаций и обеспечение промышленной безопасности.

Природный газ – один из важнейших видов топлива XXI в. Его практическое использование обусловлено как удобными производственными характеристиками, так и относительной экологичностью. Развитие промышленности приводит к росту потребления природного газа, что влечет за собой сложности хранения и транспортировки его значительных объемов. Эти проблемы все чаще решаются путем сжижения газа.

Хранение сжиженного природного газа (СПГ) при температуре его кипения и давлении, близком к атмосферному, в вертикальных цилиндрических изотермических резервуарах (ИР), которые относятся к особо опасным производственным объектам (ОПО), позволяет значительно сократить удельные капиталовложения. Из одного объема СПГ при регазификации образуется примерно 645 объемов газообразного метана. Превращение природного газа в жидкость позволило сделать его очень важным и конкурентоспособным источником энергии.

В России вопросы проектирования установок для хранения СПГ регламентируются ведомственными нормами¹, выпущенными еще в СССР. Этот документ является временным, но единственным в РФ и устанавливает максимальный допустимый

Ключевые слова: изотермический резервуар, конструктивные решения, проектирование, нормативные документы, сжиженный природный газ, анализ риска аварии, промышленная безопасность, аварийная ситуация, мероприятия по снижению вероятности реализации аварийных ситуаций.

¹ См. ВНТП 51-1-88 «Ведомственные нормы на проектирование установок по производству и хранению сжиженного природного газа, изотермических хранилищ и газозаправочных станций (временные)».

объем хранения продукта в наземных изотермических резервуарах 8000 м³ при единичной емкости резервуара не более 600 м³, что является недостаточным, учитывая современные технологии и современный мировой опыт. Поэтому в настоящее время, учитывая рост спроса на СПГ, необходима глубокая адаптация ВНТП 51-1-88 либо разработка нового документа, устанавливающего нормы проектирования установок для производства, хранения СПГ и изотермических резервуаров. В этом документе необходимо отразить накопленный мировой практикой за последние 30 лет и не вошедший в ВНТП 51-1-88 опыт конструктивных мероприятий, направленных на повышение безопасной эксплуатации ИР для хранения СПГ, и известные особенности ИР.

Идентификация опасностей при эксплуатации ИР выделяет внешние и внутренние источники опасности. Внешние связаны с аварийными ситуациями на соседних объектах при попадании рассматриваемого резервуара в зону действия поражающих факторов аварии – взрывной ударной волны, осколков и теплового излучения, а также с аварийными ситуациями при эксплуатации ИР (например, падением погружного насоса на крышу ИР при его обслуживании). Внутренние источники опасности связаны с физическими свойствами СПГ, конструктивными и технологическими решениями, характерными как для вертикальных резервуаров в общем, так и только для ИР.

Анализ реальных аварий на хранилищах СПГ выявил следующие основные опасности и возможные сценарии аварий [1]:

- образование пролива;
- пожар в проливе;
- выброс паров СПГ без последующего воспламенения;
- выброс паров СПГ с последующим воспламенением;
- взрыв паров СПГ в ограниченном пространстве.

Исходным событием возникновения и развития аварий является разгерметизация оборудования с дальнейшим выбросом газа. Исходя из особенностей конструкции резервуара все опасности можно разделить на две группы [2]:

1) связанные с воздействием на внешний корпус. Это воздействия цунами (если объект СПГ находится на побережье океана), сейсмическое (опасности – удар подвесной крыши о внешний резервуар, опрокидывание

резервуара), штормового ветра, взрывов на соседних объектах, высоких температур в случае возникновения пожара в резервуарном парке;

2) связанные с воздействием на внутренний корпус. К внешним воздействиям, способным повлиять на корпус, следует отнести сейсмическое воздействие (возможны перелив продукта вследствие возникновения волн и потеря устойчивости нижнего пояса внутреннего резервуара), внешнее барическое воздействие (данная опасность связана с изменением давления в межстенном пространстве в результате колебания атмосферного давления), внешнее термическое воздействие в результате пожара на крыше.

Специфической особенностью ИР с насыпной теплоизоляцией является нарушение ее сплошности, вызванное ее уплотнением при температурных деформациях внутренней и внешней оболочек. Вследствие данного процесса нарушается тепловой режим работы хранилища, увеличиваются нагрузки на корпус со стороны уплотненного слоя изоляции и избыточного давления паров СПГ, а также возникает обмерзание конструкций.

Стратификация СПГ в хранилищах является серьезной технологической проблемой, которой за рубежом уделяется большое внимание со стороны научных и промышленных организаций. Она возникает, как правило, при закачке без перемешивания нового СПГ в уже частично заполненный резервуар, в котором хранится СПГ с характеристиками (компонентный состав, плотность, температура и др.), отличными от характеристик закачиваемого продукта. В результате расслоения происходят постепенный перегрев нижнего слоя относительно состояния насыщения при рабочем давлении в резервуаре и последующее резкое самопроизвольное смешение («переворачивание», или ролlover) слоев с интенсивным парообразованием СПГ, во много раз превышающим номинальное испарение.

Явление ролловера в хранилищах СПГ активно изучается зарубежными специалистами уже более 30 лет. Большинство случаев связано с расслоением при доливке в не полностью опорожненный резервуар СПГ иного состава, чем уже находящегося в нем. Отмечены случаи ролловера за счет саморасслоения СПГ вследствие преимущественного выкипания из него азота, также явление может возникать в результате резкого падения барометрического давления.

Образование разделенных (стратифицированных) слоев при загрузке резервуара и их последующее самопроизвольное перемещение может привести к значительному (в несколько десятков раз) увеличению скорости испарения продукта и давления паровой фазы, что в конечном итоге вызывает перенапряжение оболочечных конструкций резервуара, в том числе отрыв корпуса от днища и утечку продукта из емкости.

Существующие способы предотвращения ролловера можно разделить на четыре основные группы:

1) раздельное хранение СПГ, т.е. закачка СПГ различной плотности (состава) в разные резервуары;

2) заполнение и перемешивание с использованием эффекта плавучести. Способ подразумевает закачку относительно более легкой жидкости снизу, т.е. под слой хранимого продукта, а более тяжелой – наоборот, сверху. Согласно имеющимся на сегодня теоретическим проработкам, способ позволяет обеспечить эффективное перемешивание жидкостей уже в процессе заполнения;

3) перемешивание после заполнения с использованием насосов. Предполагаются отбор СПГ из резервуара с помощью штатных погружных насосов и повторная его закачка в резервуар;

4) перемешивание после заполнения с использованием барботажа.

Оценка риска аварии ИР показывает, что наибольшая опасность аварии возникает при значительном, в несколько раз превышающем проектный уровень, повышении в ИР внутреннего давления, что чревато разрушением резервуара. Поэтому наиболее безопасными считаются двустенные ИР закрытого типа, т.е. полного сдерживания (*англ.* full containment), состоящие из открытой внутренней емкости, содержащей хранимый продукт, и внешней емкости, не проницаемой для жидкости и пара (рис. 1). Внутренняя емкость закрыта сверху паропроницаемой подвесной крышей с теплоизоляцией. Подвесная крыша представляет собой мембрану, крепящуюся на подвесках к стационарной крыше наружного резервуара, внешняя емкость – стальной или железобетонный резервуар, оснащенный купольной крышей. Конструкция ИР с полностью герметичными внутренним и внешним резервуарами, каждый из которых имеет свою стационарную

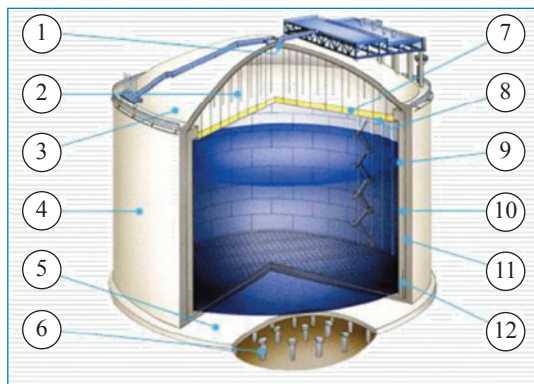


Рис. 1. Железобетонный изотермический резервуар полной герметизации:

1 – подкладка крыши; 2 – тяжи из нержавеющей стали; 3 – железобетонная крыша; 4 – наружная стенка из преднапряженного железобетона; 5 – железобетонная фундаментная плита; 6 – сваи; 7 – тепловая изоляция крыши; 8 – подвесная платформа; 9 – внутренний корпус из стали; 10 – засыпная тепловая изоляция стенки (перлит); 11 – подкладка наружной стенки; 12 – вторичная перегородка

купольную крышу, является менее надежной [2–4].

Для восприятия давления жидкости при разгерметизации внутренней емкости внешняя железобетонная стенка выполняется с предварительным напряжением. Преднапряжение осуществляется с помощью пучков высокопрочных стальных канатов, проложенных в специальных внутренних желобах и замоноличенных раствором после натяжения. Внешняя емкость, изготовленная из предварительно напряженного железобетона, должна иметь стальную облицовку по внутренней поверхности для обеспечения газонепроницаемости.

Наружный резервуар предохраняет теплоизоляцию от повреждения и проникновения влаги. В большинстве случаев наружную стенку не рассчитывают на гидравлическое давление продукта, так как на случай аварийного разлива предусмотрена защитная железобетонная стенка, способная удержать разлившийся продукт и предотвратить его распространение на большой площади.

При использовании в качестве материала наружной стенки железобетона в зависимости от требований, предъявляемых к конструкции резервуара, применяют предварительное

напряжение арматуры как в кольцевом направлении, так и вдоль образующих цилиндра. Возможно использование конструкций без предварительного напряжения. Обычно днище и стенку сооружают из монолитного бетона. Толщина стенки порядка 1 м. При отсутствии металлической облицовки для предотвращения попадания через бетон в теплоизоляцию влаги между внутренней поверхностью стенки и теплоизоляцией обычно устраивают вентилируемое пространство, по которому прокачивают сухой азот.

Внешний железобетонный резервуар может выдержать большие аварийные нагрузки, чем внешний стальной резервуар, и, как минимум, удержать большую часть СПГ в случае утечки из внутреннего резервуара, что ведет к повышению безопасности. Железобетонная крыша также имеет преимущества перед металлической с точки зрения защиты от механических воздействий и перегрева при пожаре на соседних объектах (см. ранее).

Наиболее ответственная часть всего сооружения – внутренний резервуар. Такой фактор, как низкая эксплуатационная температура, который в сочетании с неизбежными конструктивно-технологическими несовершенствами может привести к хрупкому разрушению, предопределяет выбор материалов и конструктивно-технологических требований, направленных на повышение хладостойкости конструкций внутреннего резервуара. При выборе материалов для внутренних конструкций изотермических резервуаров определяющим показателем является температура хранимого

продукта. В качестве таких материалов применяют хладостойкие стали или алюминиевые сплавы.

При исполнении внутреннего корпуса резервуара в виде самонесущей конструкции выполняются расчеты гидростатической нагрузки и давления сыпучего изоляционного материала (обычно перлита).

Существует три варианта конструктивного решения фундамента ИР:

- 1) «на сваях», т.е. из свайного поля и монолитного ростверка;
- 2) из нижней и верхней железобетонных плит, соединенных колоннами;
- 3) «с подогревом» – железобетонная плита, оборудованная системой подогрева.

Варианты 1 и 2 предусматривают устройство проветриваемого пространства между ростверком и грунтом. В случае железобетонной внешней емкости фундаментная плита является интегрированной частью емкости и жестко связана с внешней стенкой.

При сооружении ИР в зоне с сейсмической активностью можно применять системы эффективной сейсмической изоляции, в том числе скользящие маятниковые опоры [5] (рис. 2 и 3).

Независимо от типа герметизации резервуара покрытие состоит из внешней купольной крыши, опирающейся на корпус внешней емкости, и внутреннего подвесного перекрытия, которое представляет собой плоскую конструкцию, подвешенную к внешней крыше над внутренней емкостью, и несущую теплоизоляцию. Подвесная крыша крепится к стропилам стационарной наружной крыши с помощью подвесок. В ИР полной герметизации с подвесной крышей пары продукта свободно проникают в межстенное пространство, вследствие этого избыточное давление газа воспринимает внешняя емкость.

Конструкция внешней крыши зависит от материала внешнего корпуса. При металлическом корпусе в системах одинарной и полной герметизации купольная крыша выполняется из углеродистой стали с расчетной температурой эксплуатации, равной минимальной средней температуре самого холодного дня. Если внешняя емкость изготовлена из преднапряженного железобетона, то купольная крыша также выполняется из железобетона, монолитно соединенного с корпусом. Внутренняя поверхность всей купольной крыши должна быть облицована сталью для обеспечения герметичности и предотвращения утечек паров



Рис. 2. Установленная скользящая маятниковая опора ИР СПГ, Греция

СПГ. Каркас стальной облицовки обязан иметь достаточную несущую способность, чтобы удерживать нагрузку от веса незатвердевшего бетона в процессе его укладки и твердения.

Для осуществления всех необходимых технологических операций при эксплуатации ИР оборудуется соответствующими патрубками. В современных зарубежных конструкциях ИР врезки и патрубки в днище и стенке резервуара (как внешней, так и внутренней емкостей) не разрешаются. Патрубки для осуществления всех необходимых технологических операций при эксплуатации ИР располагаются на крыше резервуара.

Низкотемпературное хранение предъявляет высокие требования к качеству теплоизоляции. Теплоизоляцию ИР проектируют с таким расчетом, чтобы хладопотери продукта не превышали установленных нормативных величин. Конструкция теплоизоляции должна удовлетворять ряду требований, а именно: характеризоваться низкой теплопроводностью, малой проницаемостью водяных паров, низкой адсорбцией влаги в период строительства и эксплуатации, технологичностью при монтаже, стойкостью к различным воздействиям (коррозионным, атмосферным и др.).

В качестве теплоизоляции ИР для СПГ чаще всего применяют засыпную изоляцию. Для засыпной теплоизоляции характерны оседание и уплотнение, возникающие в результате деформации стенок при изменении температуры. Внутренний корпус сжимается при охлаждении в процессе залива с образованием кольцевой щели, ширина которой зависит от диаметра резервуара и перепада температур. Перемещение теплоизоляции может быть вызвано также случайной вибрацией грунта и действием ее собственного веса. Оседание и уплотнение изоляции потенциально может привести к потере устойчивости внутренней стенки при повторном цикле нагрева-охлаждения.

Конструктивные решения межстенного пространства при использовании засыпной теплоизоляции направлены на устранение дефектов, образование которых возможно в результате действия перечисленных факторов. Сплошь и рядом насыпную изоляцию в двустенных резервуарах применяют в комбинации со слоем эластичного материала, частично компенсирующего тепловые деформации конструкций. В качестве засыпки обычно используют



Рис. 3. ИР на скользящих маятниковых опорах для хранения химических реагентов, Италия

вспученный перлитовый песок. Возможны и другие решения.

В СССР первые работы в области изотермического хранения сжиженного природного газа, в том числе в хранилищах большого объема, проводились начиная с 1970-х гг. Специально для строительства ИР, содержащих низкотемпературные сжиженные газы с температурой хранения от минус 100 до минус 170 °С, в НИИЧерМет были разработаны конструкционные криогенные легированные никелем стали 0НЗ, 0Н6, 0Н9 с содержанием никеля 3–9 %, а также технологии их сварки и сварочные материалы. ЦНИИСК им. В.А. Кучеренко и другими организациями разработаны² методы расчета резервуаров, заполненных жидкостью.

Первый отечественный проект ИР СПГ объемом 60 тыс. м³ для постройки в г. Абовяне (Армения) подготовлен в 1986 г. в ЦНИИПСК им. Н.П. Мельникова. Строительство было доведено до стадии заводского изготовления металла и поставки на стройплощадку. Однако закончен проект не был: помешали отсутствие финансирования из-за землетрясения в Спитаке (декабрь 1988 г.) и последующей необходимости восстановления разрушенного в значительной степени промышленного потенциала Армении, а затем и развал СССР.

Согласно проекту ЦНИИПСК изотермический резервуар СПГ должен был быть двустенным с металлическими внутренним и внешним корпусами и засыпной перлитовой теплоизоляцией между ними толщиной до 1,5 м.

² См. также ВНТП 51-1-88.

Внутренний корпус, непосредственно предназначенный для хранения СПГ, был изготовлен из низкотемпературной стали 0Н9. И внутренний, и наружный корпуса должны были иметь стационарные герметичные и прочные купольные крыши. Такая конструкция ИР представлялась в те времена наиболее безопасной. Со временем взгляды на надежность конструкции ИР изменились.

Анализ риска аварии ИР, выполненный НПК «Изотермик» на примере резервуара для жидкого аммиака, показал, что наиболее вероятная внутренняя причина разрушения резервуара – повышение внутреннего давления в результате выхода из строя установки компримирования газа, отказа или сбоя в работе предохранительных клапанов, нарушения технологии эксплуатации и др. Риск аварии по этой причине несопоставимо выше риска аварии из-за развития внутренних, невыявленных при монтаже, дефектов сварных соединений и т.п. Вертикальный цилиндрический резервуар с плоским днищем и купольной крышей, способный выдерживать гидростатическое давление 2–3 кгс/см², не предназначен для сдерживания внутреннего давления газа, которое неизбежно возникает при постоянном испарении сжиженного газа. Проектное избыточное давление газа в проектах прошлых лет полагалось равным 0,1 кгс/см²; в современных проектах это, как правило, 0,12–0,18 кгс/см². Под действием внутреннего давления происходит стремительный рост напряжений на участках резкого изменения геометрии оболочки: на стыке цилиндрической стенки с плоским днищем, а также на стыке стенки с крышей. Причина в том, что внутреннее давление, действуя во всех направлениях, в том числе на крышу, создает огромную подъемную силу, которая вызывает большие изгибные напряжения в верхнем уторном узле³ и через стенку резервуара передается на нижний уторный узел. От деформации окрестной части днища и разрушения соединения стенки с днищем предохраняет анкерное крепление стенки ИР к фундаменту. При давлении, в два-три раза превосходящем проектное, напряжения в этих зонах могут превысить предел прочности материала, что чревато разрушением сварных соединений стенки и крыши, а при повышенной прочности соединения

стенки с крышей – недопустимой деформацией и обрывом анкеров и затем разрушением соединения стенки и днища.

Например, при диаметре резервуара 50 м и внутреннем давлении 0,3 кгс/см² (т.е. 3 т/м²) подъемная сила составляет 5900 т, при этом погонная нагрузка на сварное соединение стенки и крыши составляет 37,5 т/м. Согласно проведенным расчетам давление 0,35–0,4 кгс/см² не способен выдержать практически ни один металлический ИР из доступных отечественных и зарубежных проектов. (Оценки подтверждаются фактическими данными: авария ИР жидкого аммиака в г. Ионава (1989 г.), сопровождавшаяся растяжением и обрывом анкеров и затем отрывом стенки резервуара от днища, произошла при повышении внутреннего давления до значения порядка 0,4 кгс/см².)

Проектирование ИР в виде двух равнопрочных герметичных корпусов – внутреннего и внешнего, каждый из которых рассчитан на действие гидростатического давления при полном наливе ИР и избыточного давления газа – не лучший выход. В рамках концепции двух герметичных корпусов, каждый из которых имеет собственную стационарную крышу, при неконтролируемом аварийном повышении внутреннего давления избежать разрушения сначала внутреннего, а затем и наружного корпуса практически невозможно.

Оценка риска также показывает, что следование некоторым традиционным нормативным требованиям оказывается неэффективным. Например, требование о применении при проектировании ИР повышенного коэффициента надежности по ответственности сооружения ($\gamma_n \geq 1,1$) снижает риск аварии незначительно – пропорционально γ_n . Расчет показывает, что при увеличенной в 1,1 раза толщине стенок резервуара давление для достижения уровня разрушающих напряжений повышается также в 1,1 раза.

Таким образом, приходим к выводу, что риск аварии ИР с двойным силовым корпусом и двумя герметичными купольными крышами в основном зависит от надежности работы компрессорной установки и пропускной способности предохранительных клапанов и в незначительной степени определяется увеличением сечений конструктивных элементов из-за применения повышенного γ_n . При резком повышении внутреннего давления в результате

³ Уторными называются узлы соединения крыши со стенкой (верхний) и стенки с днищем (нижний).

стратификации или при длительном выходе из строя компрессорной установки и недостаточной пропускной способности предохранительных клапанов сначала внутренних, а затем и наружный резервуар с большой вероятностью могут быть разрушены, и тогда уже речь пойдет не о предотвращении разрушения, а о контролируемом разрушении, т.е. о конструктивных мероприятиях, препятствующих отрыву стенки от днища. К таким конструктивным решениям относятся проектирование легкосбрасываемой крыши или повышение прочности анкерных креплений. В то же время применение оптимальных конструктивных решений может снизить риск аварии ИР на два-три порядка.

Следующий по степени опасности сценарий аварии ИР, в ходе которого также может произойти частичная разгерметизация резервуара, содержащего сжиженный газ, – это потеря устойчивости стенки резервуара в результате образования вакуума при превышении скорости откачки продукта и/или неотключенном компрессоре. Такое развитие аварии менее опасно. В зону потери устойчивости вовлекается часть стенки, находящаяся выше уровня хранимой жидкости, поэтому такой сценарий аварии с большей вероятностью может привести к разгерметизации стенки и крыши, но не к разливу жидкости.

Даже если допустить возможность потери устойчивости наружным резервуаром, она может выразиться в образовании волнообразных деформаций стенки резервуара в кольцевом направлении с одной полуволной по высоте стенки и с возможным отрывом крыши от стенки (то, что произошло в США в 1978 г.). При потере устойчивости наружного резервуара жидкий продукт остается во внутреннем резервуаре, который полностью сохраняет при этом работоспособность. Внутренний резервуар, выполненный в виде открытого стакана и не подверженный действию осевых сжимающих нагрузок и вакуума, в принципе не может потерять устойчивость.

Согласно современным представлениям, подтвержденным анализом риска, выполненным НПК «Изотермик», наиболее безопасной признана конструкция ИР, состоящая из открытого внутреннего резервуара («стакана») с подвесной паропроницаемой крышей и герметичного наружного корпуса. Причина надежности такой конструкции в том, что внутренний

резервуар, непосредственно содержащий жидкость, не подвержен давлению газа, так как в силу проницаемости пара через подвесную крышу давление газа внутри него и снаружи одинаково. Поэтому основная наиболее вероятная и опасная причина разрушения внутреннего резервуара в данном случае в принципе исключена.

Конструкция внутреннего резервуара в виде стакана с паропроницаемой подвесной крышей обеспечивает максимальную из возможных вариантов надежность (см. ранее) и имеет ряд других преимуществ. Поскольку подвесная крыша негерметична, обеспечивается невозможность создания во внутреннем резервуаре чрезмерного избыточного давления или вакуума, которые могут привести к нарушению прочности либо потере устойчивости. При такой конструкции разрушение внутреннего резервуара с отрывом стенки от днища (что имело место в Ионаве в 1989 г.) принципиально невозможно.

Для хранения большинства сжиженных газов при низких температурах, в том числе и СПГ, нехарактерно повреждение в виде общей коррозии металла (для резервуаров нефти и нефтепродуктов это основной повреждающий фактор). По многолетнему опыту обследования резервуарных конструкций и трубопроводов, даже после 20 лет и более эксплуатации в среде жидкого продукта на сталях марок 09Г2, 09Г2С, 17ГС и аналогичных, и тем более никелевых сталях 0Н6 и 0Н9, не наблюдается ни малейших следов коррозии. Поэтому коррозионный механизм разрушения основных элементов ИР не рассматривается.

Внутренний резервуар изготавливается из стали 0Н9 (или из ее зарубежного аналога ASTM A-553 Type 1), отличающейся высокой ударной вязкостью и свариваемостью, предназначенной для работы при низких температурах и не склонной к образованию трещин в сварных соединениях. При качественно выполненном монтаже резервуара и надежном контроле качества сварных соединений физических причин для образования и роста усталостных трещин в корпусе внутреннего резервуара нет. Корпус внутреннего резервуара, выполненный без грубых дефектов, способен выдержать десятки тысяч циклов полного налива-слива жидкого продукта.

Поэтому при надлежащем контроле качества сварочных и прочих монтажных работ

и соблюдении правил эксплуатации ИР вероятность образования и роста усталостных трещин в сварных соединениях внутреннего резервуара и его хрупкого разрушения при нагружении его только гидростатической нагрузкой СПГ чрезвычайно мала. По оценкам Американского института нефти⁴ (англ. American Petroleum Institute, API), даже для нефтяных резервуаров, выполненных из значительно менее вязких сталей, она составляет 10^{-7} год⁻¹. Для ИР она в 70 раз меньше: $1,4 \cdot 10^{-9}$ год⁻¹.

При листовской сборке оболочек внутреннего и наружного резервуаров со смещением листов в соседних поясах исключаются протяженные вертикальные монтажные сварные швы (в отличие от рулонной сборки). Поэтому хрупкое разрушение внутренней стенки в результате распространения протяженной вертикальной трещины практически исключено. Наиболее неблагоприятный сценарий проникновения жидкости из внутреннего резервуара во внешний – течь в днище или стенке через не выявленный при монтаже дефект сварного соединения, что не может привести к аварии резервуара.

Наружный резервуар в процессе эксплуатации не испытывает гидростатических нагрузок со стороны продукта, следовательно, физических причин для образования и роста трещин в сварных соединениях слабонагруженного наружного резервуара нет в принципе. Поэтому сценарий хрупкого разрушения внутреннего резервуара и одновременно с этим аварийного повышения давления, приводящего к разрушению наружного резервуара с проливом жидкого продукта во внешнюю среду, считается невероятным и не рассматривается. Вероятность такого события не превышает 10^{-14} год⁻¹.

При любом повреждении внутреннего резервуара наружный резервуар полностью удержит содержимое от пролива во внешнюю среду. По этой причине основное требование к наружному корпусу – не столько сдерживание гидростатического давления в целях предотвращения полного разрушения внутреннего резервуара, сколько охрана внутреннего резервуара

от внешних воздействий. Этой цели в наибольшей степени соответствует прочный железобетонный наружный корпус из предварительно напряженного железобетона. Для ИР СПГ объемом 100 тыс. м³ и более толщина железобетонного корпуса может составлять 0,5–1 м. Под наружными понимаются вполне определенные воздействия ограниченной интенсивности: например, удар о корпус предмета массой 50 кг, летящего со скоростью 50 м/с, (осколок конструкции при взрыве на соседнем объекте) или аварийное падение на купольную железобетонную крышу погружного насоса массой до 4 т с высоты до 2 м и т.п. Падение самолета или авиационной бомбы не подразумевается. Под воздействия такого рода современные конструкции ИР не проектируются.

На основании анализа зарубежного и отечественного опыта проектирования ИР и технологий хранения СПГ предлагаются мероприятия, направленные на снижение вероятности (частоты) реализации аварийных ситуаций на ИР и повышение надежности их эксплуатации, а именно:

- изменение коэффициентов запаса прочности при расчетах толщин стенок;
- изменения коэффициентов запаса по нагрузкам;
- проектирование трубопроводной обвязки по методике, исключающей появление разрывов на полное сечение;
- проектирование резервуара без врезок во внутренний резервуар;
- оборудование ИР системой верхнего налива, минимизирующей вероятность образования стратифицированных слоев и ролловера;
- использование хладостойких и прочных сталей;
- применение предохранительных клапанов с более узким диапазоном срабатывания;
- применение средств и технологий, исключающих образование пожара на сбросных клапанах и вблизи ИР;
- оснащение ИР системой комплексного мониторинга технического состояния;
- ужесточение требований по неразрушающему контролю сварных соединений;
- применение способов сооружения, исключающих образование хрупкой структуры сварных соединений металла при сооружении ИР в условиях экстремальных температур;
- внедрение системы сигнализации уровня и расслоения;

⁴ См. API recommended practice 581 “Risk-Based Inspection Technology”. – 2d ed. – September 2008. См. также СТБ EN 14620-2-2009. Проектирование и производство вертикальных цилиндрических стальных емкостей с плоским дном для хранения охлажденных сжиженных газов с рабочей температурой от 0 °С до 165 °С на строительной площадке.

- подготовка грунтового основания с целью создания однородности и равной несущей способности грунта под всей площадью фундаментной плиты резервуара и в радиусе не менее 3 м за его пределами;

- обогрев фундаментной плиты для предотвращения промерзания грунта под резервуаром (в случае фундамента с подогревом);

- оборудование части крыши резервуара под основной площадкой обслуживания насосов отбортованным листом 9%-ной никелевой стали, обеспечивающим защиту от возможных утечек СПГ с площадки обслуживания;

- рентгенографический, дублирующий ультразвуковой контроль, капиллярная дефектоскопия, контроль с использованием вакуум-камеры всех сварных соединений внутреннего и внешнего корпусов, днища внутреннего и днища внешнего резервуара, покрытия;

- предварительное напряжение железобетонной стенки после бетонирования с помощью пучков высокопрочных стальных канатов, проложенных в специальных внутренних желобах и замоноличенных раствором после натяжения;

- обязательное преднапряжение в горизонтальном направлении;

- бетонирование купольной крыши слоями для уменьшения нагрузки на облицовку или поддержка облицовки поддувкой воздухом;

- недопущение утечки холодного продукта из внешнего резервуара в случае его утечки из внутренней емкости;

- при расчетах железобетонных конструкций должны быть учтены внешние нагрузки, деформации усадки, нагрузки преднапряжения (как в процессе строительства, так и при эксплуатации) и условия совместности деформаций в узлах сопряжения стенки с фундаментом и стенки с крышей;

- применение специальных средств сейсмической изоляции.

Меры снижения ущерба при вероятной реализации аварийных ситуаций:

- применение запорной арматуры с дистанционным управлением;

- выдерживание безопасных расстояний от ИР или парка ИР до смежных или сторонних зданий и сооружений;

- применение систем автоматического пожаротушения, в том числе для предотвращения нагрева СПГ при пожаре на технологических трубопроводах;

- проектирование площадки, исключая загроможденность пространства (для избегания взрывного сгорания газопаровоздушных смесей (ГПВС) в режиме детонации);

- оснащение ИР автоматическими установками водяного орошения на крыше и боковых поверхностях оболочки, площадках обслуживания, запорной и регулирующей арматуре;

- устройство водяных завес для предотвращения распространения пожара и рассеяния облака ГПВС на территорию производственных и сторонних объектов.

Выводы из проведенной НПК «Изотермик» оценки риска ИР для хранения жидкого аммиака в основном справедливы для СПГ даже в большей степени, так как явление ролловера, характерное для СПГ, связано с многократным повышением давления.

Учитывая, что ИР может находиться не на территории завода и не на территории грузового терминала, а отдельно – в отдалении от промышленных площадок, т.е. там, где отсутствует необходимость защищать внутренний резервуар от внешних воздействий, НПК «Изотермик» предлагает в этом случае выполнять наружный резервуар из стали, что обеспечивает более экономичное и целесообразное изготовление и монтаж резервуара.

Список литературы

1. Ханухов Х.М. Нормативно-техническое и организационное обеспечение безопасной эксплуатации резервуарных конструкций / Х.М. Ханухов, А.В. Алипов // Предотвращение аварий зданий и сооружений: сб. научных трудов. – М., 2011. – Вып. 10. – С. 384–422.
2. Рахманин А.И. Обеспечение безопасности резервуаров для хранения сжиженного природного газа с учетом негативных эксплуатационных факторов: дис. ... канд. тех. наук (05.26.02) / А.Р. Рахманин; Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина. – Москва, 2014. – 137 с.

3. Ханухов Х.М. Конструкционные мероприятия по повышению безопасности и снижению риска эксплуатации изотермических резервуаров для хранения жидкого аммиака / Х.М. Ханухов, А.В. Алипов, Н.В. Четвертухин и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2015. – № 8. – С. 74–82.
4. Лесконог А.А. Особенности и основные проблемы обеспечения промышленной безопасности терминалов сжиженного природного газа / А.А. Лесконог, Г.Ю. Чуркин // Безопасность труда в промышленности. – 2016. – № 12. – С. 57–62.
5. Опыт применения фрикционных маятниковых подшипников для сейсмозащиты: презентация. – М.: НГБ «Энергодиагностика», 2012.

Constructional methods of risk reduction at operation of isothermal reservoirs for storage of liquefied natural gas

Kh.M. Khanunov¹, A.V. Alipov¹, N.V. Chetvertukhin¹, A.V. Kolomytsev¹, R.R. Shigapov¹

¹ NPK Izotermik LLC, Bld. 125, Est. 1, Section 11, Varshavskoye shosse, Moscow, 117587, Russian Federation

* E-mail: isotermik@yandex.ru

Abstract. The absence of domestic regulatory environment on designing units for liquefied natural gas (LNG) storage is noted. Necessity to develop new normative documents, which will represent state-of-art world practice of engineering measures and characteristics of isothermal reservoirs (IR) for LNG storage aimed at improvement of IR safety, is stressed.

The hazards of IR operation are identified. Some possible emergency scenarios simulated after analyzing data on real accidents at LNG storages are described. The specific hazards (typical only for LNG reservoirs), which occur at quick self-induced mixing (rollover) of LNG layers with intensive vapor generation, are depicted. It is mentioned that finally rollover causes overstrain of jacket constructions of the reservoir. The ways to prevent rollover in LNG storages are listed.

Using results of comparative analysis of different-type IRs' structures it is concluded that the most safe are the double-walled close-ended reservoirs consisting of an open inner cold-proof-steel vessel for placing a stored product, and an external liquid-and-vapor impermeable vessel made of previously stressed ferroconcrete. The constructions of IR foundations are reviewed. Some design solutions for equipment of IR foundations with effective seismic-protection systems are suggested.

Also constructions of heat insulation for IRs are analyzed including requirements to heat-insulating systems. On the grounds of Russian and foreign experience of IR development and operation some measures concerning preparation of IR design documentation, techniques of LNG storage, and building of structures, which are aimed at reduction of accidents' probability and support of industrial safety, are suggested.

Keywords: isothermal reservoir, modifications of construction, designing, standards, liquefied natural gas (LNG), emergency risk analysis, industrial safety, disaster situation, measures for reducing probability of realization of disaster situations.

References

1. KHANUNOV, Kh.M. and A.V. ALIPOV. Standard-technical and management support for safe operation of reservoir-type constructions [Normativno-tekhnicheskoye i organizatsionnoye obespecheniye bezopasnoy ekspluatatsii rezervuarnykh konstruktsiy]. *Predotvrashcheniye avariyy zdaniy i sooruzheniy*. Moscow, 2011, iss. 10, pp. 384–422. ISSN 0409-2961. (Russ.).
2. RAKHMANIN, A.I. *Support of safety for reservoirs aimed at storage of liquefied natural gas on account of negative working factors* [Obespecheniye bezopasnosti rezervuarov dlya khraneniya szhizhennogo prirodnogo gaza s uchetom negativnykh ekspluatatsionnykh faktorov]. Cand. sci. (Eng.). Gubkin Russian State University of oil and gas. Moscow, 2014. (Russ.).
3. KHANUNOV, Kh.M., A.V. ALIPOV, N.V. CHETVERTUKHIN et al. Constructive arrangements on improving safety and reduction of risk in operation of isothermal reservoirs for liquid ammonia [Konstruktsionnyye meropriyatya po povysheniyu bezopasnosti i snizheniyu riska ekspluatatsii izotermicheskikh rezervuarov dlya khraneniya zhidkogo ammiaka]. *Bezopasnost truda v promyshlennosti*. 2015, no. 8, pp. 74–82. ISSN 0409-2961. (Russ.).
4. LESKONOG, A.A. and G.Yu. CHURKIN. Peculiarities and main issues in provision for industrial safety of liquefied natural gas terminals [Osobennosti i osnovnyye problem obespecheniya promyshlennoy bezopasnosti terminalov szhizhennogo prirodnogo gaza]. *Bezopasnost truda v promyshlennosti*. 2016, no. 12, pp. 57–62. ISSN 0409-2961. (Russ.).
5. *Practice of friction-pendulum bearings application for seismic protection* [Opyt primeneniya friktsionnykh mayatnikovyykh podshpnikov dlya seysmozashchity]: presentation. Moscow: Energodiagnostika, 2012.

УДК [622.276+622.279]:519.876.5

Новый подход к геомеханическому моделированию для оптимизации разработки, бурения скважин, проведения гидроразрыва пласта

М.В. Пятахин^{1*}, Ю.М. Пятахина²

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

² ООО «Газприборавтоматика», Российская Федерация, 117405, Москва, ул. Кирпичные Выемки, д. 3

* M_Pyatakhin@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В работе изложен новый подход к геомеханическому моделированию месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа (ПХГ). Потенциальные возможности трехмерной палеогеомеханической модели показаны на примере Невского ПХГ. Полученные результаты могут быть использованы при размещении строящихся скважин, технологическом проектировании месторождений и ПХГ, гидродинамическом моделировании, определении путей миграции флюидов. При проектировании и проведении работ по гидроразрыву пласта (ГРП), а также бурении и заканчивании скважин и т.п. может быть использована доступная детализация найденной 3D-картины главных напряжений. При разработке дизайна ГРП и проведении ГРП определяющим является полученное трехмерное распределение направлений минимального главного напряжения в породе целевого объекта разработки. С помощью палеогеомеханической 3D-модели впервые можно корректно найти граничные условия при моделировании напряженно-деформированного состояния в призабойной зоне с целью решения проблем эксплуатации скважин, включая разрушение породы, вынос песка. Применение показанного подхода в геомеханике для вышележащих перекрывающих пластов позволит определить области трещиноватости породы и избежать катастрофических поглощений при бурении. По отношению к программному обеспечению моделирования задач геомеханики и ГРП палеогеомеханическая 3D-модель является импортозамещающей технологией.

Ключевые слова: буровая скважина, напряженно-деформированное состояние, трещиноватость, упругость, фильтрационно-емкостные свойства, пласт-коллектор, подземное хранилище газа, главное напряжение, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, сцепление.

При бурении скважин, разработке месторождений углеводородов и эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) большое внимание традиционно уделяется геологическому и гидродинамическому моделированию. При этом до настоящего времени геомеханические модели широко не использовались. Осознание специалистами возросшей роли геомеханических исследований [1] привело к тому, что в настоящее время соответствующие разделы повсеместно включаются в проекты разработки. Практически все используемые геомеханические модели базируются на геологических моделях, которые определяют расположение набора пластов и пропластков. Далее с помощью уравнений теории упругости вычисляются действующие напряжения и деформации породы.

Представляется, что основной недостаток существующего подхода к геомеханическому моделированию заключается в первую очередь в том, что такие модели опираются на современный геологический разрез месторождения или ПХГ. При этом напряженно-деформированное состояние (НДС) породы в конкретной точке определяется в основном частью горного давления, пропорциональной глубине залегания и средней плотности вышележащих горных пород [2]. Традиционные геомеханические модели не учитывают истории формирования залежи в масштабе геологического времени и действующих при этом вплоть до настоящего момента тектонических сил. Соответствующие напряжения, как показано далее, сравнимы и даже могут превышать часть горного давления, обычно принимаемую во внимание, поэтому их неучет в геомеханических моделях не может быть оправдан, так как не позволяет правильно определить НДС породы.

В связи с этим предлагается новый подход к геомеханическому моделированию. Идея состоит в том, чтобы при палеогеомеханическом 3D-моделировании

палеоструктурные построения отвечали за учет динамики целевого объекта (наибольшее внимание на месторождениях и ПХГ уделяется пластам-коллекторам) в геологическом времени, обеспечивая тем самым определение действующих на границах геологических периодов полей напряжений с учетом тектонических сил. Использование на рассматриваемых этапах критериев разрушения позволяет выявить пространственное расположение областей трещиноватости породы, образующихся в результате разрушения растяжением или сдвигом. Знание месторасположения таких областей важно, например, при строительстве эксплуатационных скважин, поскольку эти области проявляют улучшенные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Построение 3D-модели дает подробную картину значимых параметров НДС породы.

Далее основные этапы палеогеомеханического 3D-моделирования рассматриваются на примере Невского ПХГ.

Этап 1. Построение 3D-палеоструктур объекта исследования

Далее будут использованы ранее опубликованные данные по стратиграфическим разбивкам скважин Гдовского горизонта Невского ПХГ [3, 4]. Здесь газ хранится в относительно тонком I гдовском пласте, входящем в состав Гдовского горизонта и примыкающем к его подошве. Показано [3, 4], что основной структурообразующий этап для кровли Гдовского горизонта приурочен к моменту завершения формирования Воронежского горизонта и полностью совпадает с современным структурным планом. Можно построить все трехмерные палеоструктуры, соответствующие известным реперным горизонтам, выделяемым в осадочном чехле. Для каждой из них может быть построена полная трехмерная картина НДС породы Гдовского горизонта в соответствующие моменты геологического времени. В настоящей статье речь будет идти о тех палеоструктурах, когда деформации целевого объекта – I гдовского пласта – были существенными, что говорит о значительности вызвавших их тектонических напряжений и возможном

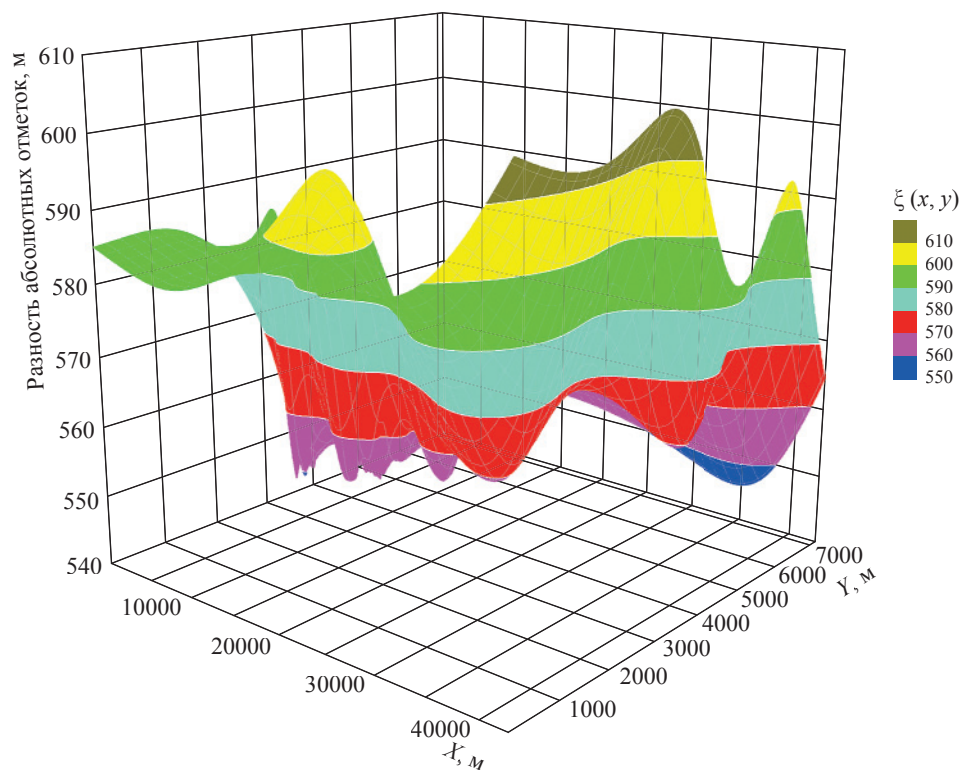


Рис. 1. Разность абсолютных отметок кровли Гдовского и Пярнуско-Наровского горизонтов, м

образовании областей трещиноватости породы. Далее новый подход, т.е. палеогеомеханическое 3D-моделирование, будет продемонстрирован с использованием трех палеоструктур: на момент завершения формирования собственно Гдовского горизонта, на момент завершения формирования Пярнуско-Наровского горизонта (рис. 1) и на современном этапе.

Как известно [3], Невское ПХГ простирается в направлении от юга-запада к северо-востоку. Будем использовать условную прямоугольную систему координат XYZ , оси X и Y лежат в горизонтальной плоскости. Для удобства трехмерного моделирования в системе координат оси X и Y повернуты против часовой стрелки на 45° относительно направления на север, а ось Z направлена вглубь Земли. Абсолютные отметки горизонтов взяты со знаком плюс, что удобно для 3D-графиков палеоструктур. В выбранной системе координат ПХГ простирается в направлении оси X , рассматриваемая область в горизонтальной плоскости охватывает эксплуатационные и разведочные скважины, по которым имеется информация о стратиграфических разбивках. Понятно, что переход от традиционных координат с направлением осей с юга на север и с запада на восток не затрагивает физической сущности вопроса и не может влиять на результаты.

Как легко показать, изгиб Гдовского горизонта на каждом геологическом этапе определяется разностью абсолютных отметок $\xi(x, y)$ кровли Гдовского горизонта и кровли горизонта, формирование которого завершилось на данном этапе. Палеоструктура на рис. 1 характеризует деформацию Гдовского горизонта на момент завершения накопления Пярнуско-Наровского горизонта.

Этап 2. Определение НДС породы в масштабе целевого объекта

В разработанной палеогеомеханической 3D-модели будем использовать принцип независимости действия сил [5]. При этом напряжения и деформации, существующие в рассматриваемой системе, есть результат суперпозиции напряжений и деформаций, вызванных различными нагрузками, приложенными к системе.

Во-первых, будем рассматривать обычно учитываемые напряжения, связанные с весом

вышележащих горных пород. Запишем соответствующие выражения для эффективных, т.е. действующих на скелет породы, вертикальной $\sigma_{вз}$ и горизонтальной $\sigma_{гз}$ составляющих напряжения:

$$\sigma_{вз} = \rho_n g H - p; \quad \sigma_{гз} = \frac{\nu}{1 - \nu} (\rho_n g H - p),$$

где ρ_n – средняя плотность вышележащих горных пород; g – ускорение свободного падения; H – глубина залегания; p – давление флюида в пласте; ν – коэффициент Пуассона породы.

Во-вторых, будем рассматривать связанные с тектоническими силами напряжения, которые в обычных геомеханических моделях неизвестны и поэтому не могут быть учтены, хотя в реальности они весьма существенны и способны даже превышать напряжения, связанные с весом вышележащих пород. Трехмерные палеоструктуры, изменяющиеся при переходе от одного геологического периода к другому, позволяют найти напряжения, связанные с тектоническими нагрузками. Итоговые напряжения, действующие в любой точке на породу Гдовского горизонта, определялись суммированием соответствующих компонент напряжений¹, определяемых как весом вышележащих горных пород, так и тектоническими силами.

После нахождения главных горизонтальных σ_1, σ_2 и вертикального σ_3 напряжений проверялось выполнение критериев разрушения. Первое условие разрушения породы пласта действующими на него растягивающими напряжениями, которые в существующих геомеханических моделях практически не могут возникнуть, имеет вид:

$$\sigma_{мин} < -\sigma_p,$$

где σ_p – предел прочности породы на одноосное растяжение; $\sigma_{мин}$ – минимальное из главных напряжений, действующих на породу. В результате находились области трещиноватости и улучшенных ФЕС породы I гдовского

¹ Выражения для компонент тензора напряжений σ_{ik} в областях упругой деформации (закон Гука) и граничные условия, выполняющиеся на поверхности Гдовского горизонта, приведены Л.Д. Ландау и Е.М. Лифшицем [6].

пласта, созданные под действием растягивающих напряжений.

Вторым использовался критерий Кулона – Мора:

$$\sigma_{\max} = 2C \operatorname{tg} \alpha + \sigma_{\min} \operatorname{tg}^2 \alpha,$$

где σ_{\max} – максимальное из главных напряжений, действующих на породу; C и $\alpha = \frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{2}$ –

соответственно сцепление и угол разрушения породы пласта (где φ – угол внутреннего трения породы). Критерий Кулона – Мора позволил найти области трещиноватости I гдовского пласта как результат сдвиговых разрушений. Ранее образование таких областей в пластах-коллекторах рассматривалось в одномерной постановке [2].

Поскольку в областях разрушений породы растяжением и сдвигом приближение упругой деформации не работает, главные напряжения в этих областях находились с помощью критерия Кулона – Мора. Таким образом определено полное (3D) поле напряжений в целевом объекте – I гдовском пласте Невского ПХГ. Поскольку средняя толщина I гдовского пласта (объекта хранения газа) на порядок меньше средней толщины Гдовского горизонта, значения величин, определяемых в палеогеомеханической 3D-модели, слабо изменяются по толщине I гдовского пласта. Без ограничения общности давление флюида в I гдовском пласте будем считать гидростатическим.

Расчеты проводились с помощью программы, написанной на Фортране. Расчетная сетка по горизонтали состояла из 500 тыс. узлов, в некоторых случаях из 2 млн узлов. Использовались также следующие входные данные: $\rho_n = 2500 \text{ кг/м}^3$; $C = 3,03 \text{ МПа}$ и $\varphi = 38,9^\circ$, по результатам исследования керна из интервала 1002–1018 м скважины № 184 Гдовского горизонта Невского ПХГ [1]. Поскольку эксперименты по определению модуля Юнга (E), ν и σ_p для гдовского песчаника не проводились, использовались данные для близкого по свойствам песчаника Шигровского горизонта Увязовского ПХГ: $E = 4,4 \text{ ГПа}$, $\nu = 0,28$, $\sigma_p = 0,37 \text{ МПа}$.

Этап 3. Анализ результатов 3D-моделирования

Результаты для I гдовского пласта Невского ПХГ на момент завершения формирования Пярнуско-Наровского горизонта приведены на рис. 2, где показана схема областей трещиноватости I гдовского пласта Невского ПХГ. Видно, что области с упругой деформацией пород составляют большую часть площади ПХГ. Области разрушения породы растягивающими напряжениями образуют сложную структуру из крупных «пятен» в левом нижнем и правом верхнем углах схемы, а также у ее правой границы. В дополнение к крупным имеется множество мелких областей трещиноватости, возникшей вследствие разрушения растяжением, распределенных по площади структуры.

Отметим, что уже сам факт появления областей разрушения породы растягивающими напряжениями говорит о значимости и величине тектонических сил, которые в традиционных геомеханических моделях не учитываются. Действительно, найденные в палеогеомеханической 3D-модели напряжения, связанные с тектоническими силами, сравнимы по величине или даже превышают обычно рассматриваемые напряжения, связанные с весом вышележащих горных пород.

Области разрушения сдвигом породы I гдовского пласта Невского ПХГ смещены от центра к левому нижнему углу схемы и занимают значительно меньшую площадь по сравнению с областями разрушения породы растягивающими напряжениями. Это сложная мозаика из сравнительно небольших пятен, обусловленная изменчивостью палеорельефа в этих областях. Важность правильного и точного определения на местности областей разрушения породы сдвигом подтверждается близким расположением эксплуатационных скважин Невского ПХГ.

Результаты палеогеомеханического 3D-моделирования для I гдовского пласта Невского ПХГ на современном этапе приведены на рис. 3–5.

Выбрана одна из центральных областей ПХГ, где размещены эксплуатационные скважины, приведенные на рис. 2. В отличие от ПХГ в целом в выбранном фрагменте области разрушения породы растяжением и сдвигом занимают существенную часть площади – примерно половину или более. Форма

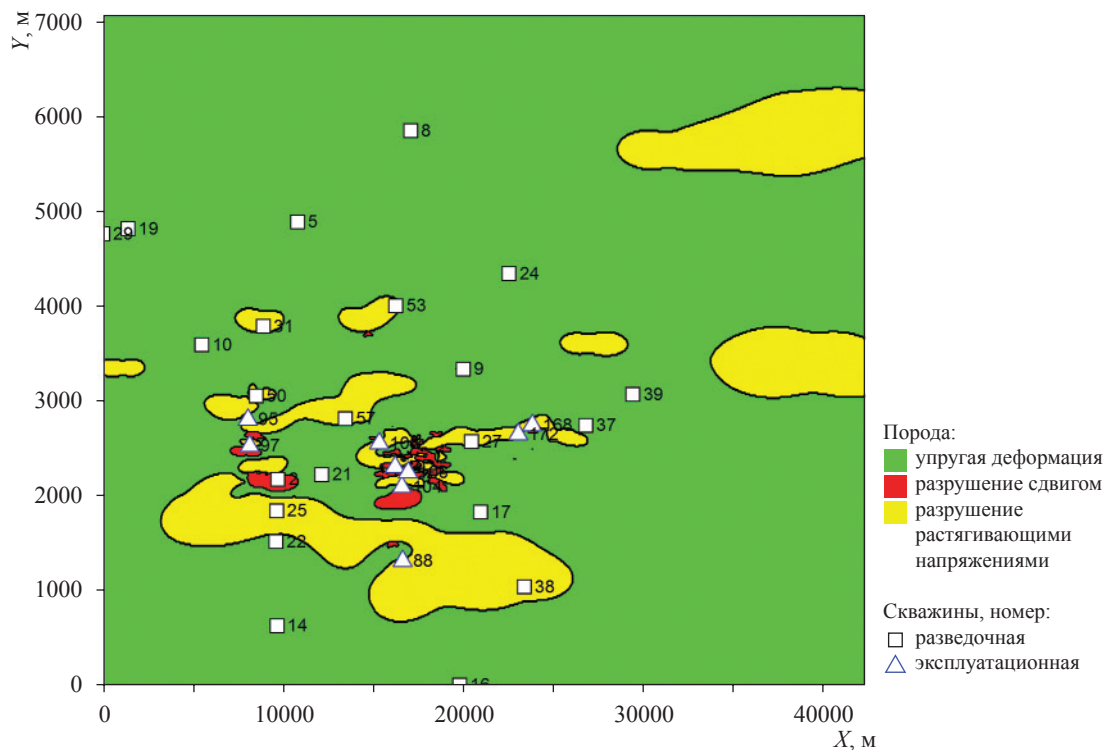


Рис. 2. Схема областей трещиноватости I гдовского пласта Невского ПХГ на момент завершения формирования Пярнуско-Наровского горизонта

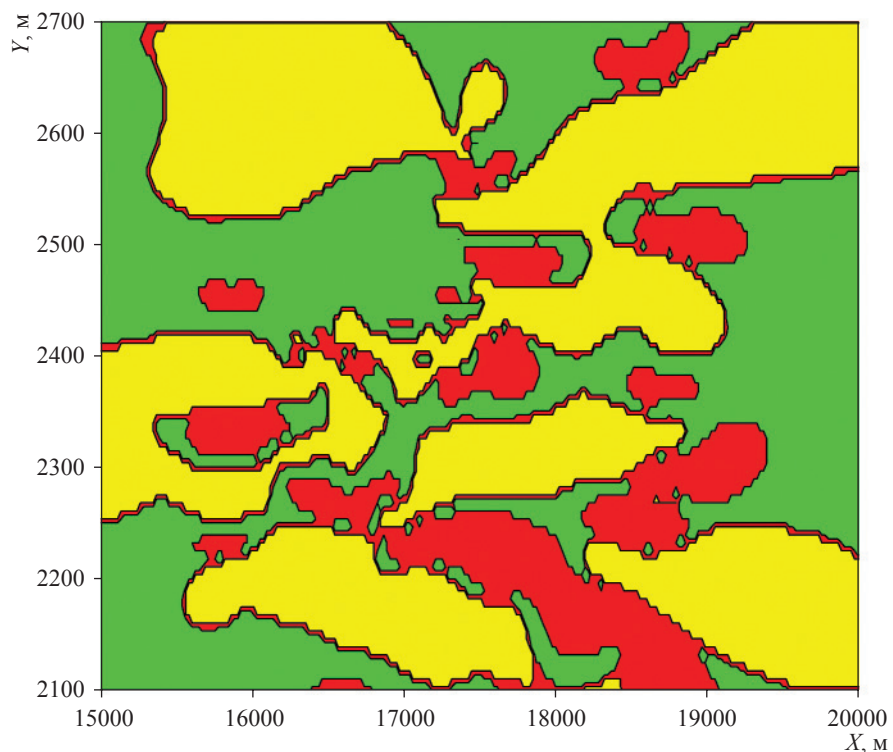


Рис. 3. Увеличенный фрагмент схемы областей трещиноватости I гдовского пласта Невского ПХГ на современном этапе: см. экспликацию к рис. 2

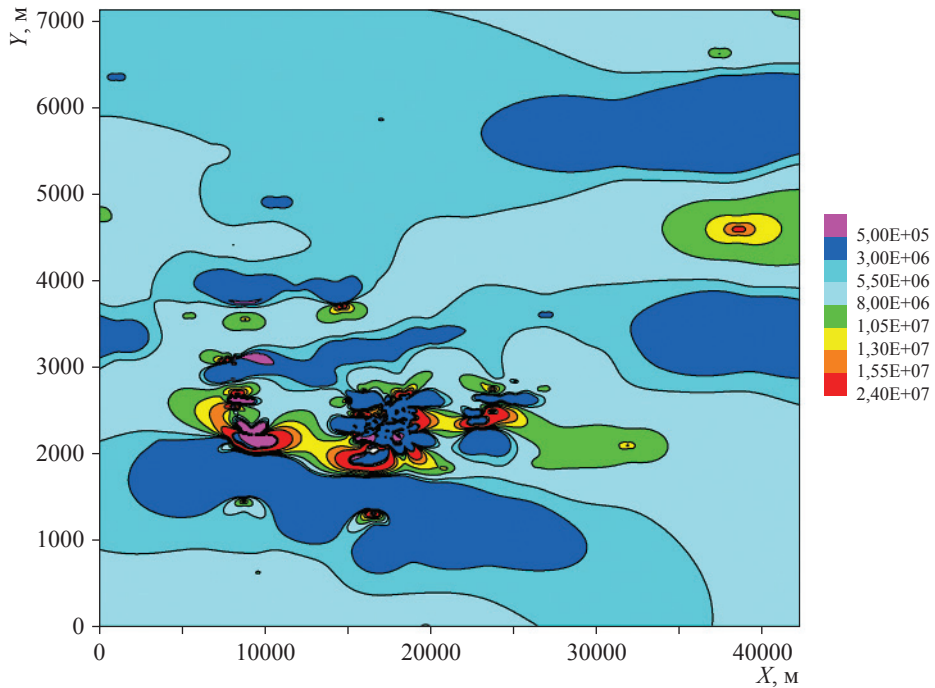


Рис. 4. Линии уровня минимального главного напряжения, действующего на породе I гдовского пласта на современном этапе, построенные по трехмерному полю напряжений, МПа

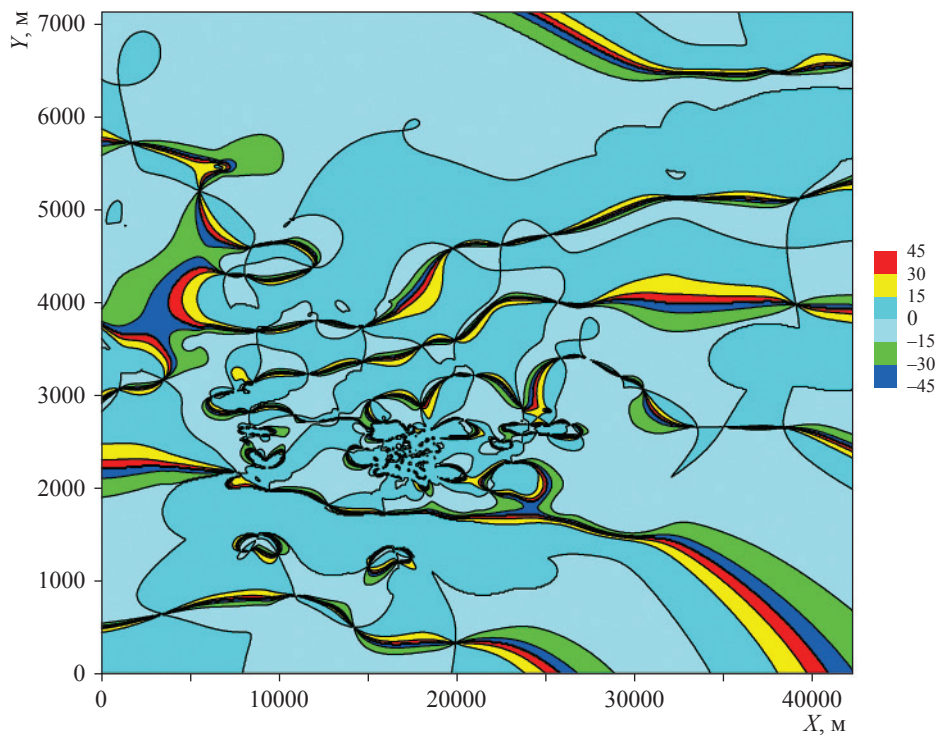


Рис. 5. Линии уровня трехмерного распределения направления минимального главного напряжения в породе, действующего в I гдовском пласте на современном этапе: на шкале справа указан диапазон угла отклонения от направления на северо-запад, град.

областей разрушения причудливая, «мозаичная», обусловленная сложностью формы палеорельефа, причем в отличие от всего ПХГ площади областей с различными типами разрушений сравнимы по величине между собой. Области разрушения породы сдвигом могут как примыкать к областям разрушения растяжением (см. рис. 3), так и образовывать отдельные области.

Таким образом, разработанная палеогеомеханическая 3D-модель позволяет детально локализовать трещиноватые области целевого пласта, в рассматриваемом случае I гдова. Практическое использование результатов моделирования перспективно для решения задач проектирования разработки, оптимального размещения эксплуатационных скважин там, где структурные ловушки сочетаются с областями трещиноватости породы с улучшенными ФЕС, и других важных проблем разработки месторождений и эксплуатации ПХГ.

Отдельная важная задача – оптимальный дизайн гидроразрыва пласта (ГРП). Для моделирования ГРП необходимо найти трехмерное поле напряжений, действующих на породу пласта. Особенно важно пространственное распределение по величине и направлению минимального горизонтального главного напряжения, определяющего направление трещины ГРП и необходимые давления. С областями разрушенной, трещиноватой породы хорошо согласуются области с величиной минимального горизонтального главного напряжения от 0,5 до 3 МПа (см. рис. 4).

На современном этапе, как и ранее – на момент завершения формирования Пярнуско-Наровского горизонта, проявляется новый важный результат, который невозможно было получить в традиционной геомеханической модели. Он состоит в обнаружении присутствия на структуре локальных, небольших по площади областей сильного сжатия породы (см. рис. 4). Причина их существования – действие тектонических сил, обуславливающих изменение палеорельефа в течение геологического времени. На современном этапе горизонтальные сжимающие напряжения локально достигают уровня 24 МПа, что, конечно, существенно превышает возможные напряжения, определяемые весом вышележащих пород, в традиционных моделях.

При моделировании и проектировании ГРП наряду с величиной минимального главного

горизонтального напряжения самое важное значение имеет его направление. На основе палеогеомеханической 3D-модели проведены расчеты трехмерного распределения направления минимального главного напряжения в породе, действующего в I гдовском пласте (см. рис. 5).

Направление минимального главного горизонтального напряжения в породе характеризовалось углом отклонения от направления на северо-запад (см. рис. 5). Можно сделать вывод, что в целом по площади ПХГ направление минимального главного горизонтального напряжения близко к направлению вдоль оси Y (поперек структуры), отклонение по углу в основном не превышает 15° как по часовой стрелке, так и против часовой стрелки. Анализ результатов для 3D-распределения направления минимального главного напряжения в породе, действующего в I гдовском пласте на современном этапе (см. рис. 5), показывает наличие в структуре протяженных «нитевидных» областей, причем поперек «нити» угол отклонения минимального главного горизонтального напряжения быстро меняется. Существование таких областей потребует при планировании ГРП детального локального анализа на основе палеогеомеханической 3D-модели для корректного определения направления трещин ГРП.

Список литературы

1. Пятахин М.В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин / М.В. Пятахин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – 266 с.
2. Пятахин М.В. Управление техногенной трещиноватостью для улучшения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов подземных хранилищ газа / М.В. Пятахин, Ю.М. Пятахина // Газовая промышленность. – 2016. – № 4. – С. 39–43.
3. Давыдов А.Н. Создание матрицы напряжений Гдовского горизонта Невского подземного хранилища газа для уточнения мест заложения эксплуатационных скважин / А.Н. Давыдов, Г.Н. Рубан, Г.А. Шерстобитова и др. // Георесурсы. – 2010. – № 4 (36). – С. 35–39.
4. Хан С.А. Совершенствование метода палеоструктурного анализа для повышения эффективности эксплуатации нефтегазовых месторождений и ПХГ / С.А. Хан, А.Н. Давыдов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 137 с.
5. Беляев Н.М. Соппротивление материалов / Н.М. Беляев. – М.: Наука, 1976. – 608 с.
6. Ландау Л.Д. Теория упругости / Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц. – М.: Наука, 1987. – 248 с.

A new approach in geomechanical modelling to optimize reservoir production, drilling and hydraulic fracturing

M.V. Pyatakhin^{1*}, Yu.M. Pyatakhina²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Gazpriboravtomatika LLC, Bld. 3. Kirpichnyye Vyyemki street, Moscow, 117405, Russian Federation

* M_Pyatakhin@vniigaz.gazprom.ru

Keywords: borehole, stress-strain behavior, fracturing, elasticity, reservoir properties, underground gas storage, principal stress, Young's modulus, Poisson's ratio, cohesion.

Abstract. The paper describes a new approach to geomechanical modeling of hydrocarbon fields and underground gas storages (UGS). Potential of 3D paleo-geomechanical model is demonstrated by the example of Nevsky UGS. The obtained results can be used to place wells under construction, in technological design of fields and underground gas storage, for reservoir simulation and determination of fluid migration paths. The available detailing of 3D pictures of principal stresses can be used in design and carrying out of works on hydraulic fracturing, drilling and well completion, etc. The obtained three-dimensional distribution of the directions of the minimum principal stress in the reservoir rock is a major factor at development of hydraulic fracturing design and conduction of hydraulic fracturing. Now for the first time, by means of 3D paleo-geomechanical model one can find boundary conditions while simulating stress-strain state in the bottom-hole zone in order to solve problems of well operation including rock destruction and sand production. The application of the developed new approach in geomechanics for the overlying strata will allow for determination of the area of fracture rocks and avoiding catastrophic absorption of drilling mud during the drilling. 3D paleo-geomechanical model is an import-substituting technology in relation to the geomechanic and hydraulic fracturing software.

References

1. PYATAKHIN, M.V. *Geomechanical issues while operating wells* [Geomekhanicheskiye problem pri ekspluatatsii skvazhin]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011. (Russ.).
2. PYATAKHIN, M.V. and Yu.M. PYATAKHINA. Control of man-caused fissuring for improvement of porosity and permeability of reservoirs in underground gas storages [Upravleniye tekhnogennoy treshchinovatostyu dlya uluchsheniya filtratsionno-emkostnykh svoystv kollektorov podzemnykh khranilishch gaza]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2016, no. 4, pp. 39–43. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. DAVYDOV, A.N., G.N. RUBAN, G.A. SHERSTOBITOVA et al. Creation of the Gdov horizon stress-tension model of Nevskoye UGS for producing well spud-in place optimization [Sozdaniye matritsi napryazheniy Gdovskogo gorizonta Nevskogo podzemnogo khranilishcha gaza dlya utochneniya mest zalozheniya ekspluatatsionnykh skvazhin]. *Georesursy*. 2010, no. 4(36), pp. 35–39. ISSN 1608-5043. (Russ.).
4. KHAN, S.A., A.N. DAVYDOV. *Perfection of paleostructural analysis method in order to rise efficacy of oil-and-gas fields and UGS operation* [Sovershenstvovaniye metoda paleostruktornogo analiza dlya povysheniya effektivnosti ekspluatatsii neftegazovykh mestorozhdeniy i PKhG]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
5. BELYAYEV, N.M. *Strength of materials* [Soprotivleniye materialov]. Moscow: Nauka, 1976. (Russ.).
6. LANDAU, L.D. and Ye.M. LIFSHITS. *Theory of elasticity* [Teoriya uprugosti]. Moscow: Nauka, 1987. (Russ.).

Сведения об авторах

<i>Авдиенко Игорь Николаевич</i>	к.т.н., начальник Отдела новой техники и технологий Управления внедрения новой техники и технологий ООО «Газпром проектирование». Тел.: +7(812)578–79–97. E-mail: iavdienko@gazpromproject.ru
<i>Алипов Андрей Васильевич</i>	к.ф.-м.н., начальник Расчетно-аналитического отдела ООО «НПК Изотермик» Тел.: +7(985)928–48–27. E-mail: isotermik@yandex.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>Бурутин Олег Викторович</i>	начальник отдела ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)641–33–61. E-mail: O.Burutin@adm.gazprom.ru
<i>Васкань Игорь Ярославович</i>	главный специалист Лаборатории имитационного моделирования Центра газотранспортных систем и технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–90–29. E-mail: I_Vaskan@vniigaz.gazprom.ru
<i>Власова Лада Владимировна</i>	к.с.-х.н., главный специалист 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)657–43–55. E-mail: L_Vlasova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Волохина Алла Тагировна</i>	доцент кафедры промышленной безопасности и охраны окружающей среды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Тел.: +7(499)507–85–08. E-mail: alla_volohina@mail.ru
<i>Востров Владимир Кузьмич</i>	д.т.н. Тел.: +7(498)657–43–03.
<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>Глебова Елена Витальевна</i>	д.т.н., профессор, заведующая кафедрой промышленной безопасности и охраны окружающей среды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Тел.: +7(499)507–84–07. E-mail: elena.glebova50@mail.ru
<i>Горбачев Станислав Прокофьевич</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Центра использования газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–41–35. E-mail: S_Gorbachev@vniigaz.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)657–47–47. E-mail: S_Dolgov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Дроздов Юрий Владимирович</i>	начальник Лаборатории криогенных технологий получения и использования газового моторного топлива Центра использования газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–41–35. E-mail: Y_Drozдов@vniigaz.gazprom.ru

<i>Ершова Анастасия Николаевна</i>	инженер 2 категории Лаборатории моделирования аварийных процессов Центра управления рисками, повышения устойчивости функционирования и промышленной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-55. E-mail: A_Ershova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Железов Кирилл Сергеевич</i>	научный сотрудник Лаборатории моделирования аварийных процессов Центра управления рисками, повышения устойчивости функционирования и промышленной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-55. E-mail: K_Zhelezov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Жигирев Николай Николаевич</i>	к.т.н., главный научный сотрудник Отдела анализа устойчивости функционирования нефтегазовой отрасли ООО «НИИГазэкономика». Тел.: +7(985)782-26-43. E-mail: N.Zhigirev@econom.gazprom.ru
<i>Захаров Юрий Александрович</i>	к.т.н., начальник Отдела новых методик проектирования Управления внедрения новой техники и технологий ООО «Газпром проектирование». Тел.: +7(812)578-79-97. E-mail: yzakharov@gazpromproject.ru
<i>Кириенко Кристина Игоревна</i>	к.т.н., старший научный сотрудник Лаборатории криогенных технологий получения и использования газового моторного топлива Центра использования газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-35. E-mail: K_Kirienko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Киркин Максим Александрович</i>	ведущий эксперт ПАО «Газпром». Тел.: +7(495)719-34-17. E-mail: M.Kirkin@adm.gazprom.ru
<i>Ковалёв Сергей Андреевич</i>	начальник Лаборатории моделирования аварийных процессов Центра управления рисками, повышения устойчивости функционирования и промышленной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(916)642-02-06. E-mail: s.kovalev2006@yandex.ru
<i>Козлов Юрий Иванович</i>	к.т.н., главный специалист Управления внедрения новой техники и технологий ООО «Газпром проектирование». Тел.: +7(812)578-79-97. E-mail: ykozlov@gsg.spb.ru
<i>Коломыцев Артур Владимирович</i>	инженер ООО «НПК Изотермик». Тел.: +7(985)928-48-27. E-mail: isotermik@yandex.ru
<i>Кускова Ольга Леонидовна</i>	заместитель начальника Лаборатории криогенных технологий получения и использования газового моторного топлива Центра использования газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-35. E-mail: O_Kuskova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Лисанов Михаил Вячеславович</i>	д.т.н., директор Центра анализа риска ЗАО НТЦ ПБ. 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>Люгай Станислав Владимирович</i>	к.т.н., директор Центра использования газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-05. E-mail: S_Lyugay@vniigaz.gazprom.ru

<i>Мансуров Марат Набиевич</i>	д.т.н., профессор, заведующий Отделением научно-технического обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-02. E-mail: M_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Медведков Илья Сергеевич</i>	к.т.н., старший научный сотрудник Лаборатории криогенных технологий получения и использования газового моторного топлива Центра использования газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-10. E-mail: I_Medvedkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Мутовин Юрий Григорьевич</i>	к.т.н., заместитель начальника Лаборатории криогенных технологий получения и использования газового моторного топлива Центра использования газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-39. E-mail: Y_Mutovin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Неменко Юрий Александрович</i>	руководитель группы шельфовых технологий Управления внедрения новой техники и технологий ООО «Газпром проектирование». Тел.: +7(812)578-79-97. E-mail: ynemenko@gazpromproject.ru
<i>Овчаров Сергей Викторович</i>	начальник Лаборатории техногенных рисков и промышленной безопасности Центра управления рисками, повышения устойчивости функционирования и промышленной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-96-64. E-mail: S_Ovcharov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Одишария Гурами Эрастович</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Отдела ученого секретаря ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-45-06. E-mail: G_Odishariya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Онищенко Дмитрий Арсеньевич</i>	к.ф.-м.н., начальник Лаборатории нагрузок и внешних воздействий Отделения инженерингового обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», старший научный сотрудник Лаборатории механики прочности и разрушения материалов и конструкций ИПМех РАН им. А.Ю. Ишлинского. Тел.: +7(498)657-46-45. E-mail: D_Onishchenko@vniigaz.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>Печеркин Андрей Станиславович</i>	д.т.н., профессор, первый заместитель Генерального директора ЗАО НТЦ ПБ. Тел.: +7(495)620-47-48. E-mail: pecherkin@safety.ru
<i>Подлозный Александр Олегович</i>	ведущий инженер Лаборатории технологического оборудования компрессорных станций Центра газотранспортных систем и технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-57. E-mail: A_Podloznyi@vniigaz.gazprom.ru
<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>Пятахин Михаил Валентинович</i>	д.ф.-м.н., главный научный сотрудник Лаборатории освоения и заканчивания скважин ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-31. E-mail: M_Pyatakhin@vniigaz.gazprom.ru

<i>Пятахина Юлия Михайловна</i>	инженер ООО «Газприборавтоматика». Тел.: +7(495)381–23–45. E-mail: ur.apg@apg
<i>Ракитина Галина Сергеевна</i>	к.т.н., 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>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>Семухин Алексей Владимирович</i>	начальник Лаборатории технологического оборудования компрессорных станций Центра газотранспортных систем и технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–44–57. E-mail: A_Semushkin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Снежин Анатолий Николаевич</i>	начальник Лаборатории имитационного моделирования Центра газотранспортных систем и технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–90–29. E-mail: A_Snezhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ставровский Евгений Романович</i>	д.т.н. Тел.: +7(906)771–73–22. E-mail: ers1938@rambler.ru
<i>Сумской Сергей Иванович</i>	к.т.н., старший преподаватель НИЯУ МИФИ. Тел.: +7(495)620–47–50. E-mail: risk@safety.ru
<i>Сухарев Михаил Григорьевич</i>	д.т.н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Тел.: +7(916)651–89–98. E-mail: mgsukharev@mail.ru
<i>Татусьян Антон Олегович</i>	руководитель группы надежности и анализа рисков Управления внедрения новой техники и технологий ООО «Газпром проектирование». Тел.: +7(812)578–79–97. E-mail: atatusyan@gazpromproject.ru
<i>Терехов Алексей Леонидович</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Центра информатизации и автоматизации ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–45–18. E-mail: A_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ханухов Ханух Михайлович</i>	д.т.н., чл.-корр. АИН РФ, Генеральный директор ООО «НПК Изотермик». Тел.: +7(985)928–48–27. E-mail: isotermik@yandex.ru
<i>Черникова Елена Александровна</i>	научный сотрудник Лаборатории развития и реконструкции газотранспортных систем Центра газотранспортных систем и технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–44–57. E-mail: E_Chernikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чернов Александр Николаевич</i>	к.т.н., начальник Управления внедрения новой техники и технологий ООО «Газпром проектирование». Тел.: +7(812)578–79–97. E-mail: achernov@gsg.spb.ru

<i>Четвертухин Никита Вячеславович</i>	начальник проектного отдела ООО «НПК Изотермик». Тел.: +7(985)928–48–27. E-mail: isotermik@yandex.ru
<i>Шайхутдинов Александр Зайнетдинович</i>	к.т.н., заместитель Генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по науке. Тел.: +7(498)657–90–34. E-mail: A_Shaykhutdinov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Швыряев Александр Анатольевич</i>	к.х.н., заведующий лабораторией МГУ им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(916)685–81–64. E-mail: aash_2000@mail.ru
<i>Шелекета Виталий Сергеевич</i>	заведующий лабораторией АО «Газпром промгаз». Тел.: +7(926)361–19–55. E-mail: sheleketa@gmail.com
<i>Шигапов Рустам Рамилевич</i>	инженер ООО «НПК Изотермик». Тел.: +7(985)928–48–27. E-mail: isotermik@yandex.ru
<i>Щуровский Владимир Александрович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Центра газотранспортных систем и технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–48–93. E-mail: V_Schurovskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ягупова Людмила Викторовна</i>	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: L_Jagupova@vniigaz.gazprom.ru

Information about the authors

<i>Alipov Andrey Vasilyevich</i>	candidate of physics and mathematics, head of Computative-analytical department of NPK Izotermik LLC. Tel.: +7(985)928–48–27. E-mail: isotermik@yandex.ru
<i>Avdiyenko Igor Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of Department for new equipment and technologies in Administration for introduction of new equipment and technologies of Gazprom projektirovaniye LLC. Tel.: +7(812)578–79–97. E-mail: iavdienko@gazpromproject.ru
<i>Bochkov Aleksandr Vladimirovich</i>	candidate of engineering, deputy director of the Center for risk analysis at NIIgazekonomika LLC. Tel.: +7(916)234–40–32. E-mail: A.Bochkov@econom.gazprom.ru
<i>Burutin Oleg Viktorovich</i>	head of Gazprom PJSC department. Tel.: +7(812)641–33–61. E-mail: O.Burutin@adm.gazprom.ru
<i>Chernikova Yelena Aleksandrovna</i>	research associate in the Laboratory for development and reconstruction of gas-transport systems of the Center for gas transport systems and technologies at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–44–57. E-mail: E_Chernikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Chernov Aleksandr Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of Administration for introduction of new equipment and technologies of Gazprom projektirovaniye LLC. Tel.: +7(812)578–79–97. E-mail: achernov@gsg.spb.ru
<i>Chetvertukhin Nikita Vyacheslavovich</i>	head of Design department of NPK Izotermik LLC. Tel.: +7(985)928–48–27. E-mail: isotermik@yandex.ru
<i>Dolgov Sergey Ivanovich</i>	candidate of engineering, director of the Center for risk management, improvement of operation stability and industrial safety at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–47–47. E-mail: S_Dolgov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Drozdv Yuriy Vladimirovich</i>	head of Laboratory for cryogenic techniques of gas fuel production and application in the Gas utilization center at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–41–35. E-mail: Y_Drozdv@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gamera Yuriy Vasilyevich</i>	leading research associate in the Laboratory for man-caused risks and industrial safety of the Center for risk management, improvement of operation stability and industrial safety at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–41–09. E-mail: Y_Gamera@vniigaz.gazprom.ru
<i>Glebova Yelena Vitalyevna</i>	doctor of engineering, professor, head of Industrial safety chair at Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). Tel.: +7(499)507–84–07. E-mail: elena.glebova50@mail.ru
<i>Gorbachev Stanislav Prokofyevich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Gas utilization center at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–41–35. E-mail: S_Gorbachev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Khanukhov Khanukh Mikhaylovich</i>	doctor of engineering, correspondent member of Russian Academy of Engineering, General director of NPK Izotermik LLC. Tel.: +7(985)928–48–27. E-mail: isotermik@yandex.ru
<i>Kiriyenko Kristina Igorevna</i>	candidate of engineering, senior research associate of Laboratory for cryogenic techniques of gas fuel production and application in the Gas utilization center at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–41–35. E-mail: K_Kiriyenko@vniigaz.gazprom.ru

<i>Kirkin Maksim Aleksandrovich</i>	leading expert of Gazprom PJSC. Tel.: +7(495)719–34–17. E-mail: M.Kirkin@adm.gazprom.ru
<i>Kolomytsev Artur Vladimirovich</i>	engineer in NPK Izotermik LLC. Tel.: +7(985)928–48–27. E-mail: isotermik@yandex.ru
<i>Kovalev Sergey Andreyevich</i>	head of Laboratory for emergency simulation in the Center for risk management, improvement of operation stability and industrial safety at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(916)642–02–06. E-mail: s.kovalev2006@yandex.ru
<i>Kozlov Yuriy Ivanovich</i>	candidate of engineering, chief specialist of Administration for introduction of new equipment and technologies of Gazprom proyektirovaniye LLC. Tel.: +7(812)578–79–97. E-mail: ykozlov@gsg.spb.ru
<i>Kuskova Olga Leonidovna</i>	deputy head of Laboratory for cryogenic techniques of gas fuel production and application in the Gas utilization center at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–41–35. E-mail: O_Kuskova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Lisanov Mikhail Vyacheslavovich</i>	doctor of engineering, director of Risk analysis center at NTTs PB CJSC. Tel.: +7(495)620–47–50. E-mail: risk@safety.ru
<i>Lugay Stanislav Vladimirovich</i>	candidate of engineering, director of Gas utilization center at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–42–05. E-mail: S_Lyugay@vniigaz.gazprom.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>Mansurov Marat Nabiyevich</i>	doctor of engineering, professor, head of Division for scientific and engineering support of marine projects of the Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas recourses development at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–47–02. E-mail: M_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Medvedkov Ilya Sergeevich</i>	candidate of engineering, senior research associate of Laboratory for cryogenic techniques of gas fuel production and application in the Gas utilization center at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–43–10. E-mail: I_Medvedkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Mutovin Yuriy Grigoryevich</i>	candidate of engineering, deputy head of Laboratory for cryogenic techniques of gas fuel production and application in the Gas utilization center at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–40–39. E-mail: Y_Mutovin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nemenko Yuriy Aleksandrovich</i>	chief of a group for offshore shelf in Administration for introduction of new equipment and technologies of Gazprom proyektirovaniye LLC. Tel.: +7(812)578–79–97. E-mail: ynemenko@gazpromproject.ru
<i>Odishariya Gurami Erastovich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate in the Department of academic secretary at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–45–06. E-mail: G_Odishariya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Onishchenko Dmitriy Arsenyevich</i>	candidate of physics and mathematics, head of Laboratory for loads and external exposures in the Division for engineering support of marine projects of the Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas recourses development at Gazprom VNIIGAZ LLC; senior research associate in the Laboratory for strength mechanics and material breakage at the Ilshinskiy Institute for problems of mechanics RAS. Tel.: +7(498)657–46–45. E-mail: D_Onishchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ovcharov Sergey Viktorovich</i>	head of Laboratory for man-caused risks and industrial safety of the Center for risk management, improvement of operation stability and industrial safety at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–96–64. E-mail: S_Ovcharov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Pecherkin Andrey Stanislavovich</i>	doctor of engineering, professor, 1 st deputy General director of NTTs PB CJSC. Tel.: +7(495)620-47-48. E-mail: pecherkin@safety.ru
<i>Petrova Yuliya Yuryevna</i>	deputy head of Laboratory for man-caused risks and industrial safety of the Center for risk management, improvement of operation stability and industrial safety at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-09. E-mail: PetrovaYY@vniigaz.gazprom.ru
<i>Podloznyi Aleksandr Olegovich</i>	leading engineer in the Laboratory for process equipment of compressor stations of the Center for gas transport systems and technologies at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-57. E-mail: A_Podloznyi@vniigaz.gazprom.ru
<i>Prostokishin Valeriy Mikhaylovich</i>	chief specialist of Simulation laboratory in the Center for gas transport systems and technologies at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-90-29. E-mail: V_Prostokoshin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pyatakhin Mikhail Valentinovich</i>	doctor of physics and mathematics, chief research associate in the Laboratory for UGS wells development and completion of the Centre for underground gas storage at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-31. E-mail: M_Pyatakhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pyatakhina Yulia Mikhaylovna</i>	engineer in Gazpriboravtomatika LLC. Tel.: +7(495)381-23-45. E-mail: ur.apg@apg
<i>Rakitina Galina Sergeyevna</i>	candidate of engineering, head of Laboratory for civil protection and improvement of operation stability in emergency situations of the Center for risk management, improvement of operation stability and industrial safety at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-86. E-mail: G_Rakitina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Safonov Vladimir Sergeyevich</i>	doctor of engineering, professor, advisor of 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 Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-36. E-mail: S_Salnikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Semushkin Aleksy Vladimirovich</i>	head of the Laboratory for process equipment of compressor stations in the Center for gas transport systems and technologies at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-57. E-mail: A_Semushkin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shaykhutdinov Aleksandr Zaynetdinovich</i>	candidate of engineering, deputy General director of Gazprom VNIIGAZ LLC on science. Tel.: +7(498)657-90-34. E-mail: A_Shaykhutdinov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shchurovskiy Vladimir Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, leading research associate of the Center for gas transport systems and technologies at Gazprom VNIIGAZ. Tel.: +7(498)657-48-93. E-mail: V_Schurovskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shelekta Vitaliy Sergeyevich</i>	head of laboratory at the Gazprom promgaz JSC. Tel.: +7(926)361-19-55. E-mail: sheleketa@gmail.com
<i>Shigapov Rustam Ramilyevich</i>	engineer in of NPK Izotermik LLC. Tel.: +7(985)928-48-27. E-mail: isotermik@yandex.ru
<i>Shvyryayev Aleksandr Anatolyevich</i>	candidate of chemistry, head of laboratory in Lomonosov Moscow State University. Tel.: +7(916)685-81-64. E-mail: aash_2000@mail.ru
<i>Snezhin Anatoliy Nikolayevich</i>	head of Simulation laboratory in the Center for gas transport systems and technologies at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-90-29. E-mail: A_Snezhin@vniigaz.gazprom.ru

<i>Stavrovskiy Yevgeniy Romanovich</i>	doctor of engineering Tel.: +7(906)771-73-22. E-mail: ers1938@rambler.ru
<i>Sukharev Mikhail Grigoyevich</i>	doctor of engineering, professor of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). Tel.: +7(916)651-89-98. E-mail: mgsukharev@mail.ru
<i>Sumskoy Sergey Ivanovich</i>	candidate of engineering, senior lecturer in MEPhI National Research University. Tel.: +7(495)620-47-50. E-mail: risk@safety.ru
<i>Tatusyan Anton Olegovich</i>	chief of a group for reliability and risk analysis in Administration for introduction of new equipment and technologies of Gazprom proyektirovaniye LLC. Tel.: +7(812)578-79-97. E-mail: atatusyan@gazpromproject.ru
<i>Terekhov Aleksey Leonidovich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate in the Center for informatization and automatization at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-45-18. E-mail: A_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Vaskan Igor Yaroslavovich</i>	chief specialist of Simulation laboratory in the Center for gas transport systems and technologies at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-90-29. E-mail: I_Vaskan@vniigaz.gazprom.ru
<i>Vlasova Lada Vladimirovna</i>	candidate of rural economy, chief specialist in the Laboratory for civil protection and improvement of operation stability in emergency situations of the Center for risk management, improvement of operation stability and industrial safety at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-55. E-mail: L_Vlasova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Volokhina Alla Tagirovna</i>	associate professor of Industrial safety chair at Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). Tel.: +7(499)507-85-08. E-mail: alla_volokhina@mail.ru
<i>Vostrov Vladimir Kuzmich</i>	doctor of engineering Tel.: +7(498)657-43-03.
<i>Yagupova Ludmila Viktorovna</i>	research associate in the Laboratory for man-caused risks and industrial safety of the Center for risk management, improvement of operation stability and industrial safety at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-09. E-mail: L_Yagupova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Yershova Anastasiya Nikolayevna</i>	engineer of 2 nd category in the Laboratory for emergency simulation of the Center for risk management, improvement of operation stability and industrial safety at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-55. E-mail: A_Ershova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zakharov Yuriy Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, head of Department for new design procedures in Administration for introduction of new equipment and technologies of Gazprom proyektirovaniye LLC. Tel.: +7(812)578-79-97. E-mail: yzakharov@gazpromproject.ru
<i>Zhelezov Kirill Sergeevich</i>	research associate in Laboratory for emergency simulation in the Center for risk management, improvement of operation stability and industrial safety at Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-55. E-mail: K_Zhelezov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zhigirev Nikolay Nikolayevich</i>	candidate of engineering, chief research associate of Department for analysis of stability of oil-and-gas industry working at NIlgazekonomika LLC. Tel.: +7(985)782-26-43. E-mail: N.Zhigirev@econom.gazprom.ru

Требования к статьям, представляемым для публикации в сборнике «Вести газовой науки»

Направляя рукопись статьи в редакцию сборника «Вести газовой науки», авторы передают издателю безвозмездное исключительное право опубликовать ее в печатной версии сборника, его электронном аналоге – CD-диске на русском и на английском языках, а также разместить в сети интернет – на портале www.elibrary.ru и на сайте www.vesti-gas.ru.

Автору принадлежат интеллектуальные права на научное произведение в соответствии со ст. 1265, 1266, 1268 ч. IV ГК РФ.

Статья должна быть оригинальной, т.е. не опубликованной ранее полностью или частично (не более 15 % заимствования).

Статья предоставляется на бумажном и электронном носителях. Рекомендуемый объем статьи (редактор MS Word, кегль 14, гарнитура Times New Roman, межстрочный интервал полуторный) не более 10–12 страниц, включая рисунки (не более 5, в том числе а, б, в), таблицы, библиографический список. На бумажном носителе должны быть подписи всех авторов.

Требования к оформлению авторского оригинала

Авторский оригинал предоставляется на бумажном и электронном носителях. Рекомендуемый объем статьи не более 25 тыс. печатных знаков (с учетом пробелов). На бумажном носителе должны быть подписи всех авторов.

К статье в обязательном порядке прилагаются:

- **полный библиографический список** по ГОСТ Р 7.0.5-2008 «Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления». Ссылки на электронные документы оформляются согласно ГОСТ 7.82-2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов». Ссылки на неопубликованные работы не допускаются;

- **экспертное заключение** о возможности публикации в открытой печати либо заверенное подписью руководителя организации направление, подтверждающее, что работа не содержит секретной информации;

- **сведения об авторах:** фамилия, имя, отчество (полностью); ученая степень; звание; название учреждения; должность; контактный телефон и e-mail [сторонним авторам необходимо дополнительно сообщить почтовый адрес с индексом (для пересылки авторского экземпляра) и паспортные данные для оформления лицензионного договора (конфиденциально)];

- **пять-шесть ключевых слов;**

- **тезисы (расширенная аннотация):** не менее 1800 печатных знаков, содержат краткое изложение предмета, задач и основных результатов исследования.

Все аббревиатуры и сокращения (ГОСТ 7.12-93) в тексте рукописи расшифровываются, единицы измерения указываются согласно ГОСТ 8.417-2002.

Таблицы, рисунки и формулы должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте. Иллюстрации предоставляются в масштабе 1:1 в оригинальных форматах: схемы и графики – в векторном виде (Corel, Excel, Visio), фотографии с разрешением не ниже 250 dpi. Для подготовки математических выражений рекомендуется использовать редактор формул MathType (гарнитура Times New Roman).

Оформление библиографического списка

1. Библиографический список должен включать все источники, упомянутые в тексте статьи, в порядке цитирования.

2. Библиографический список оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.5-2008 «Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления». Ссылки на электронные документы должны оформляться согласно ГОСТ 7.82-2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов». Ссылки на неопубликованные работы не допускаются.

Примеры библиографических описаний

Издания:

Лапшин В.И. Формирование, состав и компонентоотдача пластовых флюидальных систем глыбокозалегающих карбонатных залежей: обз. инф. / В.И. Лапшин, В.А. Николаев, Д.В. Изюмченко и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 118 с.

Составные части периодических изданий:

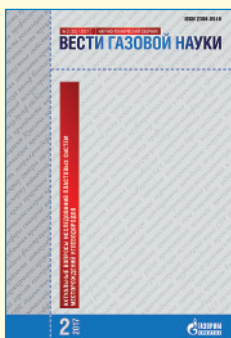
Белалов В.Р. Зависимость термодиффузионного разделения некоторых природных бинарных смесей газов от давления / В.Р. Белалов, А.Ф. Богатырев; под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 255–264.

Chosh A.K. Thermal Diffusion in Multicomponent Gas Mixtures / A.K. Chosh, A.K. Batabyal, A.K. Barua // J. Chem. Phys. – 1967. – V. 47. – № 10. – P. 3704–3707.

Патентные документы:

Пат. 2187888 Российская Федерация, МПК Н 04 В 1/38, Н 04 J 13/00. Приемопередающее устройство / Чугаева В.И.; заявитель и патентообладатель Воронеж. науч.-исслед. ин-т связи. – № 2000131736/09; заявл. 18.12.00; опубл. 20.08.02, Бюл. № 23.

Плата за публикацию не взимается.



Тема № 2 (30) / 2017

Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов

Стратегией развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром» предусмотрено обеспечение коэффициента восполнения запасов не менее единицы и поддержания величины общих запасов не менее 29 трлн м³. В последние 10 лет удалось добиться стабильного положительного прироста запасов в сравнении с уровнем добычи газа. Нарастивание ресурсного потенциала углеводородного сырья Российской Федерации в настоящее время связано с освоением сложнопостроенных месторождений Восточной Сибири, Арктики, на шельфах Охотского и Каспийского морей и, как следствие, с созданием новых центров газодобычи. Возрастающая сложность геологоразведочных работ предполагает повышение требований к полноте и достоверности исходной геологической информации.

Исследованиям пластовых систем в нефтегазовой отрасли традиционно уделяется особое внимание. Керн и флюиды содержат незаменимую информацию о свойствах и строении геологического разреза, их изучение позволяет не только осуществить достоверный подсчет запасов, обосновать развитие минерально-сырьевой базы, но и определить пути повышения эффективности извлечения углеводородов, что в конечном счете определяет всю экономику разработки месторождения.

Насущность работы с первичными геологическими материалами подтверждают изменения в федеральном законодательстве – принятие Федерального закона от 29.06.2015 № 205-ФЗ «О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах» и отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Вошедшие в данный выпуск научно-технического сборника «Вести газовой науки» статьи затрагивают наиболее сложные проблемы исследований пластовых систем месторождений углеводородов, требующие комплексного системного подхода к работе с кернами и моделированию фазового поведения пластовых систем. Это обусловлено как перемещением геологоразведочных работ и центров добычи углеводородов в удаленные районы страны со сложными горно-геологическими и климатическими условиями, так и проблемами разработки месторождений (в стадии подающей добычи, с трудноизвлекаемыми запасами, гелийсодержащими газами), освоением запасов низконапорного газа и т.п.

Взвешенный анализ научных исследований и разработок в области исследования пластовых систем может дать ответы на многие вопросы методологического характера, подсказать пути успешного применения современных управленческих решений, упрочить диалог ученых и производителей.

Материалы сборника предназначены для научных работников, инженеров, магистрантов и аспирантов, занимающихся вопросами освоения и разработки нефтегазоконденсатных месторождений, созданием отечественного программного обеспечения для моделирования фазовых равновесий, фильтрационных и тепло- и массообменных процессов в условиях пласта, скважины, сепаратора и других промысловых устройств.

Научный редактор:

д.т.н., профессор *Б.А. Григорьев*

Рецензенты:

д.т.н., профессор *А.И. Гриценко,*

д.т.н., профессор *В.В. Сычев*

По вопросам публикаций, подписки и приобретения обращаться:

E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru

www.vesti-gas.ru