

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

1
2024



Инновации –
наша работа!

Научно-технический
сборник

№ 1 (57) / 2024

Издается

ISSN

Учредитель

«Вести газовой науки»

с 2010 г.

2306-8949

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

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

ПИ № ФС77-56652

от 26.12.2013 г.

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

В.А. Истомина, д.х.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

Л.В. Эдер, д.э.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.ф.-м.н. М.А. Анисимов, профессор, Институт физической науки и техники, Университет Мэриленда, США

д.ф.-м.н. Н.А. Бузников, Институт теоретической и прикладной электродинамики РАН

д.т.н., профессор В.М. Булейко, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. Р.К. Вагапов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. М.М.-Р. Гайдаров, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., доцент Е.Б. Григорьев, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.г.-м.н. А.Н. Дмитриевский, ИПНГ РАН

д.т.н., профессор Н.А. Забелин, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

д.т.н., профессор Бейджан Ибрагимовлу (Фарзалиев), президент Образовательного фонда

«Плазменные технологии», Турция

д.т.н. Д.Н. Крылов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор А.С. Кузьбожев, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. Т.И. Лаптева, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. А.М. Лихущин, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор М.Н. Мансуров, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

к.т.н. С.В. Нефедов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.г.-м.н. Е.Е. Поляков, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор А.Г. Потапов

д.ф.-м.н. М.В. Пятахин, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

к.т.н. И.В. Ряховских, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. Н.В. Самсоненко, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор М.М. Сафаров, Таджикский технический университет

им. акад. М.С. Осими, Таджикистан

д.г.-м.н., профессор В.А. Скоробогатов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

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

д.т.н., профессор Б.А. Сулейманов, Азербайджанская государственная нефтяная академия

д.т.н., профессор А.Л. Терехов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. О.В. Трифонов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор Г.А. Фокин, ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

д.т.н., профессор В.В. Харюновский

д.т.н. В.П. Черный, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Б.А. Григорьев, член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор

В.С. Сафонов, д.т.н., профессор

д.т.н. А.Г. Гречко

Научные редакторы

Рецензент

Над номером работали

Ответственный редактор

Редактор

Корректор

Редактор перевода

Верстка

Дизайн

Адрес редакции

Т.Г. Осияненко

А.Я. Стефанова

М.В. Бурова

А.Я. Стефанова

Н.А. Владимиров

И.Ю. Белов

195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта,
Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:

Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73

Е-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru

www.vesti-gas.ru

Подписано в печать 04.07.2024 г. Тираж 500 экз.

Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта,
Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2024

Цена свободная.

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

Слово редактора

Дорогие читатели!

Начиная с 2024 года научно-технический сборник «Вести газовой науки» издается в новом формате. Мы решили отойти от тематического принципа формирования выпусков, существенно замедляющего оперативность публикаций статей аттестационного плана. Теперь каждый номер будет отражать широкую палитру проблем газового дела. Однако внутри выпусков материалы планируется систематизировать согласно предметным рубрикам, в целом отвечающим научным специальностям, по которым осуществляется подготовка кадров в аспирантуре и докторантуре и работают диссертационные советы ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Так, в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» работают **два диссертационных совета** – **75.1.011.01** [специальности: 2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки); 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин (технические науки); 3.2.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях (технические науки)] и **75.1.011.02** [специальности: 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки); 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)]. Подготовка научных кадров в докторантуре осуществляется по специальностям диссертационных советов, в аспирантуре – по семи специальностям, а именно: 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений; 1.6.21. Геоэкология; 2.6.12. Химическая технология топлива и высокоэнергетических веществ; 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин; 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений; 2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ; 2.10.3. Безопасность труда.

В перечень рецензируемых научных изданий, рекомендованных ВАКом для публикации основных научных результатов диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук, журнал включен по трем группам специальностей: 1.6 – Науки о Земле и окружающей среде (специальность 1.6.11); 2.4 – Энергетика и электротехника (специальность 2.4.6); 2.8 – Недропользование и горные науки (специальности 2.8.2, 2.8.4 и 2.8.5).

В состав редколлегии журнала входят представители всех перечисленных научных направлений.

Стратегической целью издания сборника «Вести газовой науки» остается, в первую очередь, содействие подготовке и повышению квалификации отечественных научных кадров газовой и смежных отраслей, в том числе посредством обеспечения для них возможности и инструментов обмена профессиональной информацией. Кроме того, поставлена задача широкого ознакомления российских и зарубежных ученых с изысканиями и практическим применением разработок Группы «Газпром» и ТЭК России, а также с интересными проектами зарубежных компаний и научных центров нефтегазового профиля.

Будем рады, если новый формат издания окажется для вас удобным, и, как всегда, приглашаем к сотрудничеству!



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

Содержание

Термогидродинамика пластовых систем месторождений углеводородов

- 4 **Александров И.С., Григорьев Б.А., Герасимов А.А., Крейза Ю.А.**
Термодинамические свойства и фундаментальное уравнение состояния нормального гептадекана
- 14 **Потапов А.Г.**
Локализованные турбулентные возмущения и три фундаментальные точки ламинарно-турбулентного перехода вязких и вязкопластичных жидкостей в трубе

Ресурсное обеспечение газодобывающих районов России

- 23 **Ромащенко С.Ю., Пищухин В.М., Чурикова И.В., Трухин В.Ю., Поляков Е.Е., Лукьянова Е.А.**
Рассмотрение альтернативных методик определения коэффициента проницаемости на примере коллекторов венда Восточной Сибири по данным геофизических исследований скважин и керна
- 34 **Крылов Д.Н.**
К оценке ошибки определения параметров геологической модели в пространстве

Разработка и эксплуатация месторождений и подземных хранилищ газа

- 42 **Шишляев В.В., Пименов В.П.**
Оценка проницаемости и сжимаемости угольного пласта по результатам количественной интерпретации инъекционных тестов
- 53 **Базаев Э.А., Базаев А.Р., Григорьев Е.Б.**
Объемные свойства бинарных водных растворов углеводородов при параметрах разработки нефтяных месторождений методом закачки воды и водяного пара в пласт

Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов

- 59 **Ряховских И.В., Недзвецкий М.Ю., Кашковский Р.В., Погуляев С.И., Нищик А.В.**
Моделирование коррозионного растрескивания под напряжением высокопрочных газопроводных труб. Часть 1. Лабораторные исследования трубной стали

- 75 **Лукин С.А., Алихашкин А.С., Ширяпов Д.И., Маянц Ю.А., Васильковский В.В.**
Предотвращение стратификации при взаимном вытеснении газов из магистрального газопровода
- 83 **Еремин Н.А., Столяров В.Е., Сафарова Е.А., Гавриленко С.И.**
Применение цифровых технологий при реконструкции систем управления газотранспортной системой
- 90 **Ляпичев Д.М.**
Мониторинг газопроводов как инструмент оценки влияния нестационарного газопотребления на техническое состояние газотранспортных систем
- 94 **Сухарев М.Г., Самойлов Р.В.**
Обработка комплекса замеров режимных параметров газотранспортной системы: постановка задачи, примеры расчетов по оценке состояния оборудования и приборов

Технологии хранения и переработки газа

- 106 **Горбачев С.П., Аюпова З.С.**
Физико-математическая модель вскипания криогенной жидкости в емкости при снижении давления
- 111 **Шельгин Л.А., Поляков С.Ю.**
Разработка системы предупреждения внештатной ситуации для холодильной машины технологического процесса сжижения природного газа
- 117 **Ханухов Х.М., Алипов А.В.**
Некоторые вопросы оценки прочности, надежности и риска аварии конструкций изотермических резервуаров

Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности

- 130 **Болодьян И.А., Вогман Л.П.**
Анализ процессов, сопровождающих истечение сжиженных углеводородных газов под давлением в виде перегретой жидкости, паров или газа в аварийных ситуациях при разгерметизации или разрушении резервуаров

- 137 **Лагозин А.Ю., Мордвинова А.В., Леончук П.А., Некрасов В.П.**
О разработке нормативных требований пожарной безопасности к экипировке железнодорожного транспорта и бункеровке водного транспорта сжиженным природным газом
- 143 **Лесных В.В., Лукьянчиков М.И., Тимофеева Т.Б.**
Проблемы оценки эффективности проактивных методов обеспечения производственной безопасности в нефтегазовой отрасли
- 152 **Овчаров С.В., Гамера Ю.В.**
Усовершенствованный подход к оценке состояния производственной безопасности и надежности газораспределительных станций по результатам административно-производственного контроля и анализа риска аварий

Энергетическая безопасность

- 165 **Демкин И.В., Ковалев С.А., Митченко А.А.**
Подход к управлению сроками реализации инновационных проектов технологической направленности с учетом неопределенностей
- 179 **Сухарев М.Г., Самойлов Р.В., Тверской И.В., Акоста А.А., Сураев Г.А.**
Агрегированный долгосрочный прогноз газопотребления
- 193 **Сведения об авторах**
- 197 **Information about the authors**

ТЕРМОГИДРОДИНАМИКА ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 536.22

Термодинамические свойства и фундаментальное уравнение состояния нормального гептадекана

И.С. Александров^{1*}, Б.А. Григорьев^{2,3}, А.А. Герасимов¹, Ю.А. Крейза¹

¹ Калининградский государственный технический университет, Российская Федерация, 236022, г. Калининград, Советский просп., д. 1

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

³ Институт проблем нефти и газа РАН, Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

* E-mail: igor.aleksandrov@kgtu.ru

Ключевые слова:

уравнение состояния, плотность, температура, давление, теплоемкость, термодинамический потенциал.

Тезисы. Показана актуальность разработки фундаментального уравнения состояния (ФУС) нормального гептадекана $n\text{-C}_{17}\text{H}_{36}$, необходимого как для расчета термодинамических свойств (ТДС), так и для моделирования фазовых равновесий газоконденсатных систем.

Выполнен анализ опубликованных данных о ТДС $n\text{-C}_{17}\text{H}_{36}$, в результате отобраны наиболее представительные и надежные данные, а также установлено, что экспериментально исследована только жидкая фаза при температурах до 573 К. Недостающие для разработки надежного и устойчивого ФУС значения ТДС в неисследованных областях получены расчетными методами. При этом авторами использовались апробированные обобщенные локальные уравнения – как опубликованные другими исследователями, так и собственные. На основе сформированного гибридного массива экспериментальных и расчетных данных методом случайного поиска с возвратом при неудачном шаге получено ФУС $n\text{-C}_{17}\text{H}_{36}$, применимое в диапазоне температур от тройной точки до 750 К при давлениях до 150 МПа. Уравнение описывает приведенный потенциал Гельмгольца в переменных «приведенная температура» и «приведенная плотность», содержит 15 членов, из которых 5 полиномиальных, 5 экспоненциальных и 5 гауссовых. Уравнение удовлетворяет условиям критической точки, правилам Максвелла и прямолинейного диаметра, а также правильно передает ход идеальных кривых и производных термодинамического потенциала. Средние относительные погрешности, %, составляют: $\pm 0,4$ для давления насыщенных паров; $\pm 0,25$ для плотности жидкой фазы, включая линию насыщения; $\pm 1,5$ для плотности газовой фазы; $\pm 2,0$ для изобарной теплоемкости в жидкой и газовой фазах, включая линию насыщения; $\pm 0,3$ для скорости звука в жидкой фазе.

Фазовое состояние пластовых флюидов, взаимное расположение характерных точек фазовой диаграммы (критической точки, точек криконденсермы и криконденбары) зависят как от состава смеси в целом, так и от доли и компонентного состава «тяжелого остатка». При физическом моделировании газоконденсатных систем «тяжелый остаток» моделируют включением в состав смеси, как правило, n -алканов с числом атомов углерода в молекуле $n_c > 12$. Нормальный гептадекан $n\text{-C}_{17}\text{H}_{36}$ относится к «тяжелым» углеводородам и входит в состав нефти и тяжелых газовых конденсатов, используется в производстве синтетических жирных кислот, является рабочим веществом в системах аккумуляции теплоты и др. Моделирование фазового поведения сложных углеводородных смесей на основе многоконстантных фундаментальных уравнений состояния (ФУС), описывающих, в отличие от кубических ФУС, с высокой точностью все термодинамические свойства (ТДС), является достаточно новым и не до конца разработанным подходом. Поэтому для проведения корректных модельных расчетов необходимо иметь надежные ФУС всех компонентов

модельной смеси в той форме, в которой разрабатывается модель.

База данных

Как уже отмечалось, н-гептадекан относится к так называемым «тяжелым» углеводородам с высокой температурой кипения ($T_b = 575$ К), и опубликованные экспериментальные данные о ТДС относятся только к жидкой фазе. Поэтому для разработки устойчивого ФУС, обладающего хорошими экстраполяционными возможностями, авторами использованы, наряду с экспериментальными [1–14], также и расчетные данные, полученные по различным хорошо проверенным обобщенным методикам – как собственным, так и других исследователей. Расчетные данные включали описанные далее свойства и диапазоны параметров.

Давление насыщенных паров. От тройной точки ($T_{tr} = 295,14$ К) до 500 К использовались средние значения, рассчитанные по двум обобщенным уравнениям – Леммона – Гудвина [15] и Чмыхало [16] (методика аттестована ГСССД). В расчет принимались средние значения.

Плотность насыщенной жидкой фазы (ρ_{liq}). Данные получены обработкой всех имеющихся экспериментальных значений до 573 К ($\pm 0,025$ %). При более высоких температурах использовались расчетные значения, полученные по обобщенным уравнениям Л.П. Филиппова [17] и В.П. Железного [13]. В расчет принимались средние значения.

РВТ-данные. Расчетные значения плотности (ρ) жидкой фазы получены по обобщенному уравнению состояния в форме Ахундова – Иманова, разработанному Курумовым [18] для

н-алканов. Расчет произведен при $\frac{\rho}{\rho_{cr}} > 2$, где

ρ_{cr} – критическая плотность. В критической

области при $\left| \frac{\rho}{\rho_{cr}} - 1 \right| < 0,5$ расчет производился

по двум обобщенным кроссоверным уравнениям состояния [19, 20], в обработку и сравнение включались средние значения. Данные о плотности газовой фазы рассчитаны по обобщенному вириальному уравнению состояния [21] (Рид, Шервуд, Праусниц) и обобщенному уравнению Ли и Кеслера [22] при

$\frac{\rho}{\rho_{cr}} < 0,5$. Для оценки принимались средние

значения.

Изобарная теплоемкость на линии насыщения жидкой фазы. Расчет произведен по обобщенному уравнению, разработанному для н-алканов [23] и описывающему с высокой точностью данные на линии насыщения жидкой фазы в диапазоне температур от T_{tr} до $0,99T_{cr}$.

Изобарная теплоемкость на линии насыщения газовой фазы. Расчет произведен по обобщенному уравнению, разработанному для н-алканов [24].

Изобарная теплоемкость в критической области. Расчет производился в диапазоне

$\left| \frac{\rho}{\rho_{cr}} - 1 \right| < 0,5$ по двум обобщенным кроссовер-

ным уравнениям состояния [19, 20]; в обработку и сравнение включались средние значения.

Уравнение состояния

Уравнение разрабатывалось в форме зависимости безразмерной свободной энергии Гельмгольца от приведенной температуры (τ) и приведенной плотности (δ). Свободная энергия Гельмгольца $a(T, \rho)$ представлена в виде суммы частей – идеальноегазовой $\alpha^0(\tau, \delta)$ и избыточной $\alpha'(\tau, \delta)$:

$$\frac{a(T, \rho)}{RT} = \frac{a^0(T, \rho) + a'(T, \rho)}{RT} = \alpha^0(\tau, \delta) + \alpha'(\tau, \delta), \quad (1)$$

где $\delta = \frac{\rho}{\rho_{ref}}$, $\tau = \frac{T_{ref}}{T}$, ρ_{ref} и T_{ref} – опорные зна-

чения соответственно плотности и температуры (принимались критические значения $T_{cr} = 735,65$ К и $\rho_{cr} = 0,967$ кмоль/м³).

Значения критических свойств получены усреднением данных, отобранных Д. Амброзе [25].

Идеальная часть определяется из соотношения

$$\alpha^0(\tau, \delta) = \frac{h_o^0 \tau}{RT_{cr}} - \frac{s_o^0}{R} - 1 + \ln \frac{\delta \tau_0}{\delta_0 \tau} - \frac{\tau}{R} \int_{\tau_0}^{\tau} \frac{c_p^0}{\tau^2} d\tau + \frac{1}{R} \int_{\tau_0}^{\tau} \frac{c_p^0}{\tau} d\tau, \quad (2)$$

где $\delta_0 = \frac{\rho_0}{\rho_{cr}}$ – приведенная идеальноегазовая

плотность при давлении 101325 Па

и температуре $T_0 = 298,15$ К; $\tau_0 = \frac{T_{ct}}{T_0}$; h_0^0 – идеальноегазовая энтальпия в опорной точке; s_0^0 – идеальноегазовая энтропия в опорной точке; $R = 8,314472$ Дж/(моль·К) – универсальная газовая постоянная.

Значения изобарной теплоемкости $n\text{-C}_{17}\text{H}_{36}$ в состоянии, близком к идеальноегазовому, (c_p^0) определялись по уравнению, коэффициенты которого заимствованы из работы К. Ружечки и В. Майера [26] (табл. 1):

$$c_p^0 = m_0 + \sum_{k=1}^2 m_k \left(\frac{\theta_k}{T} \right)^2 \frac{\exp\left(\frac{\theta_k}{T}\right)}{\left[\exp\left(\frac{\theta_k}{T}\right) - 1 \right]^2}. \quad (3)$$

Оптимизированное уравнение, описывающее избыточную часть термодинамического потенциала, содержит 15 слагаемых, из которых 5 – полиномиальные, 5 – экспоненциальные и 5 – гауссовы:

$$\alpha^r(\delta, \tau) = \sum_{k=1}^5 N_k \delta^{d_k} \tau^{l_k} + \sum_{k=6}^{10} N_k \delta^{d_k} \tau^{l_k} \exp(-\delta^{l_k}) + \sum_{k=11}^{15} N_k \delta^{d_k} \tau^{l_k} \exp[-\eta_k (\delta - \varepsilon_k)^2 - \beta_k (\tau - \gamma_k)^2]. \quad (4)$$

Коэффициенты и показатели степени определялись в нелинейной оптимизационной процедуре методом случайного поиска с возвратом при неудачном шаге и представлены в табл. 2.

Результаты сравнения экспериментальных и расчетных данных с уравнением состояния

Результаты сравнения отобранных экспериментальных и расчетных данных с результатами, полученными по ФУС (1), представлены на рис. 1–3 и в табл. 3. Анализ результатов табл. 3 показывает, что ФУС (1) разработано на весьма ограниченном массиве данных. Большинство данных – как расчетных, так и экспериментальных – использовались только для сравнения и не участвовали в оптимизационной процедуре. Экспериментальные данные о давлении насыщенных паров (p_v), за исключением расчетных данных, имеют достаточно большие отклонения. Это объясняется прежде всего тем, что измерения выполнены при температурах ниже T_b и значение давления весьма мало. При этом расчетные значения описываются с высокой точностью. В целом можно заключить, что

Таблица 1

Коэффициенты уравнения (3)

m_0	256,48610	θ_0	–
m_1	277,15855	θ_1	2859,2830
m_2	501,07642	θ_2	1363,6061

Таблица 2

Коэффициенты и показатели степени уравнения (4)

k	N_k	t_k	d_k	l_k	η_k	β_k	γ_k	ε_k
1	0,04227033104315	1,311619	4	0				
2	2,365987084925	0,268148	1	0				
3	4,310289181510	0,97062	1	0				
4	–0,4038322989804	0,289506	2	0				
5	0,4012268115732	0,44855	3	0				
6	–2,657085513234	2,052854	1	2				
7	–0,9199547284262	0,900699	3	2				
8	0,1133380254277	1,346442	2	1				
9	–0,1437956541787	1,6795	2	2				
10	–0,5352926769618	1,248309	7	1				
11	0,4583903356806	1,148139	1	–	0,64101	0,51481	1,336177	0,750236
12	–0,3616882311364	2,587883	1	–	1,02337	0,88452	1,202448	1,615479
13	–0,8181933723177	1,474947	3	–	1,02556	0,24764	1,38949	0,467943
14	–0,2583203535109	0,744574	2	–	1,1707	0,34331	1,286901	1,302056
15	–0,7655297672116	3,64074	2	–	0,93617	2,10142	0,766961	0,452687

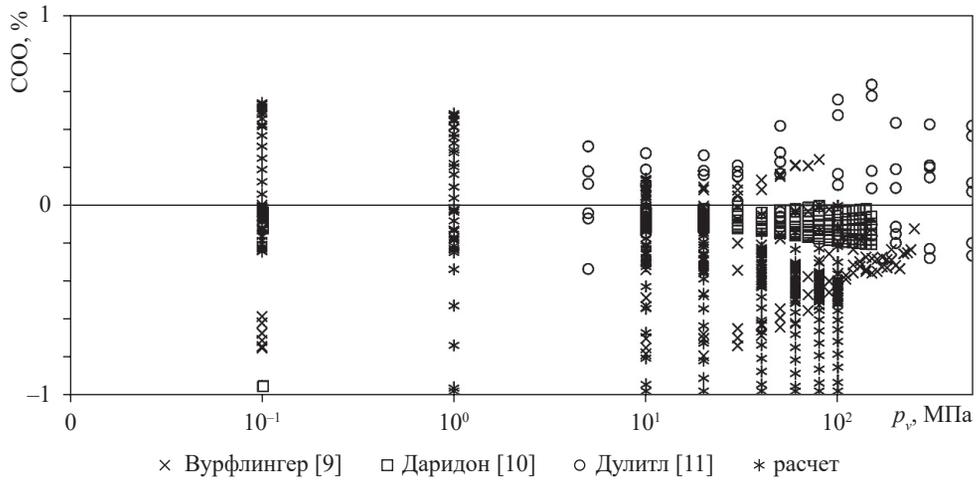


Рис. 1. Сравнение значений ρ_v , рассчитанных по ФУС (4), с экспериментальными данными: COO – среднее относительное отклонение

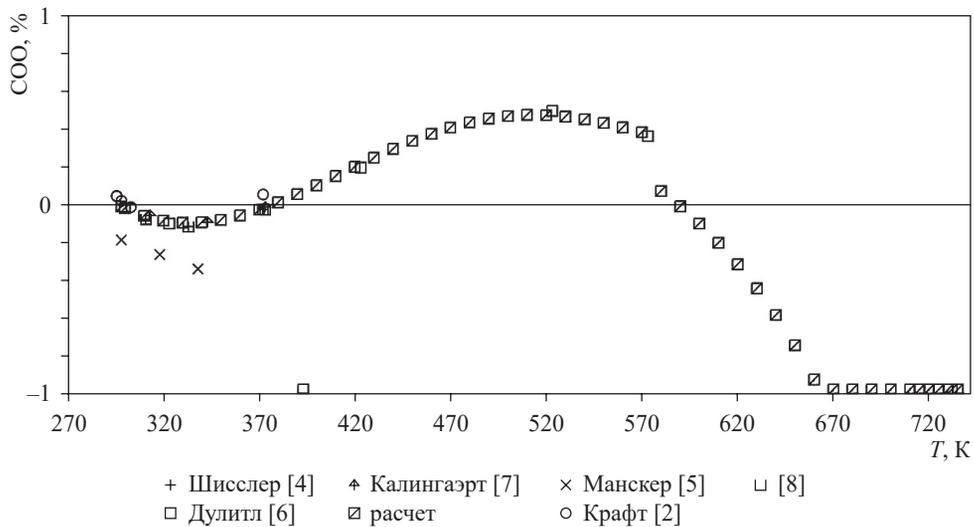


Рис. 2. Сравнение значений ρ_{liq} , рассчитанных по уравнению (4), с экспериментальными данными

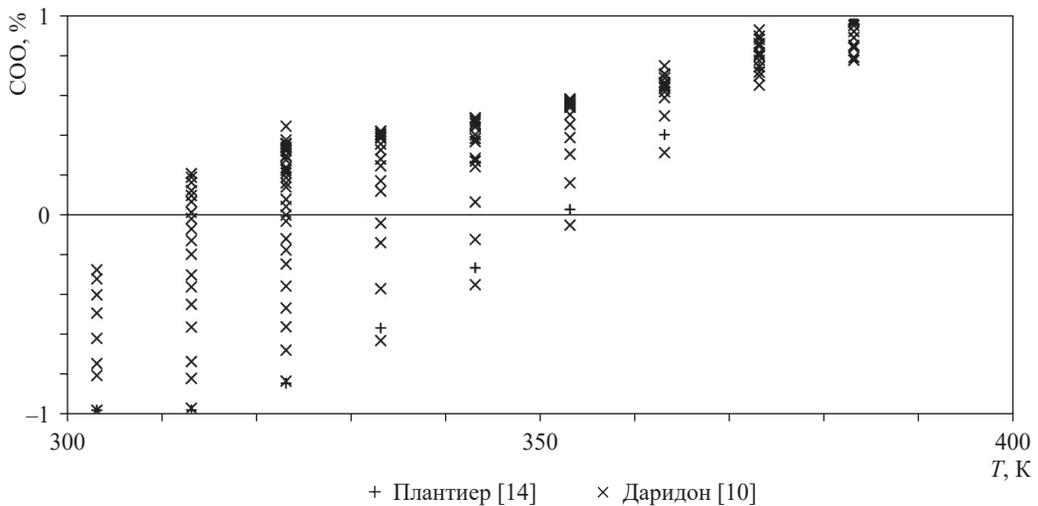


Рис. 3. Сравнение значений скорости звука, рассчитанных по уравнениям (1)...(4), с экспериментальными данными

Таблица 3

**Сравнение экспериментальных и расчетных данных о термодинамических свойствах
н-гептадекана с расчетными значениями по ФУС (1)–(4)**

Год	Данные: первый автор, источник	Число точек	Диапазон		СОО от ФУС (1)–(4), %		
			T, К	давление, МПа	жидкость	газ	критическая область
Давление насыщенных паров							
1981	<i>Гренье</i> [1]	5	357...434	p_v		5,52	
1882	<i>Крафт</i> [2]	6	436...576	p_v		3,42	
1996	<i>Витон</i> [3]	23	333...467	p_v		2,17	
	Расчет [15, 16]	46	298...735	p_v		0,282	
Плотность насыщенной жидкой фазы							
1947	<i>Шисслер</i> [4]	3	310...372	p_v	0,076		
1987	<i>Манскер</i> [5]	3	298...338	p_v	0,265		
1951	<i>Дулиттл</i> [6]	6	323...573	p_v	1,673		
1882	<i>Крафт</i> [2]	5	295...372	p_v	0,034		
1941	<i>Калингаэрт</i> [7]	3	313...373	p_v	0,056		
1968	Неизвестный автор [8]	3	310...372	p_v	0,075		
	Расчет [17]	49	298...735	p_v	0,722		
PVT-данные							
2000	Вурфлингер [9]	102	298...343	0,1...250	0,339		
2002	Даридон [10]	124	303...383	0,1...149,5	0,116		
1964	Дулиттл [11]	30	323...573	5...500	0,195		
	Расчет [18]	324	300...720	0,1...100	0,428		
	Расчет [21, 22]	20	570...780	0,05...1,55		3,585	
	Расчет [19, 20]	103	740...790	1,4...3,0			8,947
Теплоемкость по линии насыщения							
1967	Мессерли [12]	11	301...384	p_v	0,913		
Изобарная теплоемкость							
	Расчет [23]	34	400...730	p_l	1,58		
	Расчет [24]	25	490...730	p_v		1,812	
	Расчет [19, 20]	106	740...790	1,4...3,3			8,215
Скорость звука							
2000	Плантиер [14]	9	303...383	p_v	0,666		
2002	Даридон [10]	151	303...383	0,1...149,5	0,505		

Примечание: курсивом выделены данные, которые использовались только для сравнения; p_l – давление на линии насыщения жидкой фазы

величина p_v передается с погрешностью $\pm 0,4$ %. Экспериментальные PVT-данные получены только в жидкой фазе и, несмотря на то что в обработку включены только данные Дулиттла [11], все данные описываются с отклонениями, соответствующими экспериментальной погрешности. Это подтверждает высокую точность обобщенного уравнения, разработанного Курумовым [18]. В целом можно заключить, что плотность жидкой фазы, включая данные на линии насыщения, определяется по ФУС (1) с погрешностью $\pm 0,2... \pm 0,5$ %. В газовой фазе экспериментальные данные отсутствуют. Сравнение с расчетными значениями, полученными разными методами, позволяет сделать вывод, что

ошибки расчета по ФУС плотности в газовой фазе, включая плотность на линии насыщения, могут быть оценены значением $\pm 1,5$ %. Экспериментальные значения теплоемкости по линии насыщения и изобарной теплоемкости получены в узком диапазоне температур [12] и передаются с отклонениями, близкими к погрешности экспериментальных данных. Учитывая результаты сравнения с расчетными значениями, можно сделать вывод, что величина c_p передается ФУС (1) с погрешностью $\pm 2,0$ %. Скорость звука измерена только в жидкой фазе. Исходя из результатов в табл. 3 имеющиеся экспериментальные данные описываются с отклонениями, составляющими в среднем $\pm 0,5$ %.

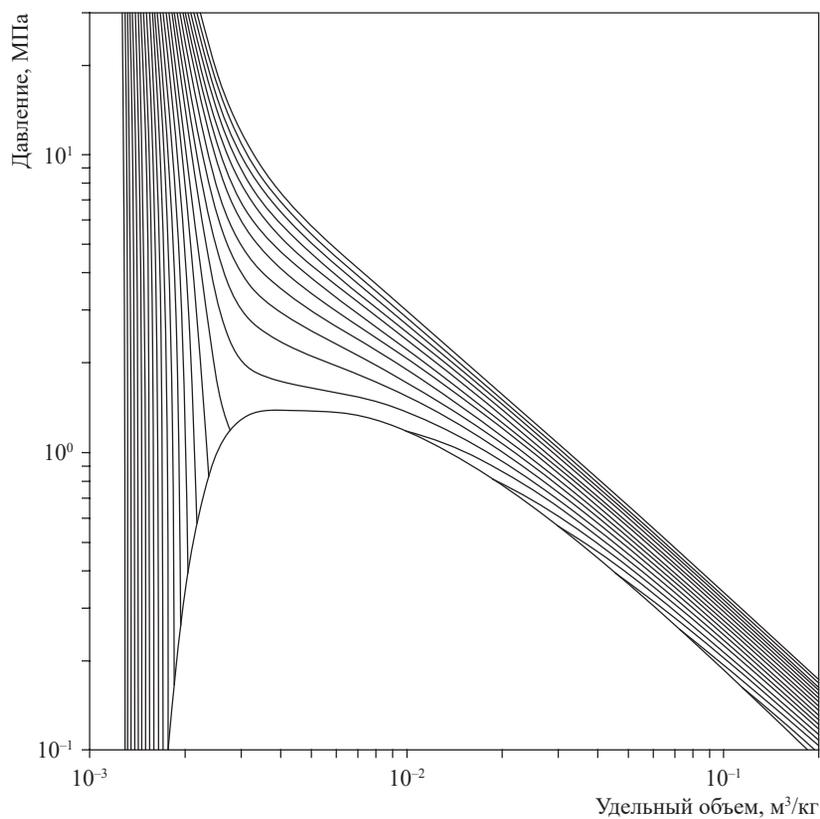


Рис. 4. Диаграмма «давление – удельный объем» для н-гептадекана, рассчитанная по уравнению (4)

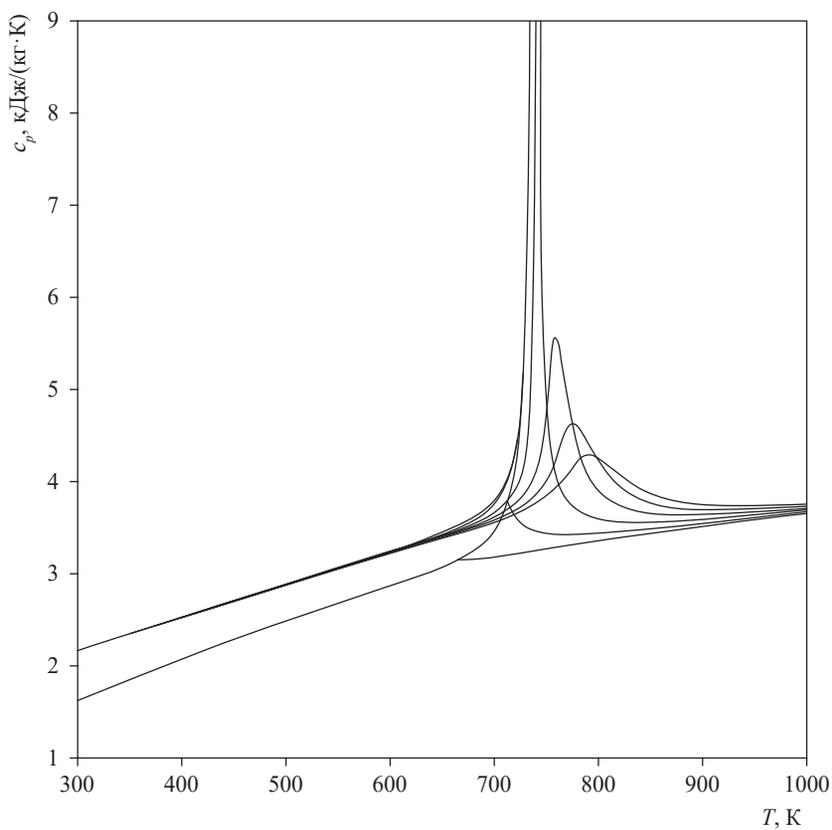


Рис. 5. Диаграмма «изобарная теплоемкость – температура» для н-гептадекана, рассчитанная по уравнениям (1)...(4)

Таким образом, на основе ограниченно-го массива гибридных данных разработано ФУС *n*-гептадекана, описывающее все ТДС с высокой точностью в диапазоне температур $T_t \dots 750$ К при давлениях до 150 МПа. Расчетные значения ТДС получены в неисследованных областях параметров состояния различными независимыми методами, прошедшими тщательную апробацию. Сравнение с этими данными позволяет сделать вывод о их высокой точности и термодинамической согласованности. Расчетные PVT- и c_p PT-данные в критической области не использовались

в оптимизационной процедуре при определении коэффициентов и показателей степени ФУС. При этом отклонения этих данных от значений, определенных по ФУС, соответствуют значениям, которые могли быть получены при использовании высокоточных экспериментальных данных в этой области параметров состояния. Таким образом, можно сделать обоснованный вывод, что новое ФУС *n*-гептадекана является надежным, устойчивым и демонстрирует хорошее экстраполяционное поведение. Устойчивость уравнения подтверждается также диаграммами, показанными на рис. 4 и 5.

Список литературы

- Grenier-Loustalot M.F. Analytical applications of saturated vapor pressure measurements of an inert gas / M.F. Grenier-Loustalot, M. Potin-Gautier, P. Grenier // *Anal. Lett.* – 1981. – № 14. – С. 1335.
- Krafft F. On nineteen higher normal paraffins and a simple volume law for liquids that form drops / F. Krafft // *I. Ber. Dtsch. Chem. Ges.* – 1882. – № 15. – С. 1687–1711.
- Viton C. Vapor pressure of normal alkanes from decane to icosane at temperatures from 244 K to 469 K and pressures from 0.4 Pa to 164 kPa / C. Viton, M. Chavret, E. Behar, et al. // *ELDATA: The International Electronic Journal of Physico-Chemical Data*, 1996, 2, 215–224.
- Schiessler R.W. // *Am. Pet. Inst. Res. Proj.* 42., 12th meeting. – 1947, June.
- Mansker L.D. The isothermal compressibility of *n*-paraffin liquids at low pressures / L.D. Mansker, A.C. Criser, A. Jangkamolkulchai et al. // *Chem. Eng. Commun.* – 1987. – № 57. – С. 87–93.
- Doolittle A.K. Preparation of physical properties of a series of *n*-alkanes / A.K. Doolittle, R.H. Peterson // *J. Am. Chem. Soc.* – 1951. – № 73. – С. 2145–2151.
- Calingaert G. Homologous series of alkanes density and its temperature coefficient / G. Calingaert, H.A. Beatty, R.C. Kuder et al. // *Ind. Eng. Chem.* – 1941. – № 33. – С. 103–106.
- Properties of hydrocarbon of high molecular weight: *Am. Pet. Inst. Res. Proj.* 42 / anonymous. – University Park, Pennsylvania: Penn. State Univ., 1968. – <https://webbook.nist.gov/cgi/cbook.cgi?Source=1968AN00R&Mask=4>
- Wurflinger A. Thermodynamic measurements on *n*-hexadecane (C₁₆H₃₄) and *n*-heptadecane (C₁₇H₃₆) at elevated pressures / A. Wurflinger, M. Sandmann // *Z. Naturforsch., A: Phys. Sci.* – 2000. – № 55a. – С. 533–538.
- Daridon J.L. Pressure dependence of the thermophysical properties of *n*-pentadecane and *n*-heptadecane / J.L. Daridon, H. Carrier, B. Lagourette // *Int. J. Thermophys.* – 2002. – № 23. – С. 697–708.
- Doolittle A.K. Specific volumes of *n*-alkanes / A.K. Doolittle // *J. Chem. Eng. Data.* – 1964. – № 9. – С. 275–279.
- Messerly J.F. Low-temperature thermal data for *n*-pentane, *n*-heptadecane and *n*-octadecane. Revised thermodynamic functions for the *n*-alkanes, C₅–C₁₈ / J.F. Messerly, G.B. Guthrie, S.S. Todd et al. // *J. Chem. Eng. Data.* – 1967. – № 12. – С. 338–346.
- Железный В.П. Новые структурно-аддитивные методы прогнозирования теплофизических свойств углеводородов. Ч. 1 / В.П. Железный, А.С. Маркварт // *Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. в 2 ч.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 2. – С. 207–218. – (Вести газовой науки).
- Plantier F. Isentropic thermophysical properties of pure *n*-paraffins as a function of temperature and chain length / F. Plantier, J.L. Daridon, B. Lagourette et al. // *High Temp. – High Pressures.* – 2000. – № 32. – С. 305–310.
- Lemmon E.W. Critical properties and vapor pressure equation for alkanes C_{*n*}H_{2*n*+2}: normal alkanes with *n* ≤ 36 and isomers for *n* = 4 through *n* = 9 / E.W. Lemmon, A.R.H. Goodwin // *J. Phys. Chem. Ref. Data.* – 2000. – Т. 29. – № 1. – С. 1–39.

16. Чмыхало П.А. Методика расчетного определения давления насыщенного пара n-алканов (C_1 – C_{100}) и водорода на линии кипения. ДССДД 7-2005 / П.А. Чмыхало. – Киев: Держспоживстандарт Украины, 2005. – 34 с.
17. Филиппов Л.П. Методы расчета и прогнозирования свойств веществ / Л.П. Филиппов. – М.: МГУ, 1988. – 252 с.
18. Курумов Д.С. Термические свойства n-алканов и фракций Мангышлакской нефти в жидком и газообразном состояниях: дис. ... докт. тех. наук. – Грозный, 1991. – 440 с.
19. Герасимов А.А. Обобщенное кроссоверное уравнение состояния в широкой окрестности критической точки / А.А. Герасимов, Б.А. Григорьев // Теплофизика высоких температур. – 1993. – Т. 31. – № 2. – С. 25–33.
20. Герасимов А.А. Новое обобщенное кроссоверное уравнение состояния в широкой окрестности критической точки / А.А. Герасимов // Известия КГТУ. – 2003. – № 3. – С. 30–37.
21. Рид Р. Свойства газов и жидкостей: справ. пособие / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд. – Ленинград: Химия, 1982. – 592 с.
22. Lee B.I. A generalized thermodynamic correlation based on three-parameter corresponding states / B.I. Lee, M.G. Kesler // American Institute of Chemical Engineers Journal. – 1975. – Т. 21. – № 3. – С. 510–527.
23. Герасимов А.А. Новые обобщенные уравнения для расчета изобарной теплоемкости углеводородов на линии насыщения / А.А. Герасимов, Б.А. Григорьев, М.А. Кузнецов // ТВТ. – 2001. – Т. 39. – № 3. – С. 426–433.
24. Герасимов А.А. Изобарная теплоемкость нормальных алканов C_7 – C_{11} в паровой фазе / А.А. Герасимов, М.А. Кузнецов, В.Е. Харин и др. // ИФЖ. – 1991. – Т. 11. – № 3. – С. 165–166.
25. Ambrose D. Vapor-liquid critical properties of elements and compounds. Pt. 2: Normal alkanes / D. Ambrose // J. Chem. Eng. Data. – 1995. – Т. 40. – № 3. – С. 531–546.
26. Ruzicka K. Simultaneous treatment of vapor pressures and related thermal data between the triple and normal boiling temperatures for n-alkanes C_5 – C_{20} / K. Ruzicka, V. Majer // J. Phys. Chem. Ref. Data. – 1994. – Т. 23. – № 1. – С. 1–39.

Thermodynamic properties and fundamental equation of state for normal heptadecane

I.S. Aleksandrov^{1*}, B.A. Grigoriev^{2,3}, A.A. Gerasimov¹, Yu.A. Kreyza¹

¹ Kaliningrad State Technical University, Bld. 1, Sovetskiy prospekt, Kaliningrad, 236022, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

³ Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Sciences, Bld. 3, Gubkina street, Moscow, 119333, Russian Federation

* E-mail: igor.aleksandrov@klgtu.ru

Abstract. The demand for the development of the fundamental equation of state of normal heptadecane, which is necessary both for calculating the thermodynamic properties and for modeling the phase equilibria of gas condensate systems, is shown.

Literary data on the thermodynamic properties of n-heptadecane are collected and critically analyzed. Based on the analysis, it was found that only the liquid phase was experimentally investigated at temperatures up to 573 K. To increase the stability of the equation in regions with a lack of experimental data, the calculation data were included in the fitting process. Calculated data were obtained based on the approved author's and literary generalized local equations. Based on a hybrid array of experimental and calculated data using the random search method, the fundamental equation of state of n-heptadecane was obtained. The equation is applicable in the temperature range from a triple point to 750 K at pressures up to 150 MPa. The presented equation of state describes the reduced Helmholtz potential and takes the reduced density and reduced temperature as variables. The functional form of the equation contains five polynomial terms, five exponential terms and five Gauss terms. The suggested equation satisfies the critical conditions, the Maxwell rule, the rectilinear diameter rule, and also physically correctly describes the ideal curves and the curvature of the thermodynamic potential derivatives. The average absolute deviations of properties are: $\pm 0,4\%$ in saturated vapor pressure; $\pm 0,25\%$ in liquid phase density including saturation line; $\pm 1,5\%$ in gas phase density; $\pm 2,0\%$ in isobaric heat capacity in liquid and vapor phase including saturation line; $\pm 0,3\%$ in speed of sound in liquid phase.

Keywords: equation of state, density, temperature, pressure, heat capacity, thermodynamic potential.

References

1. GRENIER-LOUSTALOT, M.F., M. POTIN-GAUTIER, P. GRENIER. Analytical applications of saturated vapor pressure measurements of an inert gas. *Anal. Lett.*, 1981, no. 14, p. 1335, ISSN 0003-2719.
2. KRAFFT, F. On nineteen higher normal paraffins and a simple volume law for liquids that form drops I. *Ber. Dtsch. Chem. Ges.*, 1882, vol. 15, pp. 1687–1711, ISSN 1434-1948.
3. VITON, C., M. CHAVRET, E. BEHAR et al. Vapor pressure of normal alkanes from decane to icosane at temperatures from 244 K to 469 K and pressures from 0.4 Pa to 164 kPa. *ELDATA: The International Electronic Journal of Physico-Chemical Data*, 1996, 2, 215-224, ISSN 1265-1532.
4. SCHIESSLER, R.W. In: *Am. Pet. Inst. Res. Proj. 42., 12th meeting*. 1947, June.
5. MANSKER, L.D., A.C. CRISER, A. JANGKAMOLKULCHAI et al. The isothermal compressibility of n-paraffin liquids at low pressures. *Chem. Eng. Commun.*, 1987, no. 57, pp. 87–93, ISSN 0098-6445.
6. DOOLITTLE, A.K., R.H. PETERSON. Preparation of physical properties of a series of n-alkanes. *J. Am. Chem. Soc.*, 1951, no. 73, pp. 2145–2151, ISSN 0002-7863.
7. CALINGAERT, G., H.A. BEATTY, R.C. KUDER et al. Homologous series of alkanes density and its temperature coefficient. *Ind. Eng. Chem.*, 1941, no. 33, pp. 103–106, ISSN 0196-4305.
8. Properties of hydrocarbon of high molecular weight [online]: anonymous. In: *Am. Pet. Inst. Res. Proj. 42*. University Park, Pennsylvania: Penn. State Univ., 1968. Available from: <https://webbook.nist.gov/cgi/cbook.cgi?Source=1968ANO0R&Mask=4>
9. WURFLINGER, A., M. SANDMANN. Thermodynamic measurements on n-hexadecane (C₁₆H₃₄) and n-heptadecane (C₁₇H₃₆) at elevated pressures. *Z. Naturforsch., A: Phys. Sci.*, 2000, no. 55a, pp. 533–538, ISSN 0932-0784.
10. DARIDON, J.L., H. CARRIER, B. LAGOURETTE. Pressure dependence of the thermophysical properties of n-pentadecane and n-heptadecane. *Int. J. Thermophys.*, 2002, no. 23, pp. 697–708, ISSN 0195-928X.
11. DOOLITTLE, A.K. Specific volumes of n-alkanes. *J. Chem. Eng. Data*, 1964, no. 9, pp. 275–279, ISSN 0021-9568.
12. MESSERLY, J.F., G.B. GUTHRIE, S.S. TODD et al. Low-temperature thermal data for n-pentane, n-heptadecane and n-octadecane. Revised thermodynamic functions for the n-alkanes, C₅–C₁₈. *J. Chem. Eng. Data*, 1967, no. 12, pp. 338–346, ISSN 0021-9568.
13. ZHELEZNYI, V.P., A.S. MARKVART. New structural-additive methods for forecasting thermal and physical properties of hydrocarbons. Pt. 1 [Novyye strukturno-additivnyye metody prognozirovaniya teplofizicheskikh svoystv uglevodorodov. Chast 1]. In: *Vesti Gazovoy Nauki*. Relevant issues of studies of field hydrocarbon formations: collected book in 2 pts. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011, pt. 2, pp. 207–218. (Russ.).
14. PLANTIER, F., J.L. DARIDON, B. LAGOURETTE et al. Isentropic thermophysical properties of pure n-paraffins as a function of temperature and chain length. *High Temp. – High Pressures*, 2000, no. 32, pp. 305–310, ISSN 0018-1544.
15. LEMMON, E.W., A.R.H. GOODWIN. Critical properties and vapor pressure equation for alkanes C_nH_{2n+2}: normal alkanes with n ≤ 36 and isomers for n = 4 through n = 9. *J. Phys. Chem. Ref. Data*, 2000, vol. 29, no. 1, pp. 1–39, ISSN 0047-2689.
16. DERZHESPOZHIVSTANDART UKRAINY. DSSDD 7-2005. *Procedure for calculating pressure of heavy vapor of n-alkanes (C₇–C₁₀₀) and hydrogen at boiling line* [Metodika raschetnogo opredeleniya davleniya nasyshchennogo para n-alkanov (C₁–C₁₀₀) i vodoroda na linii kipeniya]. Author: P.A. CMYKHALO. Kiev, 2005. (Russ.).
17. FILIPPOV, L.P. *Methods for calculating and forecasting properties of substances* [Metody rascheta i prognozirovaniya svoystv veshchestv]. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 1988. (Russ.).
18. KURUMOV, D.S. *Thermal properties of n-alkanes and fractions of Mangyshlak oil in liquid and gaseous states* [Termicheskiye svoystva n-alkanov i fraktsiy mangyshlakskey nefti v zhidkom i gazoobraznom sostoyaniyakh]. Dr.'s thesis (engineering). Groznyy, 1991. (Russ.).
19. GERASIMOV, A.A., B.A. GRIGORYEV. Generalized crossover equation of state in a wide vicinity of the critical point [Obobshchennoye krossovernoye uravneniye sostoyaniya v shirokoy okrestnosti kriticheskoy tochki]. *Teplofizika Vysokikh Temperatur*, 1993, vol. 31, no. 2, pp. 25, ISSN 0040-3644. (Russ.).
20. GERASIMOV, A.A. New generalized crossover equation of state in a wide neighborhood of the critical point [Novoye obobshchennoye krossovernoye uravneniye sostoyaniya v shirokoy okrestnosti kriticheskoy tochki]. *Izvestiya Kaliningradskogo Gosudarstvennogo Tekhnicheskogo Universiteta*, 2003, no. 3, pp. 30–37, ISSN 1997-3071. (Russ.).
21. REED, R., J. PRAUSNITZ, T. SHERWOOD. *Properties of gases and liquids* [Svoystva gazov i zhidkostey]: reference guide. Translated from English. Leningrad, USSR: Chemistry, 1982. (Russ.).
22. LEE, B.I., M.G. KESLER. A generalized thermodynamic correlation based on three-parameter corresponding states. *American Institute of Chemical Engineers Journal*, 1975, vol. 21, no. 3, pp. 510–527, ISSN 0001-1341.

23. GERASIMOV, A.A., B.A. GRIGORYEV, M.A. KUZNETSOV. New generalized equations for calculating isobaric heat capacity of hydrocarbons at a line of saturation [Novyye obobshchennyye uravneniya dlya rascheta izobarnoy teployemkosti uglevodorodov na linii nasyshcheniya]. *Teplofizika Vysokikh Temperetur*. 2001, vol. 39, no. 3, pp. 426–433. ISSN 0040-3644. (Russ.).
24. GERASIMOV, A.A., M.A. KUZNETSOV, V.Ye. KHARIN et al. Isobaric heat capacity of normal alkanes C_7-C_{11} in the vapor phase [Izobarnaya teployemkost normalnykh alkanov C_7-C_{11} v parovoy faze]. *Inzhenerno-Fizicheskiy Zhurnal*, 1991, vol.11, no. 3, pp. 165–166 ISSN 0021-0285. (Russ.).
25. AMBROSE, D. Vapor-liquid critical properties of elements and compounds. Pt. 2: Normal alkanes. *J. Chem. Eng. Data*, 1995, vol. 40, no. 3, pp. 531–546, ISSN 0021-9568.
26. RUZICKA, K., V. MAJER. Simultaneous treatment of vapor pressures and related thermal data between the triple and normal boiling temperatures for n-alkanes C_5-C_{20} . *J. Phys. Chem. Ref. Data*, 1994, vol. 23, no. 1, pp. 1–39, ISSN 0047-2689.

УДК 532.517.3

Локализованные турбулентные возмущения и три фундаментальные точки ламинарно-турбулентного перехода вязких и вязкопластичных жидкостей в трубе

А.Г. Потапов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812
E-mail: gregor1108@yandex.ru

Ключевые слова: энтропия, производство, перепроизводство, поток энтропии, локализованное возмущение.

Тезисы. В статье рассматриваются возможные причины возникновения и развития локализованных возмущений (порывов) при ламинарно-турбулентном переходе при течении вязкопластичных жидкостей. Получены зависимости отношений энтропий турбулентного и ламинарного течений от числа Рейнольдса, по структуре аналогичные зависимостям для вязких (ньютоновских) жидкостей. Показано, что момент возникновения локализованных возмущений при течении вязкопластичных жидкостей и продолжительность их жизни зависят от безразмерного параметра Хедстрема, при увеличении которого при том же числе Рейнольдса время жизни возмущения сокращается. Показано, что однородное турбулентное течение вязких и вязкопластичных жидкостей устанавливается, когда энтропия турбулентного потока в два раза выше энтропии ламинарного при том же числе Рейнольдса. Установлены три характерные точки ламинарно-турбулентного перехода, обусловленные уровнем перепроизводства энтропии ламинарного течения. Эти точки – бифуркации, кризиса и стабилизации нового (турбулентного) режима – определяются конкретными численными значениями уровней перепроизводства, являются общими для вязких и вязкопластичных жидкостей и не зависят от параметра Хедстрема.

Среди разнообразных турбулентных течений в природе и технике особое внимание привлекают течения в круглой трубе. Во-первых, это течение является одним из наиболее распространенных. Во-вторых, геометрия этого течения проста и легко воспроизводима. В-третьих, исследования проводятся с жидкостями с различными реологическими характеристиками: вязкими, вязкопластичными, вязкоупругими и др. В-четвертых, экспериментальные исследования этого течения продолжаются более 140 лет. За это время для установившегося турбулентного течения получены важные для науки и практики результаты. Однако проблема перехода к турбулентности в круглой трубе даже для ньютоновских (вязких) сред остается открытой [1–3].

Таким образом, существует область ламинарного течения, где при вводе в поток возмущений возникает неустойчивость ламинарного профиля скорости, в результате чего в трубе не возникает установившегося турбулентного движения, а восстанавливается ламинарное течение. В настоящее время не определены границы этой области, а также причины ламинарно-турбулентного перехода.

Б. Хоф и др. [4, 5] представили результаты экспериментальных исследований, которые показали наличие пространственно-локализованных структур турбулентных порывов (*англ.* puff) при течении в круглых трубах, которые возникают при значениях числа Рейнольдса (Re) ниже критического. По мнению авторов, наиболее точно экспериментальные результаты исследований характерного времени жизни порывов аппроксимируются суперэкспоненциальным законом [4, 5]:

$$t(Re) = \exp[\exp(C_1 Re + C_2)], \quad (1)$$

где $C_1 = 0,0057$, $C_2 = -8,7$; t – время, мс.

Если прологарифмировать уравнение (1) и, подставив численные значения коэффициентов C_1 и C_2 , провести преобразование, получим следующее уравнение:

$$\ln[t(\text{Re})] = \exp[0,0057(\text{Re} - 1526)], \quad (2)$$

где число 1526 является как бы аналогом числа Рейнольдса и может претендовать на значение нижнего критического числа.

Н.Н. Моисеев отмечает [3]: «Когда природа допускает существование двух процессов, достигающих одной и той же цели, то реализуется то, которое требует меньших энергетических затрат». На основании математического эксперимента Н.Н. Моисеевым сформулирована гипотеза: «Уравнения движения вязкой жидкости, по-видимому, допускают целый спектр возможных почти периодических решений, и им при известных условиях соответствует целая система возможных установившихся течений жидкости. Одно из них – ламинарное течение Пуазейля. Остальные – это некоторые базовые турбулентные течения» [3]. При этом отмечено, что «формально эти процессы существуют при любых числах Рейнольдса». При малых числах Рейнольдса турбулентное «течение на порядок менее “экономно”, чем течение Пуазейля». С увеличением числа Рейнольдса течение Пуазейля «теряет устойчивость... Но второй режим течения, которое раньше

реализовать не могли, теперь-то и получает реальные возможности возникнуть. Возникает совершенно новый тип течения. Его трудно изобразить графически, и поэтому на печать следует выводить лишь некоторые интегральные характеристики, например, средний перепад давлений, под действием которого происходит это движение жидкости...» [3].

Данную гипотезу можно отразить в виде совместного графика зависимостей коэффициентов гидравлических сопротивлений (λ) от числа Рейнольдса для ламинарного и турбулентного течений (рис. 1).

Расчет трендов коэффициентов гидравлических сопротивлений проводился для ламинарного режима по формуле $\lambda = 64/\text{Re}$ и для турбулентного по формуле Миллионщикова [6]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2,08 \lg \text{Re} \sqrt{\lambda} - 1,04. \quad (3)$$

В точке пересечения трендов ламинарного и турбулентного течений вязких жидкостей (см. рис. 1) число Рейнольдса равно 1000.

Для вязкопластичных систем гипотезу Н.Н. Моисеева представим графически (рис. 2). Коэффициент гидравлического сопротивления при ламинарном течении вязкопластических жидкостей в круглой трубе рассчитывался по формуле Букинга (обобщенное уравнение Гагена – Пуазейля) [7]:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}\varphi(\alpha)}, \quad (4)$$

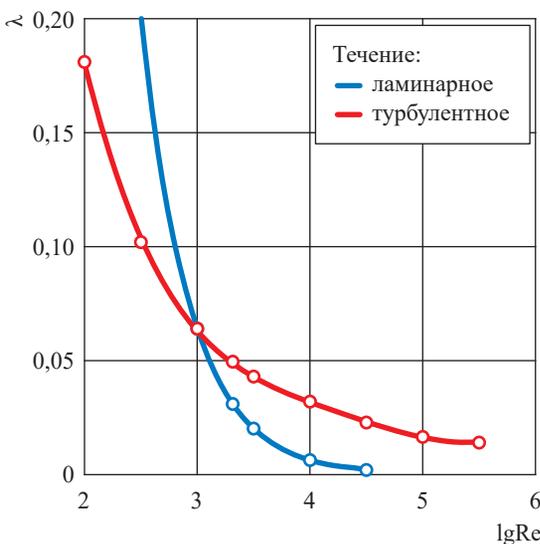


Рис. 1. Зависимость коэффициента гидравлических сопротивлений вязкой жидкости от числа Рейнольдса

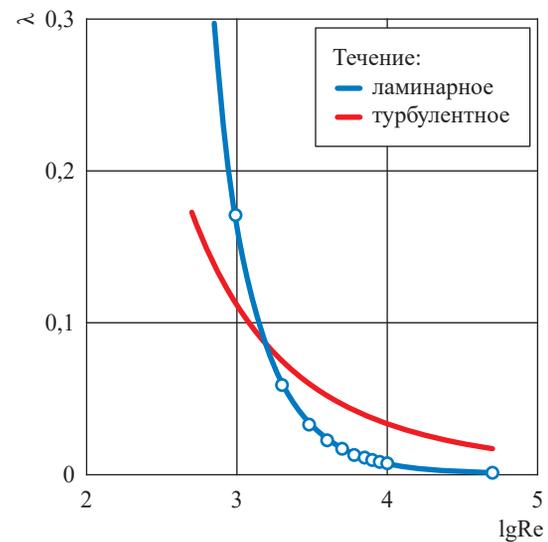


Рис. 2. Зависимость коэффициента гидравлических сопротивлений вязкопластичной жидкости от числа Рейнольдса при $He = 10^4$

где $\varphi(\alpha) = 1 - \frac{4}{3}\alpha + \frac{1}{3}\alpha^4$; $\alpha = \frac{8\text{He}}{\lambda \text{Re}^2}$; $\text{Re} = \frac{\nu \rho d}{\eta}$;
 $\text{He} = \frac{\tau_0 \rho d^2}{\eta^2}$ – параметр Хедстрема; τ_0 – дина-

мическое напряжение сдвига; η – пластическая вязкость. На рис. 2 видно, что с появлением второго параметра (τ_0) точка бифуркации сдвигается в сторону больших значений Re и λ .

Для определения коэффициента гидравлического сопротивления используем уравнение [8, 9]

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = \left(1 - \frac{8\text{He}}{\lambda \text{Re}^2}\right) \times (2,08 \lg \text{Re} \sqrt{\lambda} - 1,04) + 2,76 \frac{8\text{He}}{\lambda \text{Re}^2}. \quad (5)$$

Приняв эту гипотезу в качестве рабочей, для стационарных течений различных сред запишем уравнение Дарси – Вейсбаха в следующем виде:

$$\frac{1}{\rho} dP \approx \lambda_{ij} \frac{v_{ij}^2}{2d} dx, \quad (6)$$

где P – давление; ρ – плотность жидкости; v – среднерасходная скорость потока; d – диаметр трубы; i – индекс течения: ламинарное течение Пуазейля при $i = 1$, стационарные базовые турбулентные течения при $i \geq 2$; j – индекс скорости потока: ламинарного при $j = 1$, турбулентного при $j \geq 2$.

Если рассматривать ламинарно-турбулентный переход в целом как кризис ламинарного течения, тогда для вязкой жидкости $\text{Re} = 1000$ является точкой бифуркации, поскольку «в теории самоорганизации систем точка бифуркации понимается как начало кризиса» [10]. Н.Н. Моисеев рассматривал бифуркацию как *некоторый протяженный во времени процесс кардинальной перестройки системы*, в котором осуществляется выбор одного из возможных путей ее развития [11].

На базе определения бифуркации как «не одномоментного» процесса перестройки системы, сформулированного Н.Н. Моисеевым, автором ранее в области ламинарно-турбулентного перехода были обозначены три характерные точки [12, 13]: точка бифуркации b , соответствующая точке пересечения трендов (см. рис. 1 и 2); точка кризиса c , в которой увеличение числа Рейнольдса разрушает однородность ламинарного потока и возникает

перемежающийся режим течения, и точка s стабилизации нового (турбулентного) режима.

И. Пригожин (Prigogine) отмечает, что в неизолированных системах, обменивающихся с внешней средой энергией, изменение энтропии можно представить в виде суммы двух членов. Один из них, определяемый как «поток энтропии», обусловлен происходящим обменом, другой – «производство энтропии» – обусловлен процессами внутри системы. «На поток энтропии второе начало термодинамики не налагает никаких условий. Таким образом, в стационарном состоянии положительное производство энтропии компенсируется отрицательным потоком энтропии: активность, производящая энтропию, постоянно поддерживается за счет обмена с окружающей средой. Состояние равновесия соответствует частному случаю, когда и поток энтропии, и производство энтропии обращаются в нуль» [14].

Для простой системы объединенное уравнение 1-го и 2-го законов термодинамики запишется в виде [15]:

$$d\Phi \leq -SdT + \frac{1}{\rho} dP, \quad (7)$$

где Φ – потенциал Гиббса; S – энтропия потока при постоянной скорости; T – температура.

С приближением к состоянию равновесия изобарно-изотермический потенциал системы убывает, достигая минимума в состоянии равновесия, когда $d\Phi = 0$, при этом оба члена в правой части уравнения (7) равны нулю, поскольку при равновесии $T = \text{const}$ и $P = \text{const}$.

Опираясь на определение И. Пригожина состояния равновесия как частного случая стационарного состояния, можно предположить, что стационарное состояние наступает при условии $T \neq \text{const}$, $P \neq \text{const}$ и $d\Phi = 0$. В этом случае из уравнения (7) для стационарного процесса получим следующее соотношение:

$$\frac{1}{\rho} dP = SdT. \quad (8)$$

Совместно анализируя уравнение (6) и (8), используя индексацию, принятую для уравнения (6), можно записать [8, 9]:

$$S_{ij} dT \approx \lambda_{ij} \frac{v_{ij}^2}{2D} dx, \quad (9)$$

где i и j см. в экспликации к формуле (6).

Используя уравнение (9) и рис. 1 и 2, можно получить следующие соотношения:

$$\bullet \left(\frac{S_{22}}{S_{11}} \right)_\lambda \approx \left(\frac{Re_{22}}{Re_{11}} \right)_\lambda^2 = n_{Re}^2$$

для условия $\lambda_{11} = \lambda_{22}$, (10)

$$\bullet \left(\frac{S_{21}}{S_{11}} \right)_v \approx \left(\frac{\lambda_{21}}{\lambda_{11}} \right)_v = n_\lambda$$

для условия $v_{11} = v_{21}$. (11)

В точке пересечения трендов ламинарного и турбулентного течений вязких жидкостей (см. рис. 1) при числе $Re = 1000$ соотношения (10) и (11) равны единице. Для вязкопластичных сред точка пересечения трендов (см. рис. 2) (примем ее за точку бифуркации) с ростом параметра Хедстрема сдвигается в сторону больших значений Re и λ .

По аналогии с вязкой жидкостью рассмотрим, как изменяется отношение энтропий в период ламинарно-турбулентного перехода для вязкопластичных жидкостей при равенстве коэффициентов гидравлических сопротивлений (10) с ростом числа Рейнольдса по мере удаления от точки бифуркации. Запишем кинетическое уравнение роста отношения энтропий для условия (10) в зависимости от числа Рейнольдса в пределах ламинарно-турбулентного перехода:

$$\frac{d \left(\frac{S_{22}}{S_{11}} \right)}{dRe} = k_\lambda \left(\frac{S_{22}}{S_{11}} \right), \quad (12)$$

где k_λ – константа уравнения.

Решаем уравнение (8) для вязкопластичных жидкостей при начальном условии (см. формулу (10)) в точке бифуркации Re_b , где при $n_\lambda = 1$

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

$$\left(\frac{S_{22}}{S_{11}} \right) = \exp[k_\lambda (Re - Re_b)]. \quad (13)$$

Численное значение коэффициента k_λ определяется из условия кризиса ламинарного течения вязкопластичных жидкостей (обозначим число Рейнольдса в этой точке через Re_c):

$$\left(\frac{S_{22}}{S_{11}} \right)_\lambda \approx 21,635 \quad \text{при} \quad \left(\frac{Re_{22}}{Re_{11}} \right) = 4,6513 \quad [7].$$

Следует отметить, что значения чисел

Рейнольдса Re_b , Re_c и Re_s в характерных точках ламинарно-турбулентного перехода вязкопластичной жидкости являются функциями параметра Хедстрема.

Сравнение уравнений (2) и (13) показывает их аналогию как по структуре, так и по аргументам, входящим в правую часть уравнений. Такое совпадение не может быть случайным. Можно предположить, что уравнения отражают один и тот же процесс, протекающий в ламинарном потоке при увеличении числа Рейнольдса выше точки бифуркации. Таким образом, полученное уравнение (13) аналогично уравнению (2) и, поскольку оба уравнения описывают один и тот же процесс, можно принять их идентичность и записать уравнение

$$\ln t(Re) = \frac{S_{22}}{S_{11}}, \quad \text{а для оценки времени жизни локализованных турбулентных возмущений получить следующие уравнения:}$$

локализованных турбулентных возмущений получить следующие уравнения:

$$t(Re) = \exp \left(\frac{S_{22}}{S_{11}} \right); \quad (14)$$

$$t(Re) = \exp \{ \exp [k_\lambda (Re - Re_b)] \}, \quad (15)$$

где k_λ – константа роста времени жизни локализованных возмущений при увеличении числа Рейнольдса при $He = \text{const}$;

$$k_\lambda = \frac{\ln \left(\frac{S_{22}}{S_{11}} \right)}{Re_c - Re_b} \quad \text{при} \quad Re_c \left(\frac{S_{22}}{S_{11}} \right) = 21,635. \quad (16)$$

Для вязкой жидкости при $He = 0$ в точке бифуркации $Re_b = 1000$ и в точке кризиса $Re_c = 2060$ константа $k_\lambda = 0,0029$.

Расчеты времени жизни возмущений для вязкой (ньютоновской) жидкости представлены на рис. 3.

Для вязкопластичной жидкости при $He = 10^4$ (см. рис. 2) в точке бифуркации $Re_b = 1622$, в точке кризиса $Re_c = 3585$, константа $k_\lambda = 0,00157$ (соответствующий расчет $\ln t(Re)$ представлен на рис. 4). Следовательно, время жизни локализованных турбулентных возмущений по аналогии с ламинарно-турбулентным переходом вязкой жидкости можно выразить как экспоненциальную функцию отношений энтропий $\left(\frac{S_{22}}{S_{11}} \right)$ (см. формулу (14)) или суперэкспоненциальную функцию

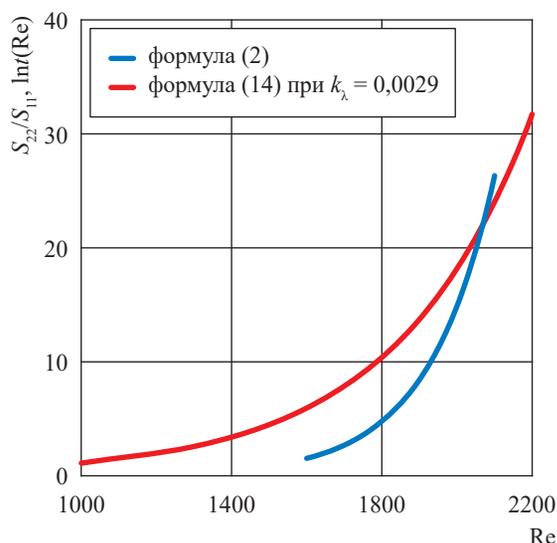


Рис. 3. Экспоненциальные зависимости времени жизни возмущений для вязкой жидкости

числа Рейнольдса (см. формулу (15)). Константа роста k_{λ} (см. формулу (16)) с увеличением параметра Хедстрема снижается, при этом время жизни возмущений в характерных точках не зависит от параметра He .

Можно предположить, что в соответствии с определением И. Пригожина условия стационарности для вязкопластичных жидкостей при $Re > Re_b$ в ламинарном потоке нарушается равенство между производством энтропии и потоком энтропии (*перепроизводство энтропии*). В этом случае часть энергии стационарного ламинарного течения переходит в энергию неупорядоченных процессов и в конечном счете в теплоту, т.е. происходит диссипация энергии и образование локализованных турбулентных возмущений.

Рассмотрим, как изменяется отношение энтропий в период ламинарно-турбулентного перехода при условии равенства скорости течения (см. формулу (11)) с ростом числа Рейнольдса по мере удаления от точки бифуркации. Запишем кинетическое уравнение для

$$\text{условия (11) при } v_1 = v_2 \text{ и } \frac{S_{21}}{S_{11}} \approx \frac{\lambda_{21}}{\lambda_{11}}: \quad \frac{d\left(\frac{S_{21}}{S_{11}}\right)}{dRe} = k_v \left(\frac{S_{21}}{S_{11}}\right). \quad (17)$$

Решаем уравнение при начальном условии в точке бифуркации в пределах ламинарно-турбулентного перехода вязкопластичной

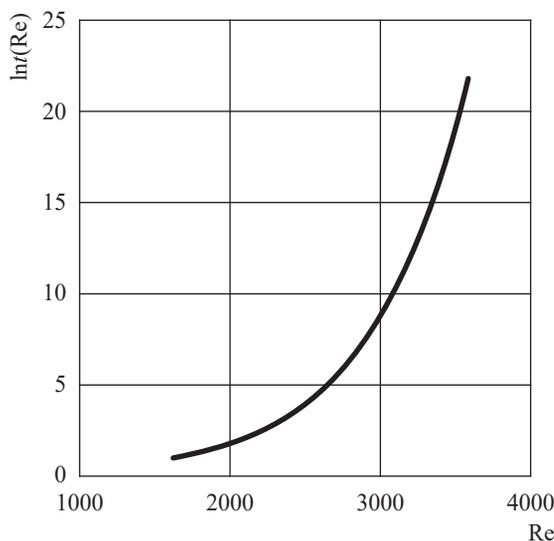


Рис. 4. Экспоненциальные зависимости времени жизни возмущений $\ln(Re)$ для вязкопластичной жидкости при $He = 10^4$, $k_{\lambda} = 0,00157$

жидкости $Re_b \leq Re \leq Re_s$, где Re_b и Re_s – значения чисел Рейнольдса в точках соответственно бифуркации и стабилизации нового (турбулентного) режима:

$$\left(\frac{S_{21}}{S_{11}}\right) = \exp[k_v(Re - Re_b)]. \quad (18)$$

В этом интервале чисел Рейнольдса, разложив в уравнении (18) экспоненциальную функцию в ряд, можно привести его к виду

$$\left(\frac{S_{21}}{S_{11}}\right) = 1 + k_v(Re - Re_b) \quad (19)$$

$$\text{или } \frac{\Delta S_v}{S_{11}} = k_v(Re - Re_b), \quad (20)$$

где $\Delta S_v = S_{21} - S_{11}$ – величина «сброса энтропии» ламинарного потока и диссипации энергии с образованием локализованных возмущений при заданном числе Рейнольдса; k_v – константа роста перепроизводства с увеличением числа Рейнольдса при $He = \text{const}$.

$$k_v = \frac{\ln\left(\frac{S_{21}}{S_{11}}\right)}{Re_c - Re_b} \text{ при } Re_c\left(\frac{S_{21}}{S_{11}}\right) = 1,593. \quad (21)$$

С использованием значения $n_{\lambda} = \frac{\lambda_{21}}{\lambda_{11}}$

из условия (11) получено [8] трансцендентное уравнение (22) для определения чисел Рейнольдса (Re_b , Re_c , Re_s) в конкретных точках

(b , c и s) ламинарно-турбулентного перехода вязкопластичных жидкостей при любом параметре Хедстрема:

$$\sqrt{\text{Re}_c} = \frac{8,32\sqrt{n_\lambda}}{\sqrt{\varphi(\alpha_c)}} \left(1 - \frac{\alpha_c}{n_\lambda}\right) \times \lg \frac{6,4n_\lambda \text{Re}_c + 22,08\alpha_c}{\varphi(\alpha_c) \sqrt{n_\lambda \varphi(\alpha_c)}}. \quad (22)$$

При оценке числа Рейнольдса в точке бифуркации $n_\lambda = 1$; в точке кризиса $n_\lambda = 1,593$; в точке стабилизации $n_\lambda = 2$.

$$\sqrt{\text{Re}_c} = \frac{8,32}{\sqrt{\varphi(\alpha_c)}} \left(1 - \frac{\alpha_c}{n_{\text{Re}}^2}\right) \times \lg \frac{6,4n_{\text{Re}}^2 \text{Re}_c + 22,08\alpha_c}{\varphi(\alpha_c) n_{\text{Re}}^2 \sqrt{\varphi(\alpha_c)}}, \quad (23)$$

В уравнении (23) при $n_{\text{Re}} = \frac{\text{Re}_{22}}{\text{Re}_{11}}$ (см. условие (10)) в точке кризиса $n_{\text{Re}} = 4,6692$ или $n_{\text{Re}}^2 = 21,80$. Для вязких жидкостей при $\text{He} = 0$: $\text{Re}_b = 1000$, $\text{Re}_c = 2060$, $\text{Re}_s = 2890$ [12].

В первом приближении для подобных расчетов можно использовать эмпирические формулы, аналогичные формуле Е.М. Соловьева:

$$\bullet \text{Re}_c = 2100 + 7,3\text{He}^{0,58}, \quad (24)$$

$$\bullet \text{Re}_b = 1000 + 3,6\text{He}^{0,58}, \quad (25)$$

$$\bullet \text{Re}_s = 2890 + 9\text{He}^{0,58}, \quad (26)$$

из которых при $\text{He} = 0$ получаем значения числа Рейнольдса в характерных точках ламинарно-турбулентного перехода вязких жидкостей.

Для адекватности расчетов Re_s в ламинарно-турбулентном переходе при течении вязкопластичных жидкостей приведем уравнение (4) к виду

$$\lambda_0 = \lambda - K \frac{\text{He}}{\text{Re}^2}, \quad (27)$$

где $K = 10,67(1 - 0,25\alpha^3)$ – безразмерный коэффициент; $\lambda_0 = \frac{64}{\text{Re}}$ – вклад сил вязкости; α – см. формулу (4) [9].

На рис. 5 представлены экспериментальные данные, где по оси ординат отложены значения λ_0 , для вязкопластичных жидкостей вычисленные по уравнению (27). Согласно представленным данным (см. рис. 5) при $\text{Re} < \text{Re}_c$ для всех значений He результаты соответствуют закону Пуазейля, справедливому для ламинарных течений. При этом кризис течений согласуется с расчетами Re_c для вязкопластичных жидкостей по уравнению (22) при $n_\lambda = 1,593$. При значении $\text{Re} > \text{Re}_c$ величина λ_0 растет с увеличением Re и стремится к турбулентной закономерности Прандтля – Кармана, выходя на точку стабилизации режима. Результаты проверки адекватности расчетов по уравнению (22) и экспериментальных данных в точках стабилизации (см. рис. 5), представленных в таблице, показывают их удовлетворительную корреляцию в пределах $0 < \text{He} < 10^5$. При $\text{He} > 10^5$ рост и выход λ_0 к точке стабилизации замедляется, однако причины этого не ясны,

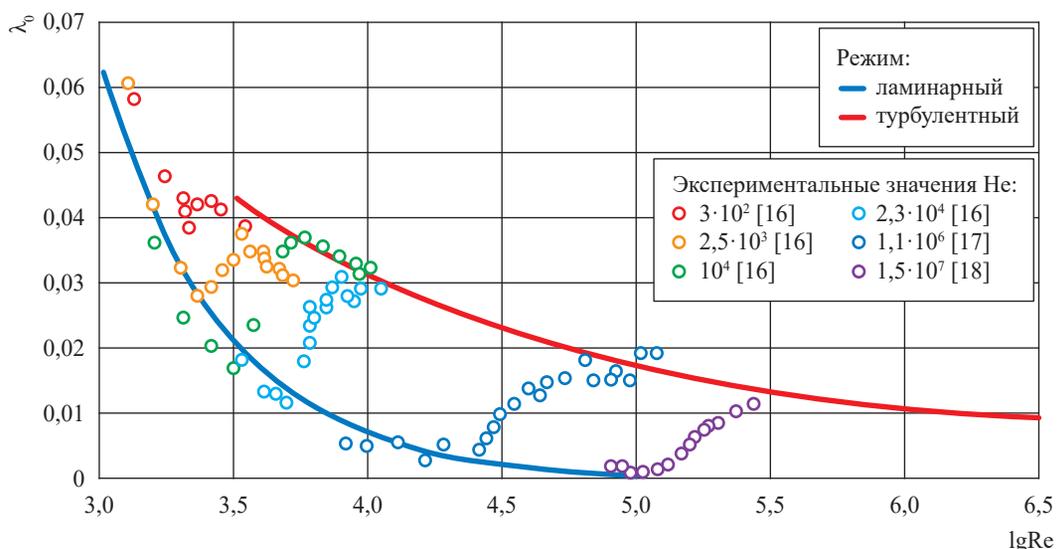


Рис. 5. Обобщенный график зависимости гидравлического сопротивления λ_0 от числа Рейнольдса

Сравнение расчетных и экспериментальных значений $\lg Re_s$ при $n_\lambda = 2$

$\lg Re_s$	He (см. легенду на рис. 5)					
	○	○	○	○	○	○
Эксперимент (см. рис. 5)	3,41	3,52	3,7	3,92	4,8	5,45
Расчет по формуле (22)	3,496	3,571	3,678	3,774	4,6	5,116

поскольку недостаточно экспериментальных данных, чтобы понять, связаны ли эти факты с точностью экспериментов или обусловлены внутренними физическими процессами.

Соответствие полученного уравнения (22) фактическим значениям Re_s при различных значениях He проверялось с использованием результатов экспериментальных исследований течения глинистых суспензий без обработки полимерными реагентами [16–18], диапазоны изменения значений составили $3,58 \cdot 10^3 \leq He \leq 1,36 \cdot 10^7$ и $2,15 \cdot 10^3 \leq Re_c \leq 9,9 \cdot 10^4$.

Расчеты Re_c проверены на массиве экспериментальных данных (74 результата) и показали, что относительное среднеквадратичное отклонение экспериментальных данных от расчетных в интервале $0 \leq He \leq 1,36 \cdot 10^7$ составило по уравнению (22) 9,77 % и по формуле (24) Е.М. Соловьева 11,79 % [9].

Таким образом, установлена аналогия возникновения и развития локализованных возмущений (порывов) при ламинарно-турбулентном переходе при течении вязких и вязкопластичных жидкостей. Получены зависимости отношений энтропий турбулентного и ламинарного течений от числа Рейнольдса, по структуре аналогичные зависимостям для вязких (ньютоновских) жидкостей. Установлены три характерные точки ламинарно-турбулентного перехода, которые обусловлены уровнем перепроизводства энтропии в ламинарном потоке жидкости. Уровень перепроизводства энтропии

$\frac{\Delta S_v}{S_{11}}$ составляет в точках бифуркации, кризиса

и стабилизации соответственно 0; 60 и 100 %. Значения являются общими для вязких и вязкопластичных жидкостей и не зависят от параметра Хедстрема.

Список литературы

1. Никитин Н.В. Проблема перехода и локализованные турбулентные структуры в трубах / Н.В. Никитин // Изв. РАН. МЖГ. – 2021. – № 1. – С. 32–46.
2. Павельев А.А. О нижнем критическом числе Рейнольдса для течения в круглой трубе / А.А. Павельев, А.И. Решмин, С.Х. Тепловодский и др. // Изв. РАН. МЖГ. – 2003. – № 4. – С. 47–55.
3. Моисеев Н.Н. Математика ставит эксперимент / Н.Н. Моисеев. – М.: Наука, 1979. – 223 с.
4. Hof B. Repeller or attractor? Selecting the dynamical model for onset of turbulence in pipe flow / B. Hof, A. de Lozar, D.J. Kuik et al. // Phys. Rev. Lett. – 2008. – Т. 101. – Ст. № 214501(4).
5. Avila K. The onset of turbulence in pipe flow / K. Avila, D. Moxey, A. de Lozar et al. // Science. – 2011. – Т. 333. – С. 192–196.
6. Миллионщиков М.Д. Турбулентное течение в пограничном слое / М.Д. Миллионщиков. – М.: Наука, 1969. – 51 с.
7. Маковей Н. Гидравлика бурения / Н. Маковей. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
8. Потапов А.Г. К вопросу о ламинарно-турбулентном переходе при течении вязких и вязкопластичных жидкостей в круглой трубе / А.Г. Потапов // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 69–75.
9. Потапов А.Г. Кризис ламинарного течения неньютоновской жидкости в круглой трубе / А.Г. Потапов // ИФЖ. – 2018. – Т. 91. – № 6. – С. 1537–1543.
10. Музыка О.А. Бифуркации в природе и обществе: естественнонаучный и социосинергетический аспект / О.А. Музыка // Современные наукоемкие технологии. – 2011. – № 1. – С. 87–91.
11. Моисеев Н.Н. Алгоритмы развития / Н.Н. Моисеев. – М.: Наука, 1987.
12. Потапов А.Г. Рождение и время жизни локализованных возмущений при ламинарном течении вязкой жидкости в круглой трубе / А.Г. Потапов // НТЖ Инженер-нефтяник. – 2021. – № 1. – С. 48–52.

13. Потапов А.Г. Природа и время жизни локализованных возмущений при ламинарно-турбулентном переходе течения вязкой жидкости в трубе / А.Г. Потапов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 2 (51): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 46–53.
14. Пригожин И. Время, хаос, квант. К решению парадокса времени / И. Пригожин, И. Стенгерс. – М.: Изд. Группа URSS, 2014. – 200 с.
15. Сычев В.В. Дифференциальные уравнения термодинамики / В.В. Сычев. – М.: Наука, 1981.
16. Потапов А.Г. Методика определения снижения гидравлического сопротивления при течении вязко-пластичных жидкостей / А.Г. Потапов, В.Г. Литвишко // Сб. тр. ИГиРГИ. – 1976. – Вып. 27. – С. 32–36.
17. Филатов Б.С. Течение суспензий глины в трубах / Б.С. Филатов // Коллоидный журнал. – 1954. – Т. XVI. – № 1. – С. 65–71.
18. Латыпов Э.К. Уточнение расчета потерь давления при течении вязко-пластичных жидкостей в трубах / Э.К. Латыпов, Б.С. Филатов // Нефтяное хозяйство. – 1962. – № 3. – С. 23–30.

Localized turbulent disturbances and three fundamental points of a laminar-turbulent transition at viscous and viscous-plastic fluids in a tube

A.G. Potapov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation
E-mail: gregor1108@yandex.ru

Abstract. The article examines possible reasons for origination and advancement of the localized disturbances (eruptions) during the laminar-turbulent transition within the flux of the viscous-plastic fluids. Author has derived few dependencies between the Reynolds numbers and the proportions of the turbulent and laminar flows. The structure of these dependencies correspond to the structure for viscous (Newtonian) fluids. He shows that in case of a viscous-plastic fluid, an instance of disturbance origination and its lifetime depend on a dimensionless Hedstrom number: if a Reynolds number is the same, increase of the Hedstrom number reduces the lifetime of a disturbance. It is shown that a homogenous turbulent flow of the viscous and the viscous-plastic fluids fixes when the entropy of the turbulent flux is twice higher than the entropy of the laminar one at the similar Reynolds numbers. There are three distinctive points of the laminar-turbulent transition; they are conditioned by overproduction of the laminar flux entropy. These points of bifurcation, crisis and stabilization of a new turbulent regime are determined by the particular numerical values of the overproduction levels, are common for viscous and viscous-plastic fluids and do not depend on the Hedstrom number.

Keywords: entropy, production, overproduction, entropy flux, localized perturbation.

References

1. NIKITIN, N.V. Problem of transition and localized turbulent structures in tubes [Problema prekhoda i lokalizovannyye turbulentnyye struktury v trubakh]. *Izvestiya RAN. Mekhanika Zhidkosti i Gaza*, 2021, no. 1, pp. 32–46, ISSN 0568-5281. (Russ.).
2. PAVELYEV, A.A., A.I. RESHMIN, S.Kh. TEPLOVODSKIY, et al. On lower critical Reynolds number for flow in a circular tube [O nizhnem kriticheskom chisle Reynoldas dlya techeniya v krugloy trube]. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Mekhanika zhidkosti i gaza*, 2003, no. 4, pp. 47–55, ISSN 0568-5281. (Russ.).
3. MOISEYEV, N.N. *Mathematics sets up an experiment* [Matematika stavit eksperiment]. Moscow: Nauka, 1979. (Russ.).
4. HOF, B., A. de LOZAR, D.J. KUIK, et al. Repeller or attractor? Selecting the dynamical model for onset of turbulence in pipe flow. *Phys. Rev. Lett.*, 2008, vol. 101, no. 214501, ISSN 0031-9007.
5. AVILA, K., D. MOXEY, A. de LOZAR, et al. The onset of turbulence in pipe flow. *Science*, 2011, vol. 333, pp. 192–196, ISSN 0036-8075.
6. MILLIONSHCHIKOV, M.D. *Turbulent flow in a boundary layer and in tubes* [Turbulentnoye techeniye v pogranichnom sloye i v trubakh]. Moscow: Nauka, 1969. (Russ.).
7. MACOVEY, N. *Drilling hydraulics* [Gidravlika bureniya]. Translated from Romanian. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).
8. ПОТАПОВ, А.Г. On the laminar-turbulent transition in the flow of viscous and viscoplastic liquids in a round pipe [K voprosu o laminarno-turbulentnom perekhode pri techenii vyazkikh i vyazkoplastichnykh zhidkostey v krugloy trube]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 4 (15): Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields, pp. 69–75. ISSN 2306-8949. (Russ.).

9. POTAPOV, A.G. Crisis of the laminar flow of a non-Newtonian liquid in a pipe [Krizis laminarnogo techeniya nenyutonovskoy zhidkosti v krugloy trube]. *Inzhenerno-Fizicheskiy Jurnal*, 2018, vol. 91, no. 6, pp. 1537–1543. ISSN 0021-0285. (Russ.).
10. MUZYKA, O.A. Bifurcation in nature and society: natural-science and sociosynergetic aspect [Bifurkatsiya v prirode i obshestve: yestestvennonauchnyy i sotsiosinergeticheskiy aspekt]. *Sovremennyye Naukoyemkiye Tekhnologii*, 2011, no. 1, pp. 87–91, ISSN 1812-7320. (Russ.).
11. MOISEYEV, N.N. *Algorithms of evolution* [Algoritmy razvitiya]. Moscow: Nauka, 1987. (Russ.).
12. POTAPOV, A.G. Birth and lifetime of localized disturbances at laminar flow of a viscous liquid in a round tube [Rozhdeniye i vremya zhizni lokalizovannykh vozmushcheniy pri laminarnom techenii vyazkoy zhidkosti v krugloy trube]. *Inzhener-neftyanik*, 2021, no. 1, pp. 48–52, ISSN 2072-7232. (Russ.).
13. POTAPOV, A.G. Nature and lifetime of localized disturbances at laminar-turbulent transition of a viscous liquid in a tube [Priroda i vremya zhizni lokalizovannykh vozmushcheniy pri laminarno-turbulentnom perekhode techeniya vyazkoy zhidkosti v trube]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, no. 2: Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 46–53. ISSN 2306-8949.
14. PRIGOGINE I., I. STENGERS. *Order out Chaos. Man's new dialogue with nature*. N.Y.: Bantarm Books, 1984.
15. SYCHEV, V.V. *Differential equations of thermodynamics* [Differentsialnyye uravneniya termodinamiki]. Moscow: Nauka, 1981. (Russ.).
16. POTAPOV, A.G., V.G. LITVISHKO. Guidelines procedure for assessing decrease of hydraulic resistance in case of viscous-elastic liquids flows [Metodika opredeleniya snizheniya gidravlicheskogo soprotivleniya pri techenii vyazko-plastichnykh zhidkostey]. In: *Transactions of the Institute for Geology and Development of Fossil Fuels: collected bk.*, 1976, is. 27, pp. 32–36.
17. FILATOV, B.S. Flowing of clayish suspensions in tubes [Techoeniye suspenziy gliny v trubakh]. *Kolloidnyy Zhurnal*, 1954, vol. XVI, no. 1, pp. 65–71, ISSN 0023-2912. (Russ.).
18. LATYPOV, E.K., B.S. FILATOV. Correction of procedure for calculating pressure losses in case of viscous-elastic liquids flows in tubes [Utocheniye rascheta poter davleniya pri techenii vyazko-plastichnykh zhidkostey v trubakh]. *Neftyanoye Khozyaystvo*, 1962, no. 3, pp. 23–30, ISSN 0028-2448. (Russ.).

РЕСУРСНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНОВ РОССИИ

УДК 550.832

Рассмотрение альтернативных методик определения коэффициента проницаемости на примере коллекторов венда Восточной Сибири по данным геофизических исследований скважин и керна

С.Ю. Ромащенко^{1*}, В.М. Пищухин¹, И.В. Чурикова¹, В.Ю. Трухин¹,
Е.Е. Поляков¹, Е.А. Лукьянова¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

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

Тезисы. По данным геофизических исследований скважин (ГИС) коэффициент проницаемости коллекторов нефти и газа непосредственно в скважине не определяется. Традиционно используемая корреляция коэффициентов пористости или эффективной пористости с коэффициентом проницаемости ($K_{пр}$) на основе исследований керна не позволяет осуществить оценку $K_{пр}$ с приемлемой погрешностью в сложнопостроенных неоднородных отложениях без учета дополнительных факторов, влияющих на проницаемость (структурные и минералогические факторы). С целью повышения достоверности прогноза проницаемости коллекторов венда Восточной Сибири по данным ГИС и керна авторами проведен сравнительный анализ трех альтернативных методик определения коэффициента проницаемости по данным ГИС и керна на примере коллекторов венда Восточной Сибири.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, фильтрационные свойства, проницаемость, «гантельная» модель, многомерные регрессии.

По данным геофизических исследований скважин (ГИС) коэффициент проницаемости ($K_{пр}$) коллекторов нефти и газа непосредственно в скважине не определяется. Спектр физических измерений, включая электрический, радиоактивный, акустический каротаж, не предполагает оценки потоковых характеристик поровой среды коллекторов. Ядерно-магнитный томографический каротаж приближается к оценкам фильтрационных характеристик – степени связанности флюидов в поровой среде в статическом состоянии, однако фильтрационные характеристики не измеряются. Традиционно используемая корреляция коэффициентов пористости ($K_{п}$) или эффективной пористости ($K_{п.эф}$) с коэффициентом проницаемости ($K_{пр}$) на основе исследований керна не позволяет оценить $K_{пр}$ с приемлемой погрешностью в сложнопостроенных неоднородных отложениях без учета дополнительных (структурных и минералогических) факторов, влияющих на проницаемость.

Анализ керна показал, что коллекторы венда Восточной Сибири, особенно хамакинского и талахского горизонтов, представлены разнородными песчаниками неоднородной сортировки с неравномерной гравийной и алевроитовой примесью (с преобладанием крупнозернистых фракций в талахском горизонте). Пороодообразующая часть состоит преимущественно из кварца, реже – из полевых шпатов и обломков пород (с повышенным содержанием калиевых полевых шпатов в талахском горизонте). Для отложений характерно широкое и неравномерное развитие вторичных процессов: наличие карбонатного и ангидритового цемента, выщелачивание полевых шпатов, регенерация кварца, очаговая галитизация. Как следствие, особенностью коллекторов хамакинского и талахского горизонтов является высокая дисперсия связи

между пористостью и проницаемостью. При $K_n = 5 \dots 10$ % значения $K_{пр}$ могут отличаться на полтора-два порядка.

При определении $K_{пр}$ как функции пористости и/или эффективной пористости дисперсия оценок проницаемости соответствует распределению свойств $K_{пр}$ на керне. Для коллекторов венда Восточной Сибири при одном значении K_n проницаемость может варьироваться в пределах порядка и более, хотя при этом коэффициент корреляции зависимостей $K_{пр} = f(K_n)$ или $K_{пр} = f(K_{п.эф})$ соответствует законодательно утвержденным значениям и составляет более 0,6 при учете литологии и дифференциации по площади и разрезу.

В общем случае существуют два способа прогноза проницаемости коллекторов и, соответственно, целевых дебитов эксплуатационных скважин в гидродинамической модели залежей нефти и газа:

1) построение куба прогнозной проницаемости коллекторов в газогидродинамической модели исходя из установленной взаимосвязи $K_{пр} = f(K_n \text{ и/или } K_{п.эф})$ при наличии низкой дисперсии $K_{пр}$ на керне при равных пористостях, различающихся не более чем на порядок;

2) построение куба прогнозной проницаемости коллекторов в газогидродинамической модели с использованием результатов газодинамических исследований (ГДИ) и промысловых характеристик скважин.

Наиболее распространенной методикой, требующей меньшей квалификации исполнителей в области создания газогидродинамической модели, является прогноз $K_{пр}$ на основе функциональных зависимостей $K_{пр} = f(K_n \text{ и/или } K_{п.эф})$. Если дисперсия $K_{пр}$ значительная, то используются методические приемы, принятые при интерпретации ГИС: уменьшение дисперсии за счет построения индивидуальных литотиповых зависимостей. Такая методика позволяет в ряде случаев добиться улучшения достоверности прогноза величины $K_{пр}$. Сложность метода дифференциации зависимостей «кern – kern» по литологии заключается в обосновании каротажного предсказания самих литотипов, что может вносить дополнительную погрешность в прогноз $K_{пр}$.

Обоснование достоверного алгоритма оценки проницаемости коллекторов ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ) по данным ГИС

($K_{пр.ГИС}$) и керна ($K_{пр.кern}$) производилось на основе определения тесноты связи исходных значений $K_{пр.кern}$ с прогнозными, полученными с использованием следующих методик:

- классических уравнений регрессий для литологических типов коллекторов (методика утверждена Экспертным советом ГКЗ РФ в 2020 г.);
- априорных модельных гипотез строения фильтрационных каналов коллекторов – гантельная модель;
- многомерных регрессий комплекса информативных емкостных методов ГИС от фактических значений проницаемости по керну в пласте ($K_{пр.кern}$).

В качестве критерия использовался коэффициент корреляции (R) прогнозных и фактических значений $K_{пр}$. Именно R законодательно принято использовать для оценки достоверности корреляционных зависимостей согласно Порядку определения показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта по залежи углеводородного сырья, утвержденному приказом Минприроды России от 15.05.2014 № 218.

Установление зависимостей $K_{пр} = f(K_n \text{ и/или } K_{п.эф})$ на основе литологического расчленения разреза

На основе выборки, состоящей из 1423 пропластков, охарактеризованных керном, выделены следующие укрупненные литотипы:

- для ботубинского горизонта: песчаник; алевролит (алевролит и глинистый песчаник); глинистый алевролит (неколлектор);
- для хамакинского горизонта: песчаник; гравелит; алевролит (алевролит и глинистый песчаник); глинистый алевролит (неколлектор);
- для талахского горизонта: песчаник; гравелит; алевролит (песчаник мелкозернистый, алевролит и глинистый песчаник); глинистый алевролит (неколлектор).

Критерии выделения литотипов по ГИС обобщены в табл. 1.

Послойное сопоставление литотипов по керну (уточненных аналитически по описанию прослоев керна) и литотипов, рассчитанных по ГИС, показало, что для коллекторов ботубинского горизонта совпадение достигло 93,2 %, для коллекторов хамакинского горизонта – 95,3 %, талахского горизонта – 88,9 %. Построенные для обобщенных литотипов зависимости $K_{пр.ГИС} = f(K_{пр.кern})$

Таблица 1

Критерии выделения литотипов по ГИС для продуктивных горизонтов венда Восточной Сибири

Горизонт	Литотип	Пределы изменения параметров по ГИС, д.ед.		
		двойной разностный параметр гамма каротажа (dГК)	двойной разностный параметр нейтронного каротажа (dНК)	K_{np}
Талахский	Песчаник (крупно- и среднезернистый)	< 0,41	–	
	Гравелит	> 0,41	> 0,38	
	Алевролит (алевролит, глинистый песчаник, песчаник мелкозернистый)	> 0,41	< 0,38	
	Глинистый алевролит (неколлектор)	> 0,41	< 0,21	< 0,065
Хамакинский	Песчаник (крупно-, средне-, мелкозернистый)	< 0,25	–	
	Алевролит (глинистый песчаник и алевролит)	> 0,25	< 0,45	
	Гравелит	> 0,25	> 0,45	
	Глинистый алевролит (неколлектор)	> 0,47	< 0,45	< 0,04
Ботубинский	Песчаник (крупно-, средне-, мелкозернистый)	< 0,23	–	
	Алевролит (глинистый песчаник и алевролит)	> 0,23	–	
	Глинистый алевролит (неколлектор)	> 0,46	–	< 0,039

Таблица 2

Зависимости $K_{np} = f(K_{n.эф})$ для обобщенных литотипов: R – коэффициент корреляции; N – число измерений

Горизонт	Литотип	Зависимость
Ботубинский	Песчаники	$K_{np} = \frac{66101}{K_{n.эф}^{-2,824}}; R = 0,75; N = 353$
	Алевролиты, глинистые песчаники	$K_{np} = \frac{11233}{K_{n.эф}^{-2,27}}; R = 0,77; N = 38$
	Галитизированные породы	$K_{np} = 4458,325K_{n.эф}^{-38,06}; R = 0,74; N = 25$
Хамакинский	Объединенный блок 1: песчаники	$K_{np} = \frac{3909353,9}{K_{n.эф}^{-4,3}}; R = 0,71; N = 694$
	Объединенный блок 2: песчаники	$K_{np} = \frac{1884868,6}{K_{n.эф}^{-4,015}}; R = 0,8; N = 849$
	Алевролиты, глинистые песчаники	$K_{np} = \frac{29772}{K_{n.эф}^{-2,91}}; R = 0,82; N = 93$
	Гравелиты	$K_{np} = \frac{3227118}{K_{n.эф}^{-3,96}}; R = 0,81; N = 71$
	Галитизированные породы	$K_{np} = 1378,34 \cdot 0,89^{K_{n.эф}^{-1}}; R = 0,44; N = 118$
Талахский	Объединенный блок 1: песчаники	$K_{np} = \frac{185043}{K_{n.эф}^{-3,337}}; R = 0,67; N = 555$
	Объединенный блок 2: песчаники	$K_{np} = 67758,77K_{n.эф}^{3,26}; R = 0,55; N = 474$
	Алевролиты, глинистые песчаники	$K_{np} = 700039K_{n.эф}^{4,415}; R = 0,63; N = 451$
	Галитизированные породы	$K_{np} = 552 \cdot 0,904^{K_{n.эф}^{-1}}; R = 0,44; N = 74$
	Гравелиты	$K_{np} = \frac{1202503,1}{K_{n.эф}^{-4,049}}; R = 0,73; N = 360$

представлены в табл. 2. Построение петрофизических зависимостей проводилось в программе Geoffice Solver, где статистические оценки качества аппроксимации оценивались по критерию тесноты связи (КТС) из отношения остаточной дисперсии аппроксимации ($\sigma_{\text{ост}}$) к исходной дисперсии функции ($\sigma_{\text{функции}}$):

$$\text{КТС} = \frac{\sigma_{\text{ост}} - \sigma_{\text{функции}}}{\sigma_{\text{функции}}}$$

Значение КТС меняется в пределах от 0 до 1. Если значение КТС близко к нулю, значит, уравнение плохо аппроксимирует статистику, если близко к единице – хорошо. КТС и коэффициент детерминации R^2 связаны выражением: $R^2 = 1 - (1 - \text{КТС})^2$.

Для оценки проницаемости применяются также многочисленные эмпирические модели (Козени – Карман, Крумбейна, ван Баарена и др.) [1]. Опробование применения моделей для отложений ботубинского, хамакинско-го и талахского горизонтов венда Восточной Сибири в области широкого диапазона проницаемости коллекторов и крайней их неоднородности показало, что наиболее адекватной является «гантельная» модель.

Установление зависимостей

$K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}}$ и/или $K_{\text{п.эф}}$) на основе принятия априорной «гантельной» модели

«Гантельная» модель [2] учитывает различия эквивалентных сечений (емкостных, фильтрационных, электрических) макро- и микрокапилляров, связанных между собой в силу электрогидродинамической аналогии. Соотношения сечений определяются электрической извилистостью пустотного пространства – расширением токовых линий в крупных пустотах и сужением в соединяющих каналах. В гантельной модели коэффициент проницаемости рассчитывается по формуле

$$K_{\text{пр}} = \frac{AP_{\text{в}}}{P_{\text{п}}^2} = \frac{AK_{\text{п}}^{2m}}{(K_{\text{п}}K_{\text{во}})^w}, \quad (1)$$

где $K_{\text{во}}$ – коэффициент связанной водонасыщенности; $P_{\text{п}}$, $P_{\text{в}}$ – параметры соответственно пористости и влажности; m , w – показатели степени в зависимостях $P_{\text{п}}$, $P_{\text{в}}$ от $K_{\text{п}}$ и объемной влажности; A – параметр, учитывающий долю микрокапилляров, занятых связанной водой [1].

Для адаптации уравнения гантельной модели к изучаемым отложениям использованы результаты исследований ядра, включающие определение $K_{\text{п}}$, $K_{\text{пр}}$, $K_{\text{во}}$ (по данным капилляриметрии) (рис. 1). Подбор параметров A и w

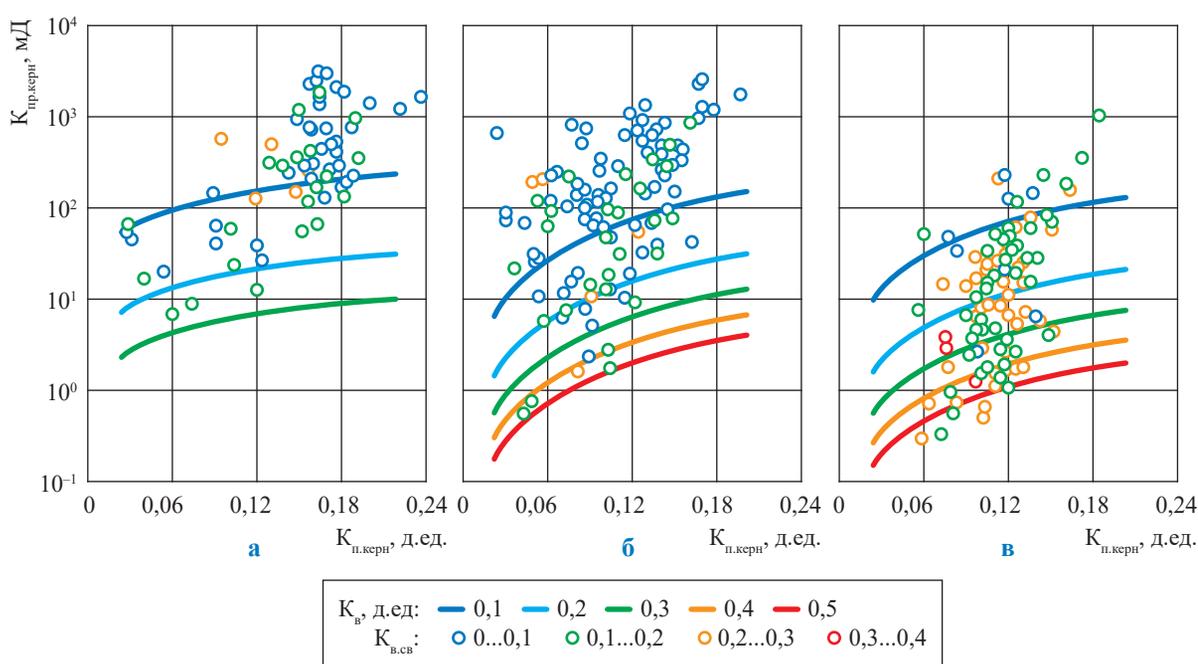


Рис. 1. «Гантельная» модель проницаемости $K_{\text{пр}} = \frac{(K_{\text{п}}^m \cdot 10^{a \lg K_{\text{во}} + b})^2}{8}$ коллекторов

ботубинского (а, где: $m = 1,75$; $a = -1,42$; $b = 0,427$), хамакинско-го (б, где: $m = 1,83$; $a = -1,114$; $b = 1,281$) и талахского (в, где: $m = 1,9$; $a = -1,3$; $b = 1,022$) горизонтов ЧНГКМ

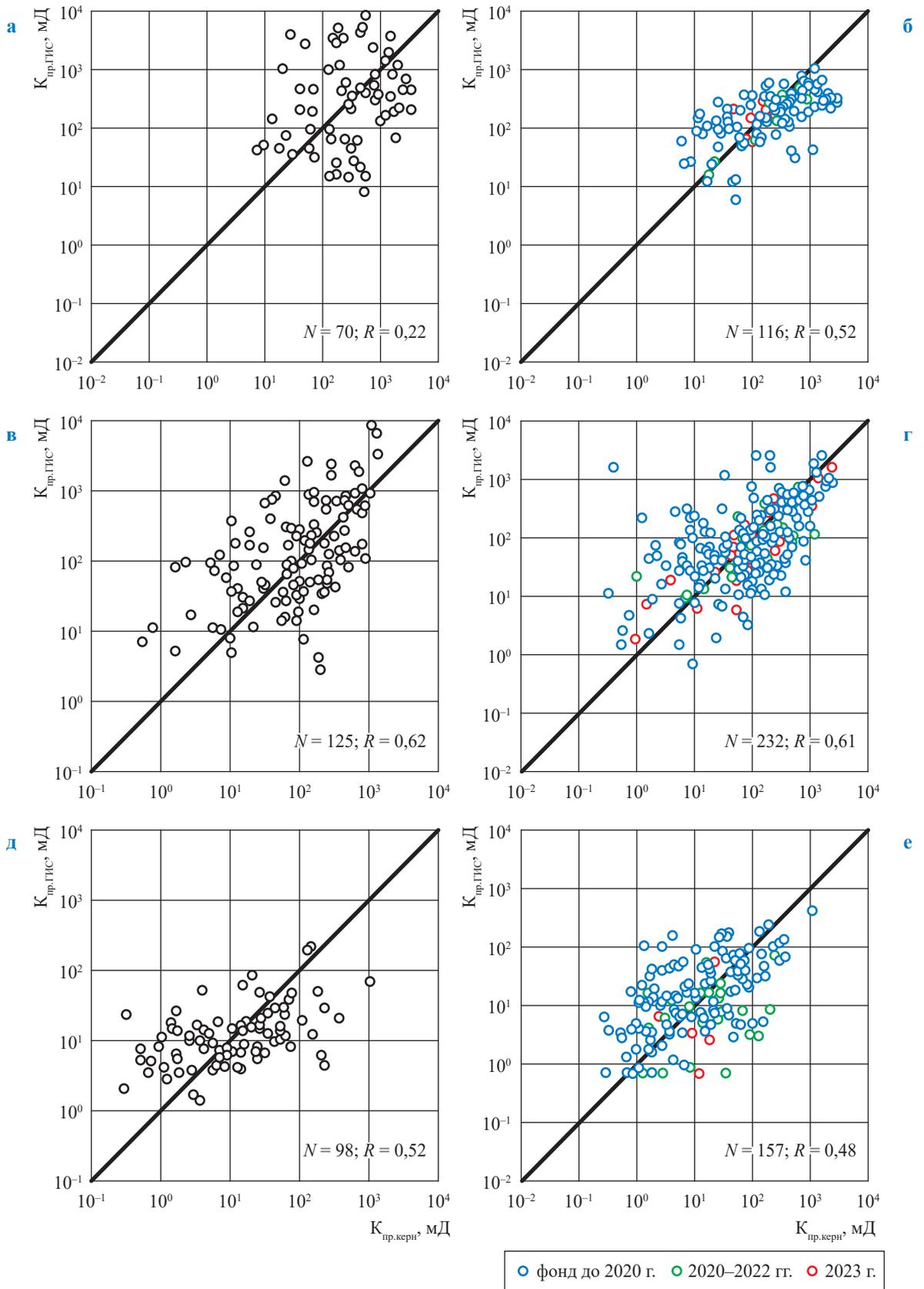


Рис. 2. Сопоставление расчетов проницаемости по «гантельной» (а, в, д; см. рис. 1) и литологической (б, г, е) моделям для хамакинского (а, б), ботубинского (в, г) и талахского (д, е) горизонтов ЧНГКМ

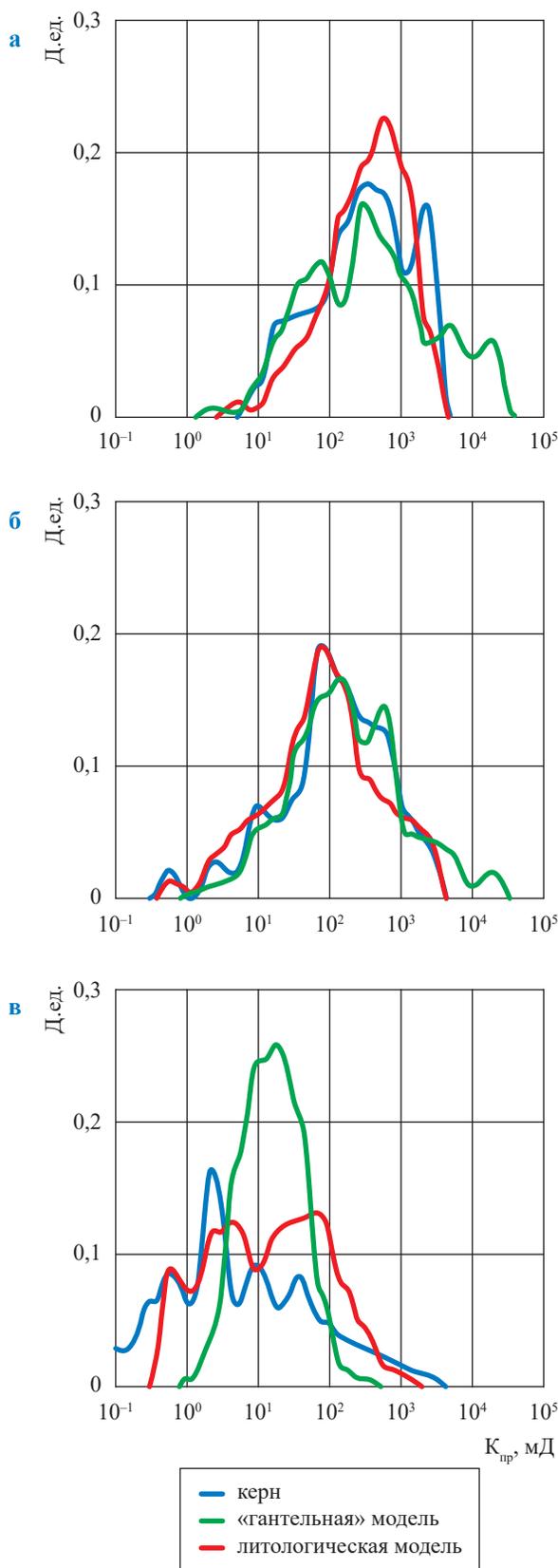


Рис. 3. Дифференциальные распределения $K_{пр}$ по «гантельной» модели, литотипам и керну для отложений ботубинского (а) хамакинского (б) и талахского (в) горизонтов ЧНГКМ

выполнен по уравнению регрессии петрофизических параметров: по оси абсцисс – $\lg(K_{пн} \cdot K_{во})$; по оси ординат – $\lg(P_{пн} \sqrt{8K_{пр}})$. Параметр m принят равным 1,75; 1,83; 1,9 для ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов соответственно согласно принятым зависимостям

$P_{пн} = \frac{1}{K_{пн}^m}$. Полученные уравнения имеют вид:

- ботубинский горизонт:

$$\lg \left(\sqrt{\frac{8K_{пр}}{K_{пн}^{1,75}}} \right) = -1,42 \lg(K_{пн} K_{во}) + 0,427; \quad (2)$$

- хамакинский горизонт:

$$\lg \left(\sqrt{\frac{8K_{пр}}{K_{пн}^{1,83}}} \right) = -1,114 \lg(K_{пн} K_{во}) + 1,281; \quad (3)$$

- талахский горизонт:

$$\lg \left(\sqrt{\frac{8K_{пр}}{K_{пн}^{1,9}}} \right) = -1,31 \lg(K_{пн} K_{во}) + 1,022. \quad (4)$$

На рис. 2 сопоставлены регрессии, полученные на одной выборке образцов керна и пластов по ГИС, для гипотетической «гантельной» модели и фактической литологической модели с оценкой коэффициента корреляции R . R показывает тесноту связи между прогнозными и фактическими (по керну) $K_{пр}$ и используется для оценки достоверности корреляционной зависимости $K_{пр} = f(K_{пн})$ согласно Порядку определения показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта по залежи углеводородного сырья, утвержденному приказом Минприроды России от 15.05.2014 № 218. Для качественной оценки тесноты связи используются соотношения Чэддока: $R = 0,1 \dots 0,3$ – связь слабая; $R = 0,3 \dots 0,5$ – связь умеренная; $R = 0,5 \dots 0,7$ – связь заметная; $R = 0,7 \dots 0,9$ – связь тесная; $R = 0,9 \dots 0,99$ – весьма тесная связь.

Дифференциальные распределения расчетных значений $K_{пр}$ по «гантельной» модели и по литотипам и результатов определения $K_{пр}$ по керну (рис. 3) показывают, что «гантельная» модель характеризуется некоторым завышением результатов по сравнению с расчетами по литотипам и определениями по керну.

При сопоставлении на одной выборке аналогичных зависимостей $K_{пр, ГИС} = f(K_{пн, керн})$ для литологической и гантельной моделей (см. рис. 2) отмечается:

- завышение коэффициентов проницаемости по «гантельной» модели по сравнению

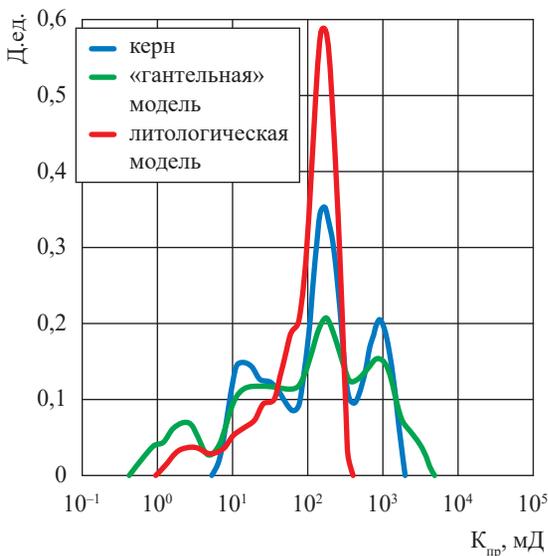


Рис. 4. Дифференциальные распределения коэффициентов проницаемости по «гангельной» модели для засоленных песчаников хамакинского горизонта

с данными ядра для песчаников (крупно-, средне- и мелкозернистых), глинистых песчаников и гравелитов для отложений ботубинского и хамакинского горизонтов;

- для отложений талахского горизонта по тем же литотипам по «гангельной» модели диапазон изменения $K_{пр,ГИС}$ занижен относительно фактических данных по ядру;

- для засоленных песчаников коллекторов ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов коэффициенты проницаемости, рассчитанные по «гангельной» модели, характеризуются лучшей теснотой связи с ядром по сравнению с коэффициентами проницаемости по литотипам (рис. 4);

- коэффициенты корреляции R по ботубинскому, хамакинскому и талахскому горизонтам по «гангельной» модели и по литологической соответственно составляют: 0,22 и 0,52; 0,62 и 0,61; 0,52 и 0,48. Таким образом, применение литологической методики в продуктивной части отложений позволяет достичь «умеренной» связи по классификации Чэддока схожимости $K_{пр,ГИС}$ и $K_{п,кern}$.

Применение многомерных регрессий

Поскольку в практике геофизических каротажных измерений в скважине нет прямых методов определения проницаемости, то одним из «резервных» вариантов методик прогноза являются множественные регрессии (МР)

и нейронные сети (НР) [3]. При этом входными данными служит практически вся каротажная информация, что в идеальной ситуации приводит к повышению достоверности модели $K_{пр}$. Действительно, такой подход позволяет повысить достоверность, когда ни один из традиционных методов не приносит желаемого результата, однако до конца не понятна природа взаимосвязи входных и искомым параметров. По данным кандидатской диссертационной работы А.В. Хабарова [4], анализ результатов применения НР по сравнению с МР показывает, что первые несколько уступают вторым.

Посредством МР и/или **многопараметрических полиномов** реализуются зависимости геологических параметров ($K_{п}$, $K_{пр}$ и др.) от геофизических параметров, а именно: от dHK , $dГК$, интервального времени пробега упругой волны (dT), плотности породы, измеренной методом гамма-гамма-плотностного каротажа (ГГКП), удельного электрического сопротивления среды (УЭС) и др.:

$$Y = F(\text{Par}_1, \text{Par}_2, \dots, \text{Par}_m),$$

где Y – геологический параметр; $\text{Par}_1, \text{Par}_2, \dots, \text{Par}_m$ – геофизические параметры; F – полином n -й степени.

В качестве аппроксимационного полинома рассматривалась функция вида

$$\begin{aligned} \lg(K_{пр,abc}) &= k_0 + f(K_{п}G; dHK; dГК; K_{г,ГИС2}) = \\ &= k_0 + k_1 K_{п}G + k_2 K_{п}G^2 + k_3 K_{п}G^3 + k_4 dHK + \\ &+ k_5 dHK^2 + k_6 dHK^3 + k_7 dГК + k_8 dГК^2 + \\ &+ k_9 dГК^3 + k_{10} K_{г,ГИС2} + k_{11} K_{г,ГИС2}^2 + k_{12} K_{г,ГИС2}^3, \end{aligned}$$

где $K_{пр,abc}$ – интерполяционное значение коэффициента проницаемости; $k_0, k_1, k_2, \dots, k_{12}$ – неизвестные коэффициенты интерполяции; $K_{п}G$ – пористость, рассчитанная методом импеданса; $K_{г,ГИС2}$ – коэффициент газонасыщенности по ГИС.

Вид интерполяционного многочлена предполагает независимость друг от друга оценок геофизических параметров, поэтому в полиноме присутствуют только степени измеренных параметров $K_{п}G$, dHK , $dГК$, $K_{г,ГИС2}$. Отсутствуют одночлены вида $dHK \cdot K_{п}G$, $K_{п}G^3 \cdot dHK_1$ и т.п. Однако на практике между рядом методов ГИС существуют корреляционные зависимости, а также случайные ошибки каждого вида каротажа, включая исходную проницаемость.

В результате при прогнозировании $K_{пр.абс}$ для ряда комбинаций методов возникает систематическая ошибка между прогнозируемой и исходной проницаемостями по керну (смещенное линейное уравнение), хотя интерполяционное уравнение должно соответствовать биссектрисе (рис. 5). Для корректировки соответствующего многочлена применяются корректирующие коэффициенты, определяющие точку пересечения фактического тренда с биссектрисой. Эти коэффициенты позволяют откорректировать полученную МР до совпадения с данными по керну, при этом коэффициент корреляции увеличивается.

Набор геофизических параметров предварительно нормируется в интервале $0...1$. Так, например, УЭС преобразуется в комплексный параметр «газонасыщенность» – $K_{г.ГИС}$ (с использованием параметров $P_{п}$ и $P_{н}$), акустический и нейтронный каротаж – в комплексный

параметр – $K_{п}G$, гамма-каротаж – в двойной разностный параметр; коэффициенты полинома подбираются индивидуально, критерием выбора является сходимость результатов расчета с данными керна.

Аналізу подвергались по разным горизонтам разные наборы геофизических параметров (от 2 до 5) при использовании полиномов до 3-й степени. Варианты полиномов 3-й степени, при которых получены наилучшие варианты, приведены в табл. 3.

Для ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов при использовании исходных параметров dHK , $dГК$, $K_{п.ак}$, $K_{п.гтк}$, $K_{г.ГИС}$ (газонасыщенность определена по УЭС из зависимостей $P_{п}$, $P_{н}$) максимальные значения коэффициента корреляции R прогнозной проницаемости ($K_{пр.прогноз}$), рассчитанной по полиному, и фактической ($K_{пр.кери}$), рассчитанной по керну, составили $0,76...0,78$; $0,76...0,75$; $0,56...0,53$.

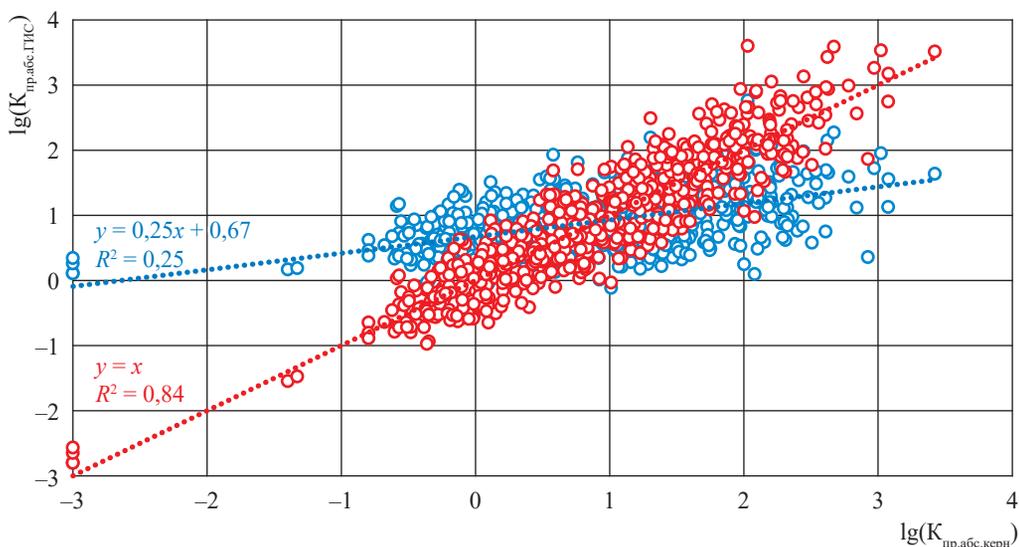


Рис. 5. Результаты сопоставления уравнения прогнозной проницаемости $lg(K_{пр.абс.})$ по ГИС с биссектрисой для определения координат точки пересечения

Таблица 3

Коэффициенты корреляции R по результатам прогнозирования проницаемости по данным ГИС при сопоставлении с фактическими значениями по керну

Параметр	R		
	Ботубинский горизонт	Хамакинский горизонт	Талахский горизонт
1. dHK , $K_{п.ак}$, $dГК$, $K_{п.гтк}$, $K_{г.ГИС}$	0,76	0,76	0,56
2. $K_{п}G$, dHK , $dГК$, $K_{г.ГИС}$	0,78	0,75	0,53
3. dHK , $K_{п.ак}$, $K_{п.гтк}$	0,59	0,63	0,6
4. $K_{п}G$, dHK , $dГК$	0,71	0,71	0,56
5. $K_{п}G$, dHK	0,62	0,55	0,58

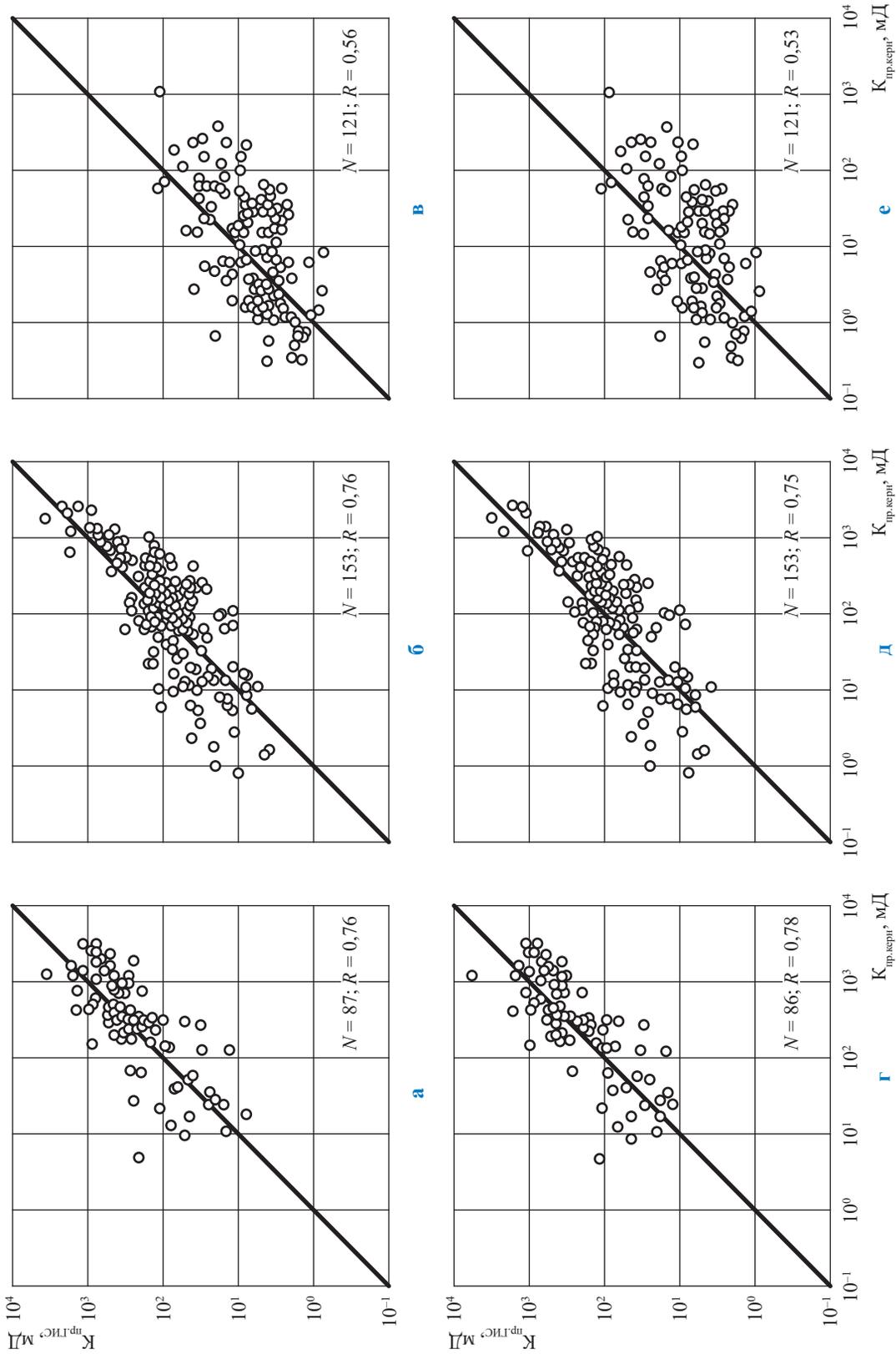


Рис. 6. Результаты сопоставления прогнозной проницаемости, рассчитанной по полиному, и фактической по ядру для газонасыщенных коллекторов ботубинского (а, г), хамакинского (б, д) и талахского (в, е) горизонтов при использовании исходных параметров $K_{пр,ГПС}$, $K_{пр,факт}$, $K_{пр,ГПС}$ (а...в) и при замене $K_{пр,факт}$ и $K_{пр,ГПС}$ импедансом $K_{пГ}$ (г...е)

Эти значения наблюдаются как при использовании исходных параметров dHK , dGK , $K_{п.ак}$, $K_{п.гтк}$, $K_{п.гис}$, так и при замене $K_{п.ак}$ и $K_{п.гтк}$ импедансом $K_{п.г}$ (рис. 6). Уменьшение информативных емкостных методов ГИС приводит к уменьшению КТС до уровня литологической методики.

Выводы

Методика прогноза проницаемости, основанная на множественной регрессии, позволяет достичь наиболее высоких коэффициентов корреляции между расчетными (по полиному) и фактическими (по керну) значениями $K_{пр}$ (диапазоны $K_{пр}$ по полиномам и керну совпадают) на уровне 0,5...0,7 по соотношению Чэддока – связь «заметная», однако до конца непонятна природа взаимосвязи входных и искомых параметров.

Литологическая методика прогноза проницаемости по литотипам при существенной неоднородности и широком диапазоне фильтрационно-емкостных свойств коллекторов обеспечивает физическое объяснение для каждого литотипа, однако по соотношению Чэддока (0,3...0,5) связь прогнозной модели с фактическими данными является «умеренной».

Методика, основанная на «гантельной» модели, имеет ограниченное применение в условиях совпадения действительного

фильтрационного строения коллекторов с модельным представлением. Для ЧНГКМ ее возможно применять в засоленных коллекторах песчаников в отложениях ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов. По соотношению Чэддока (0,3...0,5) связь прогнозной модели с фактическими данными по керну «умеренная».

Список литературы

1. Ахметов Р.Т. Прогноз абсолютной проницаемости гранулярных коллекторов на основе гантельной модели пустотного пространства / Р.Т. Ахметов, Л.Е. Кнеллер // Каротажник. – 2013. – № 7 (229). – С. 75–88.
2. Военно-технические вопросы высшей математики и математические основы военной кибернетики: учеб. пособие / под ред. И.В. Сухаревского. – Харьков: ВИРТА ПВО, 1990. – 383 с.
3. Хабаров А.В. Оценка проницаемости терригенных пластов-коллекторов по керну, каротажу и промышленным данным / А.В. Хабаров, Я.Е. Волокитин // Каротажник. – 2009. – № 12 (189). – С. 167–211.
4. Хабаров А.В. Методика интерактивного петрофизического моделирования недонасыщенных залежей нефти (по данным керна, ГИС и истории разработки месторождений салымской группы): дис. ... канд. тех. наук / А.В. Хабаров; РГГРУ им. С. Орджоникидзе. – М., 2010.

Examination of alternative procedures for determining permeability factor according to well logs and core data. The case of the East-Siberian reservoirs

S.Yu. Romashenko¹*, V.M. Pishchukhin¹, I.V. Churikova¹, V.Yu. Trukhin¹, Ye.Ye. Polyakov¹, Ye.A. Lukyanova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

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

Abstract. Permeability of the oil and gas reservoirs can't be determined directly according to well logging data. The commonly used correlation of the core permeability and the core porosity factors does not provide the suitable accuracy of permeability assessment in case of the difficult heterogeneous sediments. For them, one must consider the additional structural and mineralogical drivers. To improve the reliability of the permeability prediction for the East-Siberian Vendian reservoirs according to the well logs and core data, authors have compared three alternative methods of permeability determination as exemplified by the Vendian reservoirs of Western Siberia.

Keywords: well logging, filtration properties, permeability, dumb-bell pattern, multivariable regression.

References

1. AKHMETOV, R.T., L.Ye. KNELLER. Forecast for absolute permeability of granular reservoirs on the basis of the dumbbell simulation of the void space [Prognoz absolyutnoy pronitsayemosti granulyarnykh kollektorov na osnove gantelnoy modeli pustotnogo prostranstva]. *Karotazhnik*, 2013, no. 7 (229), pp. 75–88, ISSN 1810-5599. (Russ.).
2. SUKHAREVSKIY, I.V. (ed.). *Military-technical questions of higher mathematics and mathematical grounds of military cybernetics* [Voyenno-tekhnicheskiye voprosy vysshey matematiki i matematicheskiye osnovy voyennoy kibernetiki]: study guide. Kharkov, USSR: VIRTА PVO, 1990. (Russ.).
3. KHABAROV, A.V., Ya.Ye. VOLOKITIN. Evaluation of terrigenous reservoir permeability from core, logs and production data [Otsenka pronitsayemosti terrigennykh plastov-kollektorov po kernu, karotazhu i promyslovym dannym]. *Karotazhnik*, 2009, no. 12 (189), pp. 167–211, ISSN 1810-5599. (Russ.).
4. KHABAROV, A.V. *Guidelines for interactive petrophysical modelling of undersaturated oil deposits (according to core data, well logs and the history of development of the Salym fields)* [Metodika interaktivnogo petrofizicheskogo modelirovaniya nedonasyshchennykh zalezhey nefi (po dannym kerna, GIS i istorii razrabotki mestorozhdeniy salymskoy gruppy)]. Candidate's thesis (engineering). Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting. Moscow, 2010.

УДК 550.8

К оценке ошибки определения параметров геологической модели в пространстве

Д.Н. Крылов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812
E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

интерполяция, оптимизация, интерпретация, валидация, достоверность, алгоритм.

Тезисы. Технология нацелена на определение оптимального варианта и надежности интерполяции при выполнении построений по материалам бурения («разбросанные» исходные данные). В рамках предлагаемой технологии используются метод валидации и алгоритмы оптимизированной статистической фильтрации в «живом» окне (умное осреднение). Методика предназначена для картирования аномалий сложной формы, выделение которых затруднено (неоднозначно решаемая интерпретационная задача). Поскольку решение задач сейсмических построений основывается на привлечении детальных регулярных систем наблюдений, целесообразность использования изложенной методики для анализа этих построений маловероятна.

Оценка ошибки прогноза параметров среды имеет важное прикладное значение при выборе направлений поисково-разведочного бурения, составлении проектов и разработке общего дизайна освоения месторождений углеводородов, а также при оценке сопутствующих рисков. На данный момент оценка достоверности моделей, как правило, производится на основе значения среднестатистической ошибки прогноза параметров по каждому горизонту площади. Так, для примера, ошибка сейсмических структурных построений оценивается погоризонтно тремя способами: 1) экспертным способом путем сложения всех возможных ошибок интерпретации на каждом этапе структурного построения; 2) путем сопоставления сейсмической структурной модели с данными бурения в местах скважин и вычисления среднеквадратической ошибки; 3) способом валидации путем последовательного исключения из процесса построения каждой скважины и оценки ошибки построения в этом месте. Как правило, первый экспертный способ дает несколько завышенную оценку ошибки, а два последних показывают близкие результаты, однако надежность их оценок серьезно зависит от статистической представительности данных бурения, т.е. количества и равномерности распределения скважин по площади. При этом нетрудно представить, что среднестатистическая оценка ошибки недостаточно полно характеризует надежность модели в разных точках пространства. Резкая изменчивость структурных и скоростных особенностей среды в пределах рассматриваемой площади, не говоря уже о множестве других важных геолого-геофизических факторов, а также неравномерность распределения скважин определяют вариации ошибки параметров модели в пространстве.

Постановка задачи. В общем случае точность определения параметров в пространстве зависит от двух разных факторов: точности определения картируемого параметра в точках измерения на площади и ошибки интерполяции по площади значений в точках измерения при недостаточном числе и неравномерном расположении значений-интерполянтов, например скважин, в условиях сложной геометрии аномалий. К примеру, надежный прогноз границ палеоруслу или клиноформы по данным бурения возможен только при достаточной разбуренности территории. При невозможности привлечь пространственные данные сейсморазведки (атрибуты, результаты инверсии и т.д.), что происходит довольно часто в силу петрофизических особенностей среды или недостаточного качества исходных данных, точность определения параметра в скважине оказывается пренебрежительно меньше ошибки

интерполяции. И наоборот, ошибка интерполяции регулярных данных детальных исследований 3D-сейсмике ничтожна по сравнению с точностью самого метода.

Последние работы автора посвящены проблеме повышения точности интерполяции и оценки достоверности результатов построений на основе так называемых «разбросанных» данных [1–5]. Теоретические основы проблемы восстановления равномерного поля «разбросанных» значений подробно изложены в фундаментальной работе Р. Франке [6]. Успешность интерполяции в общем случае определяется наличием локальных трендов и возможностью их выделения, другими словами – размером и геометрией аномалий, а также разбуренностью территории. Продолжим в статье эту тему в части оценки 2D-погрешности определения параметров горизонтов геологической модели и постараемся при этом избежать погружений в сложную математику.

Теоретические основы решения поставленной задачи. Рассмотрим ситуацию, когда прогноз распространения параметра в пространстве удовлетворяет критериям достоверности, установленным способом валидации, т.е. «спрогнозированные» в процессе теста в «выколотых» точках параметры имеют допустимые ошибки и тесно коррелируются с «истинными» [2, 5]. В противном случае оценка погрешности определения параметров в пространстве смысла не имеет (условие достоверности исходных данных).

Основная идея заключается в том, что распределение ошибок параметров по площади можно оценить двумя способами, основанными на эмпирическом подходе: 1) интерполяцией по площади ошибок, полученных в местах «выкола» с умножением ошибки в точке «выкола» на обращенный оператор Хемминга с диапазоном значений $1 - 0 - 1$ (перевернутый колокол); 2) по разнице результатов интерполяции разными методами (например, линейной интерполяцией и умным осреднением при одинаковом сглаживании данных). Оба способа интуитивно понятны: рост ошибки всегда связан с ростом неустойчивости решения задачи. Кроме того, по данным моделирования выявлено закономерное увеличение ошибки интерполяции при уменьшении числа интерполируемых значений при одновременном росте расхождений результатов, получаемых различными алгоритмами интерполяции [4].

На рис. 1 в качестве примера представлены значения эффективной мощности ($H_{эф}$) коллектора на одном из месторождений Восточной Сибири, полученные по данным бурения 71 скважины, а также результаты линейной интерполяции и интерполяции умного осреднения (УО) этих значений в контрольных точках по критерию максимальной представительности по результатам валидационного теста. Результат линейной интерполяции (окно сглаживания 5×5) вполне удовлетворителен: коэффициент корреляции (K_k) прогнозных и скважинных значений равен 0,781 (условный

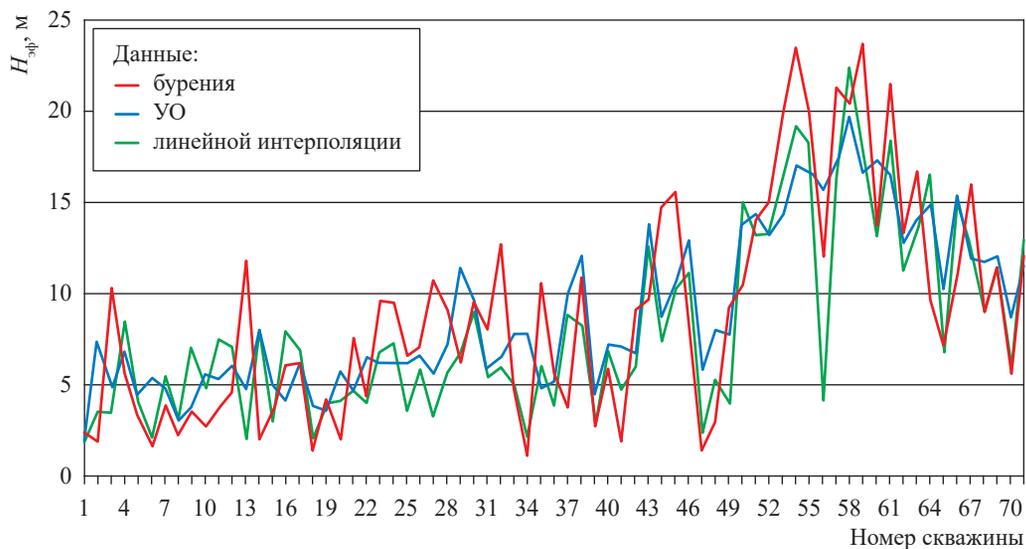


Рис. 1. Сравнение прогнозных и скважинных значений $H_{эф}$ коллектора на месторождении в Восточной Сибири

предел – не менее 0,7), средняя относительная ошибка прогнозных параметров (64 %) хотя и превышает условный предел (не более 50 %), но с учетом большого разброса значений $H_{эф}$ (от 20 до 2 м) допустима. Результат УО-интерполяции по критерию максимальной представительности (окно сглаживания 7×7) выглядит заметно лучше: $K_x = 0,810$, средняя относительная ошибка прогнозных параметров составляет 42 %.

Таким образом, прогноз распространения параметра $H_{эф}$ в пространстве удовлетворяет критериям достоверности, установленным способом валидации, и мы можем приступить к оценке ошибки параметров геологической модели в пространстве (рис. 2).

Решение задачи. Результат применения способа валидации дает нам пространственное распределение ошибок интерполяции в отдельных точках. Чем дальше выпадает отдельная точка из общего облака значений, чем больше удалена она от конкретного тренда, тем больше должна быть и ошибка прогноза. Однако при оценке ошибки в пространстве на базе значений, полученных способом валидации, следует

учесть, что вблизи самой точки (скважины) ошибка близка к нулю. Некоторая неопределенность заключается в установлении размера этой зоны, задаваемой обращенным оператором Хемминга. И тут уже важна геологическая интуиция, основанная на знании геологических особенностей площади. Интерполируем значения ошибок в пространстве, применяем в точках скважин обращенный оператор Хемминга, накладываем контуры изучаемого объекта и проверяем результат на соответствие критериям достоверности по алгоритму на основе способа валидации [2, 5] уже в отношении самих значений ошибок (см. рис. 2). Казалось бы, схема действий проста...

Но увы, наши построения оказываются зачастую некорректны, поскольку «спрогнозированные» в процессе теста в «выколотых» точках значения имеют недопустимые ошибки и не коррелируются с «истинными» [2, 5, 7–9]. Старые «геологические» тренды, существовавшие для параметров среды, для ошибок прогноза уже не действуют. А новые тренды сразу не выявляются, однако можно попробовать их поискать (рис. 3).

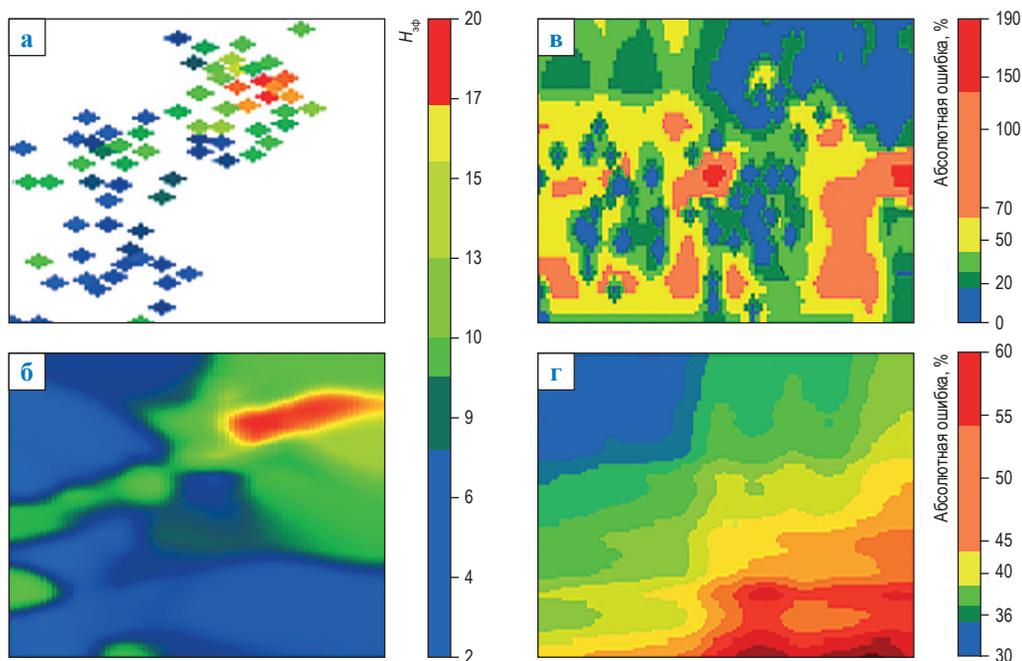


Рис. 2. Исходные скважинные данные (а); результат УО-интерполяции значений $H_{эф}$ (71 скважина, Восточная Сибирь) по критерию максимальной представительности (окно сглаживания 7×7) (б); результат (промежуточный) интерполяции валидационных ошибок, полученных в местах скважин, после применения обращенного оператора Хеминга (окно сглаживания 7×7) (в); результат (окончательный) оценки ошибок, полученных по разнице данных линейной и УО-интерполяции значений $H_{эф}$ (окно сглаживания 11×11) (г)

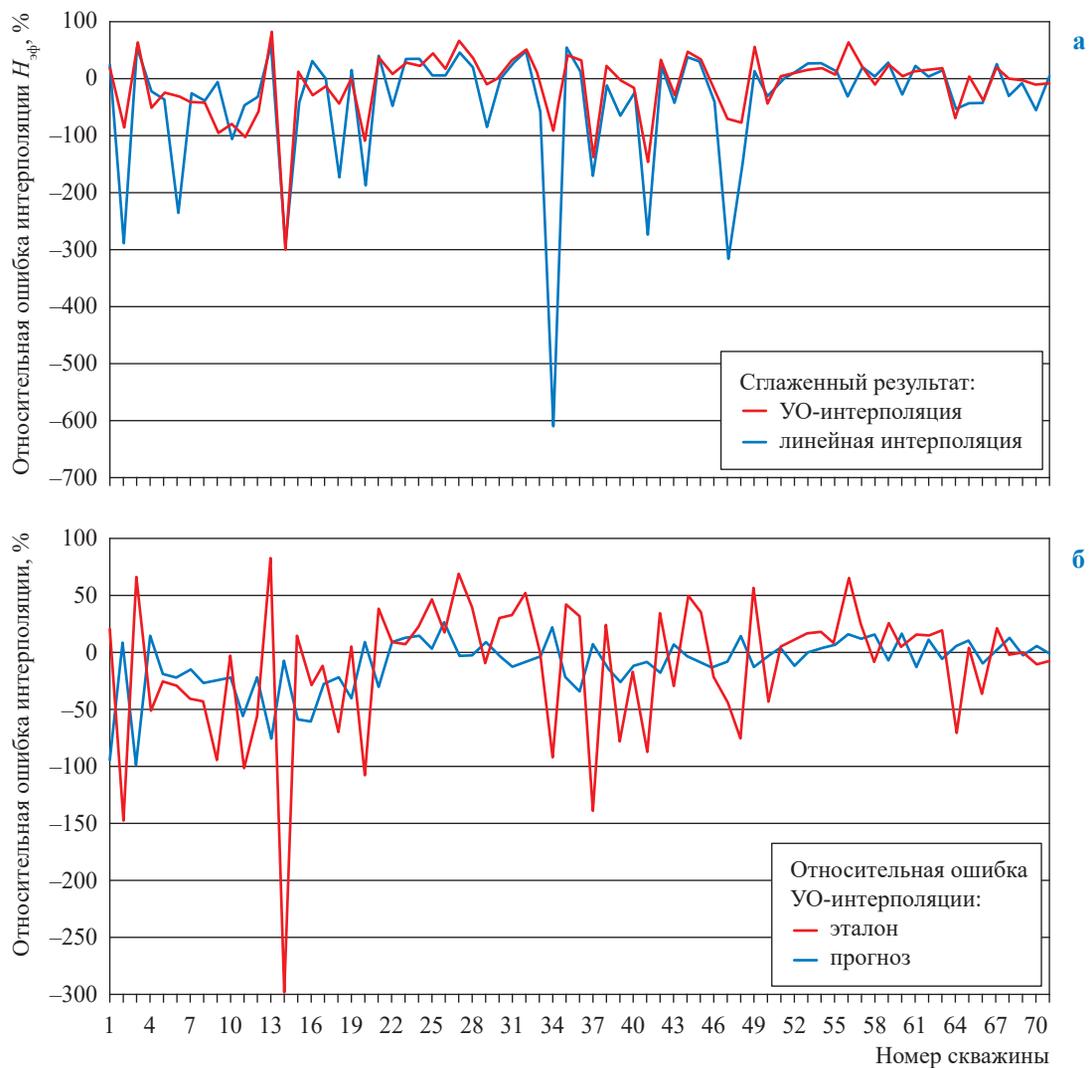


Рис. 3. Сравнение относительных ошибок линейной интерполяции и УО-интерполяции для ранее полученных прогнозных данных (см. рис. 1) (а); результат валидационного теста – отсутствие корреляции прогнозных и эталонных значений ошибки (б)

С другой стороны, используя различные способы интерполяции, мы можем обоснованно предположить, что чем больше отличия спрогнозированных значений, тем выше ошибка интерполяции. Проверить правомерность принятых подходов можно путем сравнения 2D-поверхностей сглаженных погрешностей, полученных этими двумя способами. Если есть тесная корреляция – способы «работают», а мы имеем дополнительный способ контроля достоверности решения и возможность выбрать оптимальный вариант оценки. Методику сглаживания обсудим далее.

Рассмотрим решение задачи на конкретном примере. На рис. 3 (см. а) сравниваются относительные ошибки линейной интерполяции и УО-интерполяции для ранее полученных

прогнозных данных (см. рис. 1). Между собой ошибки местами имеют некоторую «низкочастотную» корреляцию, что объясняется их общей зависимостью от исходных условий интерполяции: нахождением в ближней области кучно расположенных значений или в дальней периферийной области редких значений ($K_x = 0,448$). Вместе с тем отметим, что распределение ошибок имеет все же, скорее, случайный хаотический вид и свидетельствует об отсутствии систематических ошибок и очевидных локальных трендов в поле значений (сравним рис. 1 и 3а).

Поскольку условие достоверности исходных данных не выполняется, последующий анализ возможности построить достоверную карту ошибок прогноза $H_{эф}$ в процессе выбора

оптимального алгоритма картопостроения ожидаемо дал отрицательный результат ввиду полного отсутствия корреляции прогнозных и эталонных значений ошибки (см. рис. 3б). Лучший вариант картопостроения, полученный в результате анализа ошибок и корреляции, имеет следующие характеристики:

- относительные ошибки: окно сглаживания 7×7 ; линейная интерполяция; K_k прогнозных и эталонных значений составляет $-0,141$; средняя относительная ошибка прогноза значений составляет 153% (см. рис. 3б);

- абсолютная величина относительных ошибок: окно сглаживания 7×7 ; линейная интерполяция; $K_k = 0,201$; средняя относительная ошибка прогноза значений составляет 200% .

Полученный результат подтвердил известную истину: массивы хаотических значений (в идеале ситуация «белого» шума, когда пространственные тренды отсутствуют) нельзя интерполировать. Заметим, что попытка анализа абсолютных величин относительных ошибок также оказалась безуспешной.

Условие устойчивой зависимости ошибки от условий интерполяции. Однако зависимость ошибки от исходных условий интерполяции все же должна существовать (см. рис. 3а). По всей видимости, она смогла бы проявиться при сглаживании исходных интерполируемых значений. Этот известный интерпретационный прием часто используется при интерполяции результатов неравномерных систем наблюдения для выявления наиболее значимых трендов [2, 4, 5, 7]. За устойчивость получаемого решения приходится платить сглаживанием детальных особенностей числовых полей. Заметим, что в случае наличия нескольких разнонаправленных трендов в поле исходных значений, как показали тесты, наиболее эффективен алгоритм УО. Однако при наличии единого (квазилинейного) тренда наиболее эффективно простое классическое осреднение [4]. Используя сглаживание, необходимо стараться максимально сохранить основные информативные особенности цифрового поля, так как устойчивость получаемого результата – это лишь необходимое условие решения задачи, а не конечная цель.

Проведем тест и построим 2D-поверхности относительных ошибок линейной интерполяции и УО-интерполяции для прогнозных значений $H_{эф}$ (см. рис. 1). Коэффициент корреляции поверхностей без сглаживания составил всего

$0,317$. После сглаживания (классическое осреднение) поверхностей в окне 3×3 $K_k = 0,441$, в окне 5×5 $K_k = 0,578$, в окне 7×7 $K_k = 0,694$. Таким образом, проявилась общая зависимость результата от исходных условий интерполяции. При сглаживании в окнах 7×7 и более получаем устойчивый результат построений. Сглаживание исходных интерполируемых значений в нашем случае позволяет эффективно подавить случайную составляющую цифрового поля, после чего можно переходить к анализу распределения ошибок в пространстве. Попытки обработать данные по алгоритму УО к успеху не привели.

Условие тесной корреляции ошибок, полученных «валидационным» и «разностным» способами. Модифицируем тест применительно к способам оценки погрешности. Исследуем цифровые поля 2D-ошибок, полученных в процессе валидационного теста в местах «скважин» и рассчитанных на основе разницы результатов интерполяции разными методами (линейная интерполяция и УО) при одинаковом сглаживании данных. Коэффициент корреляции исходных 2D-ошибок валидационного теста и разностей результатов при сглаживании в окне 7×7 равен $0,531$. Таким образом, исходные поля значений слабо коррелируются (K_k чуть больше $0,5$). Умножим валидационные ошибки в точках «скважин» на обращенный оператор Хемминга с диапазоном значений $1 - 0 - 1$ (перевернутый колокол). Это приводит к незначительному увеличению K_k до $0,567$ (см. рис. 2). После применения обращенного оператора Хемминга к разностям результатов интерполяции корреляция 2D ожидаемо возрастает до $0,621$. Увеличим окно сглаживания до 9×9 и получим $K_k = 0,682$. Для окна 11×11 корреляция «валидационного» и «разностного» прогнозов 2D-ошибки составила уже $0,707$, что ожидаемо с учетом эффекта нивелирования.

Условие сохранения информативности данных. Однако получение устойчивой корреляции (более $0,65$) результатов интерполяции ошибок разными способами, а также «валидационного» и «разностного» прогнозов – это лишь необходимое условие решения задачи оценки погрешностей в пространстве, а не конечная цель. Необходимо сохранить информационную ценность поля сглаженных значений. Поэтому, если при этом сохраняется тесная корреляция исходных и сглаженных значений

ошибок, задачу можно считать решенной! Если нет, то информативную часть числового поля мы «нивелировали» и вместе с грязной водой выплеснули и ребенка.

Корреляция исходных и сглаженных исходных значений ошибок составила в нашем случае 0,941; 0,844 и 0,624 в окнах осреднения соответственно 5×5 , 7×7 (рис. 4) и 11×11 . Таким образом, для сглаженных оценок 2D-ошибки информативная часть сохранена, хотя и искажается с увеличением размера окна осреднения.

Заметим, что сглаживание исходных интерполируемых значений без построения

поверхности 2D в нашем случае также позволяет эффективно подавить случайную составляющую и получить устойчивый результат построений (интерполяции). Однако такое сглаживание должно проводиться с учетом пространственного положения каждого отсчета (интерполянта).

Выбор наиболее оптимальных способов построения и оценки 2D-ошибок. Выполняем валидационный тест уже для сглаженных значений «валидационных» и «разностных» ошибок. Затем на основании результатов теста (рис. 5, см. также рис. 2г) выбираем наиболее оптимальный способ построения

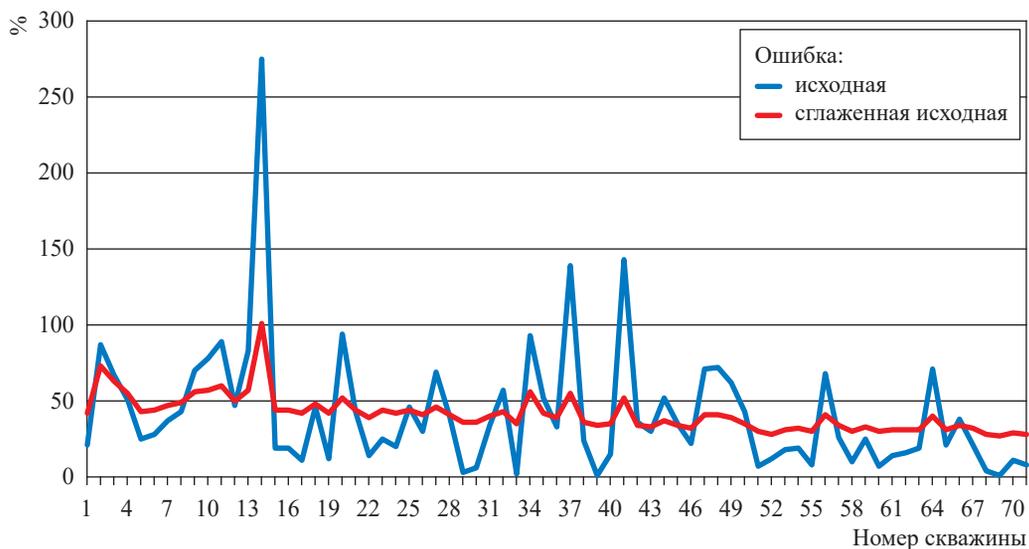


Рис. 4. Корреляция исходных и сглаженных исходных абсолютных значений ошибок ($K_k = 0,844$; окно осреднения 7×7)

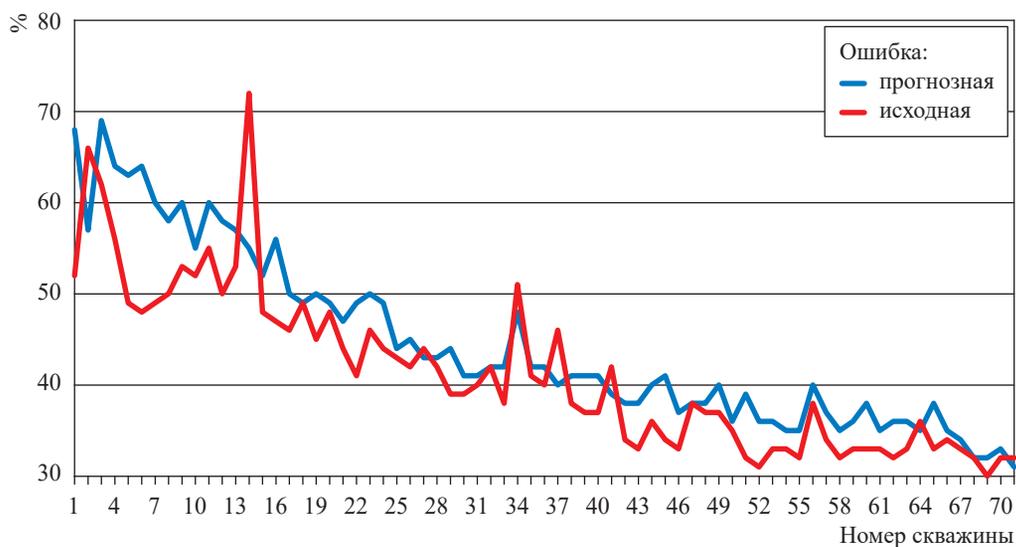


Рис. 5. Корреляция прогнозных и исходных абсолютных ошибок в местах скважин ($K_k = 0,871$; окно осреднения 11×11)

(интерполяция + сглаживание) и способ оценки 2D-ошибок («валидационный» или «разностный»).

Подведем итоги. Решение задач сейсмических построений в большинстве случаев основывается на привлечении детальных регулярных систем наблюдений, поэтому в данном случае целесообразность использования изложенной методики анализа картопостроений маловероятна. Однако далеко не во всех случаях удастся использовать материалы сейсморазведки, более-менее равномерно покрывающие исследуемую территорию.

Наиболее полная и достоверная промыслово-геологическая характеристика разреза базируется на материалах бурения, но неравномерное распределение скважин по площади осложняет использование этих данных при построении геологической модели месторождения. Представленная методика наилучшим образом учитывает специфику проблем разработки и изучения фильтрационно-емкостных свойств целевых продуктивных интервалов по данным бурения. Методика предназначена для картирования аномалий сложной формы, выделение которых может быть затруднено даже в условиях хорошей разбуренности территории (неоднозначно решаемая интерпретационная задача), путем оптимизации соотношения детальности и достоверности.

Методика обеспечивает получение сравнительных вариантов построений различной детальности с количественной оценкой их достоверности. На базе метода валидации можно подтвердить корректность картопостроений и провести отбраковку недостоверной информации или выделение участков с высокими рисками ошибок прогноза параметров.

Выводы

1. На основе метода валидации и метода проб и ошибок разработана методика оптимизации и оценки надежности картопостроений по данным бурения. Созданы соответствующие программные средства.

2. Методика наилучшим образом учитывает специфику задач промысловой геологии и предназначена для картирования аномалий сложной формы.

3. Для определения возможности 2D-оценки ошибки прогноза параметров среды и оптимальных параметров построения поля значений последовательно впроверяется ряд условий:

- условие достоверности исходных данных – значения самого параметра в пространстве удовлетворяют критериям достоверности, установленным способом валидации, т.е. «спрогнозированные» в процессе теста в «выколотых» точках параметры имеют допустимые ошибки и тесно коррелируются с «истинными»;

- условие устойчивой зависимости ошибки от условий интерполяции – анализ ошибок прогноза параметров в «выколотых» точках, полученных по результатам разных видов интерполяции, показывает схожие зависимости величины ошибки от условий интерполяции;

- условие тесной корреляции величин ошибок, полученных «валидационным» и «разностным» способами;

- условие сохранения информативности данных – тесная корреляция величин ошибок до и после применения процедур сглаживания и фильтрации.

При выполнении всех вышеперечисленных условий выполняется валидационный тест с целью выбора наиболее оптимальных способов построения (интерполяция + сглаживание) и оценки 2D-ошибок («валидационный» или «разностный»).

Список литературы

1. Крылов Д.Н. Использование технологии оптимизационного осреднения при решении задач интерпретации числовых характеристик геологической среды / Д.Н. Крылов // Технологии сейсморазведки. – 2016. – № 4. – С. 13–20.
2. Крылов Д.Н. Методика картопостроений в условиях неоднозначности решения задачи / Д.Н. Крылов, М.Д. Крылова // Геология нефти и газа. – 2017. – № 4. – С. 65–72.
3. Krylov D. Magic of smart averaging / D. Krylov // First Break. – 2009. – Т. 27. – С. 55–64.

4. Krylov D. Smart averaging interpolation algorithm comparative test / D. Krylov, Ya. Vaniarho, D. Basaev // *Geophysical Prospecting*. – 2016. – Т. 64. – № 3. – С. 642–656.
5. Krylov D. Well data mapping validation / D. Krylov, M. Krylova // *Geophysical Prospecting*. – 2020. – Т. 68. – С. 1356–1360.
6. Franke R. Scattered data interpolation: Test of some methods / R. Franke // *Mathematics of Computations*. – 1982. – № 38(157). – С. 181–200.
7. Ковалевский Е.В. Геологическое моделирование на основе геостатистики / Е.В. Ковалевский. – М.: EAGE, 2011. – 117 с.
8. Chiles J.P. Geostatistics modeling spatial uncertainty / J.P. Chiles, P. Delfiner. – N.Y.: John Wiley & Sons, 1999. – (Wiley series in probability and statistics).
9. Horowitz F.G. Fast multidimensional interpolations / F.G. Horowitz, P. Hornby et al. // *The 26th Proceedings of the Application of Computers and Operations Research in the Mineral Industry (APCOM 26)* / R.V. Ramani (ed.). – Littleton, Colorado: SME, 1996. – Гл. 9. – С. 53–56.

To assessing 2D error for parameters of a geologic model

D.N. Krylov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation
E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Technology of interpolation to find optimal well mapping solution is presented in the paper. The technology employs validation method and algorithms of optimized statistical filtration in the “live” window (smart averaging). Delineation of complex anomalies on the well scattered data often is a non-unique interpretation solution. Regular seismic data are unlikely to be used in the frame of the technology.

Keywords: interpolation, optimization, interpretation, validation, accuracy, algorithm.

References

1. KRYLOV, D.N. The use of optimized averaging technology for geodata interpretation [Ispolzovaniye tekhnologii optimizatsionnogo osredneniya pri reshenii zadach interpretatsii chislovykh kharakteristik geologicheskoy sredy]. *Tekhnologii Seysmorazvedki*, 2016, no. 4, pp. 13–20, ISSN 1813-4254. (Russ.).
2. KRYLOV, D.N., M.D. KRYLOVA. Interpolation technology in case of complex mapping solutions [Metodika kartopostroyeniya v usloviyakh neodnoznachnosti resheniya zadachi]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2017, no. 4, pp. 65–72, ISSN 0016-7894. (Russ.).
3. KRYLOV, D. Magic of smart averaging. *First Break*, 2009, vol. 27, pp. 55–64, ISSN 0263-5046.
4. KRYLOV, D., Ya. VANIARHO, D. BASAEV. Smart averaging interpolation algorithm comparative test. *Geophysical Prospecting*, 2016, vol. 64, no. 3, pp. 642–656, ISSN 0016-8025.
5. KRYLOV, D., M. KRYLOVA. Well data mapping validation. *Geophysical Prospecting*, 2020, vol. 68, pp. 1356–1360, ISSN 0016-8025.
6. FRANKE, R. Scattered data interpolation: Test of some methods. *Mathematics of Computations*, 1982, № 38(157), pp. 181–200, ISSN 0025-5718.
7. KOVALEVSKIY, Ye.V. *Geological simulation on the grounds of geostatistics* [Geologicheskoye modelirovaniye na osnove geostatistiki]. Moscow: EAGE, 2011. (Russ.).
8. CHILES, J.P., P. DELFINER. Geostatistics modeling spatial uncertainty. N.Y.: John Wiley & Sons, 1999. In: *Wiley series in probability and statistics*.
9. HOROWITZ, F.G., P. HORNBY et al. Fast multidimensional interpolations. In: RAMANI, R.V. (ed.). *The 26th Proceedings of the Application of Computers and Operations Research in the Mineral Industry (APCOM 26)*. Littleton, Colorado: SME, 1996. Chapter 9, pp. 53–56.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

УДК 550.8.028

Оценка проницаемости и сжимаемости угольного пласта по результатам количественной интерпретации инъекционных тестов

В.В. Шишляев^{1*}, В.П. Пименов¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

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

Ключевые слова:

проницаемость пласта, сжимаемость пласта, угольный пласт, инъекционный тест, гидродинамические исследования.

Тезисы. Исследования фильтрационных характеристик угольных пластов, в которых система порово-трещинных каналов насыщена пластовой жидкостью, как правило, выполняются методами гидродинамических исследований скважин, которые позволяют обеспечивать однофазный фильтрационный поток пластовой жидкости в системе «скважина – пласт». В частности, это метод падения давления, т.е. регистрация кривой изменения давления во времени после остановки стабильно работающей скважины в режиме нагнетания. Одним из основных способов гидродинамического исследования угольных пластов является инъекционный тест. Поскольку угольные пласты обладают низкими фильтрационными параметрами, а также высоким коэффициентом сжимаемости, то даже незначительная закачка жидкости в пласт приводит к раскрытию трещин угольного коллектора, в результате чего проницаемость пласта увеличивается. При стандартной интерпретации данных исследования методом совмещения в цикле нагнетания рабочей жидкости с применением диагностического графика, полученные значения проницаемости угольных пластов в дальнейшем не воспроизводят совпадения смоделированной кривой падения давления с полевыми данными. Результаты исследования показывают, что стандартная модель пласта с постоянными значениями трещинной пористости и проницаемости непригодна для интерпретации инъекционных тестов в угольных пластах.

В статье изложен способ оценки сжимаемости и проницаемости угольных пластов путем количественной интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин. Установлено, что трещинная пористость изменяется от начального значения по экспоненциальному закону с учетом коэффициента сжимаемости трещин, а проницаемость угольного пласта характеризуется отношением к пористости в степени n .

Сложность количественного моделирования добычи метана из угольных пластов определяется, в частности, большой трещинной сжимаемостью угольного пласта и сильной зависимостью трещиноватой проницаемости от давления. Определение этих свойств для конкретных угольных пластов является необходимым этапом разработки оптимальной стратегии добычи метана.

Одним из основных методов гидродинамического исследования угольных пластов является инъекционный тест, который подразумевает закачку рабочей жидкости в пласт с небольшим стабильным расходом на протяжении 5...12 ч, регистрацию кривой падения давления после закрытия скважины (20...30 ч) и количественную интерпретацию полученных результатов [1].

На рис. 1 приведены забойное давление, измеренное в инъекционном тесте, и результаты численного решения задач, которые не учитывают трещиноватой сжимаемости и изменения проницаемости с давлением. Видно, что при проницаемости $k = 0,1$ мД на стадии восстановления давления расчетное давление приближается

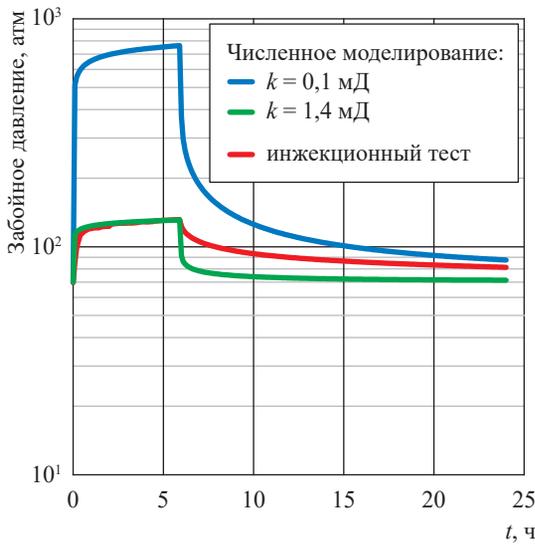


Рис. 1. Сравнительные результаты инъекционного теста и численного моделирования без учета трещиноватой сжимаемости и изменения проницаемости

к измеренному, но на стадии нагнетания жидкости давление во много раз больше измеренного. Проницаемость 1,4 мД обеспечивает хорошее согласие с результатами измерения на стадии инъекции, но на стадии восстановления давления расчетные и измеренные давления отличаются очень сильно.

Очевидно, что модель угольного пласта с постоянными значениями трещинной пористости и проницаемости непригодна для интерпретации инъекционных тестов в угольных пластах. Согласно литературе [2] трещиноватая сжимаемость пластов варьируется в достаточно широких пределах, и оценка этой величины для конкретных пластов является столь же важной задачей, как и оценка первоначального значения проницаемости этих пластов [3].

Перечисленные выше особенности угольных пластов не позволяют использовать стандартные способы интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин, которые предполагают малое влияние давления на пористость и проницаемость пласта [4, 5]. Предлагается способ оценки сжимаемости и проницаемости угольных пластов путем количественной интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин. Некоторые подходы к количественной оценке фильтрационных параметров угольных пластов по результатам пластоиспытаний ранее рассмотрены в работе С. Фанга и др. [6].

Цилиндрически симметричная модель скважины в угольном пласте

Рассмотрим простейшую цилиндрически симметричную модель – приток воды к вертикальной добывающей скважине по системе достаточно мелких трещин в угольном пласте. Уравнение неразрывности для фильтрации воды в трещинах имеет традиционный вид:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r\rho V) = 0, \quad (1)$$

где ρ и ϕ – соответственно плотность воды и трещинная пористость пласта, зависящие от давления P воды; r – расстояние от оси скважины; скорость фильтрации воды по системе трещин

$$V = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r}, \quad (2)$$

где μ – вязкость воды; k – эффективная трещиноватая проницаемость пласта.

$$d\rho = \rho\beta dP, \quad (3)$$

$$d\phi = \phi c_f dP, \quad (4)$$

где $\beta \approx 5 \cdot 10^{-4}$ МПа $^{-1}$ – сжимаемость воды; c_f – трещиноватая сжимаемость угольного пласта.

Важным отличием угольного пласта от традиционных нефтегазовых резервуаров является его большая сжимаемость. Типичная трещиноватая сжимаемость угольного пласта $c_f = 0,04 \dots 0,4$ МПа $^{-1}$ [5], что в сотни раз больше сжимаемости воды.

Из формул (1)–(4) находим:

$$\phi\rho(\beta + c_f) \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r\rho \left(-\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \right) = 0. \quad (5)$$

Легко показать, что в этом уравнении изменение ρ слабо влияет на результаты расчетов, поэтому в дальнейшем используется следующее уравнение для распределения давления в угольном пласте:

$$b(P) \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(-r\chi(P) \frac{\partial P}{\partial r} \right) = 0, \quad (6)$$

где

$$\phi = \phi_0 b(P), \quad (7)$$

$$b(P) = \exp[c_f(P - P_0)], \quad (8)$$

$$\chi(P) = \frac{k(P)}{\mu\phi_0(\beta + c_f)}, \quad (9)$$

$$k(P) = k_0 b(P)^n, \quad (10)$$

где t – время; ϕ_0 и k_0 – соответственно трещинная пористость и проницаемость при начальном давлении P_0 ; n – безразмерный параметр, обычно принимаемый равным 3; χ – пьезопроводность пласта, рассчитанная по начальной пористости ϕ_0 .

Начальное условие задачи (6): $P(r_w \leq r \leq r_e, t = 0) = P_0$, где r_w – радиус скважины; r_e – радиус внешней границы резервуара. На внешней границе обычно задаются постоянное давление

$$P(r_e, t) = P_0 \text{ или условие непротекания } \left. \frac{\partial P}{\partial r} \right|_{r_e} = 0.$$

На поверхности скважины задаются давление $P(r_w, t) = P_w(t)$ или поток жидкости $Q_{SF}(t)$, м³/с. Из-за сжимаемости жидкости, заполняющей скважину, этот поток $Q(t)$ отличается от потока жидкости на поверхности:

$$Q = V_{WB}\beta \frac{dP}{dt} + Q_{SF}, \quad (11)$$

где dP/dt – скорость изменения давления в скважине; V_{WB} – объем скважины, заполненный жидкостью; β – сжимаемость жидкости.

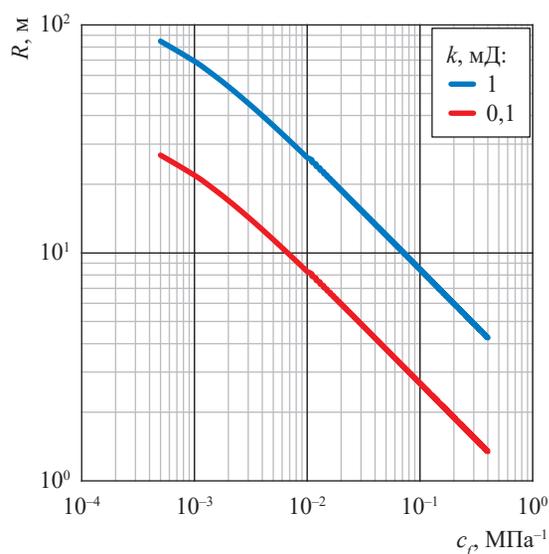


Рис. 2. Зависимость радиуса области пониженного давления от сжимаемости пласта для двух значений проницаемости и добычи в течение 10 ч

С другой стороны, поток жидкости на поверхности скважины определяется законом Дарси:

$$Q_{SF} = -h2\pi r_w \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r}, \quad (12)$$

где h – толщина продуктивного пласта, м.

Уравнение (6) позволяет оценить зависимость размера R области пониженного давления вокруг добывающей скважины от времени, прошедшего после начала добычи:

$$R(t) = \sqrt{r_w^2 + c\chi_0 t}, \quad (13)$$

где χ_0 – коэффициент пьезопроводности, рассчитанный для начальных значений пористости и проницаемости ($b = 1$); $c = 1 \dots 3$ – безразмерный коэффициент, который зависит от того, какое значение давления принято для определения радиуса этой области. В дальнейшем принято $c = 2$.

На рис. 2 приведена зависимость радиуса области пониженного давления от сжимаемости пласта для значений проницаемости 0,1 и 1,0 мД и времени добычи $t = 10$ ч. Здесь видно, например, что при проницаемости 1 мД и $c_f = 0,0005$ МПа⁻¹ (что соответствует сжимаемости воды) через 10 ч после начала добычи $R = 70$ м, а при $c_f = 0,2$ МПа⁻¹ радиус R равен только 6 м.

Численное и аналитическое моделирование инжекционного теста

На рис. 3 приведены результаты расчета забойного давления для разных значений сжимаемости $c_f = 0,0005; 0,005; 0,05; 0,1$ и $0,3$ МПа⁻¹ и следующих параметров: $P_0 = 50$ атм, продолжительность инъекции $t_i = 6$ ч, удельный дебит закачки $q = Q/h = 0,56$ м³·сут⁻¹/м (где Q – дебит закачки, м³/сут), $k_0 = 1$ мД, $\phi_0 = 0,01$, $\mu = 0,001$ Па·с.

На рис. 3 видно, что трещиноватая сжимаемость c_f сильно влияет на увеличение забойного давления в период нагнетания жидкости в пласт. Увеличение k_0 , очевидно, будет снижать забойное давление, и можно предположить, что в результате численного решения уравнения (6) при различных значениях этих параметров можно получить хорошее согласие результатов расчета и полевых данных. Найденные таким образом значения c_f и k_0 и будут искомыми геолого-промысловыми параметрами угольного пласта.

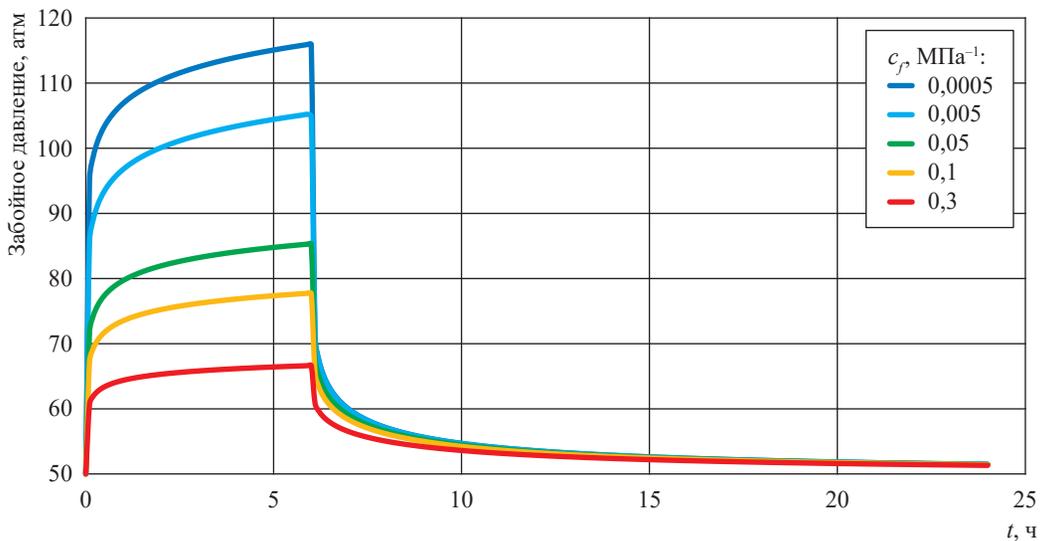


Рис. 3. Результаты расчета изменения забойного давления во время инъекционного теста при различных значениях трещиноватой сжимаемости и $k_0 = 1$ мД

Для того чтобы доказать единственность решения этой задачи и определить начальное приближения для поиска оптимальных значений параметров c_f и k_0 , рассмотрим стадии восстановления давления и стадию нагнетания жидкости в пласт более подробно. На рис. 4 приведены производные Бурде (m , см. 4а), рассчитанные для стадии восстановления давления по формуле (14), и значения проницаемости, рассчитанные по формуле (15) (см. 4б):

$$m = \frac{(t_i + t_{rec})t_{rec}}{t_i} \frac{dP}{dt}, \tag{14}$$

$$k = \frac{q\mu}{4\pi m}, \tag{15}$$

где t_{rec} – время, прошедшее после прекращения инъекции.

На рис. 4а видно, что при малых сжимаемостях ($c_f < 0,005$ МПа⁻¹) производная Бурде дает истинное значение проницаемости пласта менее чем через 1 ч после закрытия скважины для регистрации кривой восстановления давления. При $c_f = 0,1$ МПа⁻¹ через 1 ч после закрытия скважины оцененное таким образом значение проницаемости завышено приблизительно на 50 %, а при увеличении времени регистрации кривой падения давления до 17 ч погрешность уменьшается до 10 %.

Большие значения сжимаемости ($c_f = 0,3$ МПа⁻¹) характеризуются значительно большей ошибкой при малых временах и быстрым уменьшением оцененного значения

проницаемости с увеличением времени регистрации выстойки скважины. Можно предположить, что и этом случае оцененная по Бурде проницаемость также будет приближаться к истинному значению, но для этого требуются значительно большие периоды регистрации давления (50...100 ч).

Рассмотрим теперь стадию увеличения забойного давления в период нагнетания жидкости в пласт. Стационарное распределение давления в пласте, в котором проницаемость зависит от давления, определяется уравнением

$$q = -2\pi r \frac{k(P)}{\mu} \frac{dP}{dr}, \tag{16}$$

$$\text{где } k(P) = k_0 \exp\left(\frac{P - P_0}{DP}\right), \tag{17}$$

$$DP = \frac{1}{nc_f}, \quad n = 3 \text{ (см. формулу (10)).}$$

Решение этого уравнения можно записать в виде:

$$\Delta P = DP \ln \left[1 + \frac{\Delta P_0}{DP} \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right], \tag{18}$$

где

$$\Delta P_0 = \frac{q\mu}{2\pi k_0} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right), \tag{19}$$

$$\Delta P = P(r) - P_0.$$

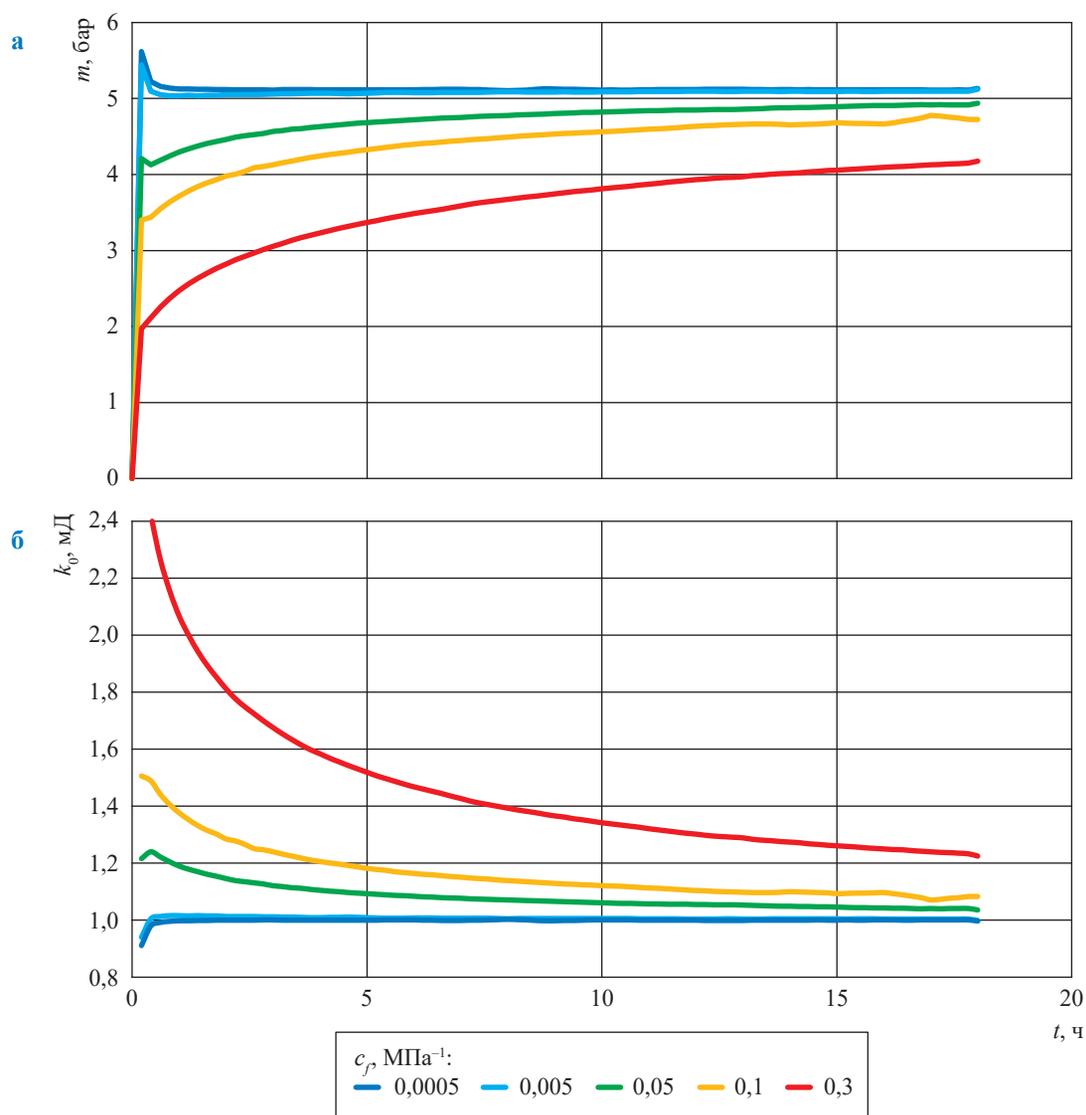


Рис. 4. Производные Бурде (а) и соответствующие проницаемости (б), рассчитанные для стадии восстановления давления

Стационарное распределение (18) предполагает, что на стенке скважины и на внешней границе фиксированы давления: соответственно $P(r_w) = P_w$ и $P(r_e) = P_0$. Очевидно, что при очень маленькой сжимаемости $DP \gg \Delta P_0$, $k = k_0$ и формула (18) принимает классический вид:

$$P - P_0 = \frac{q\mu}{2\pi k} \ln\left(\frac{r_e}{r}\right). \quad (20)$$

Применим к формуле (18) метод последовательной смены квазистационарных состояний [7]. Будем считать, что радиус $R(t)$ внешней границы резервуара, на которой фиксировано давление P_0 , увеличивается со временем $P(R(t)) = P_0$ и соответствующим образом изменяется забойное давление $P(r_w) = P_w(t)$. Здесь $R(t) = \sqrt{r_w^2 + c\chi_0 t}$ – радиус внешней границы

области, в которой давление существенно отличается от начального давления резервуара, χ_0 – коэффициент пьезопроводности, рассчитанный для невозмущенных значений трещинной пористости и проницаемости пласта.

В этом случае для динамики увеличения забойного давления ($\Delta P(t) = P_w(t) - P_0$) находим:

$$\Delta P(t) = DP \ln\left[1 + \frac{\Delta P_0(t)}{DP}\right], \quad (21)$$

где $\Delta P_0(t) = \frac{q\mu}{2\pi k_0} \ln\left(\frac{R(t)}{r_w}\right)$ – динамика увеличения забойного давления в случае постоянной пористости и проницаемости пласта.

Точечными линиями на рис. 5 показано увеличение забойного давления на стадии

инъекции для разных значений c_f , рассчитанное с помощью численной модели (см. рис. 3). Соответствующие сплошные линии, которые очень хорошо согласуются с численным расчетом, были получены по формуле (22) при $c=2$:

$$\Delta P_i = DP(c_f) \times \ln \left[1 + \frac{1}{DP(c_f)} \frac{q\mu}{2\pi k_0} \ln \left(\sqrt{1 + \frac{c\chi(k_0, c_f)}{r_w^2} t_i} \right) \right]. \quad (22)$$

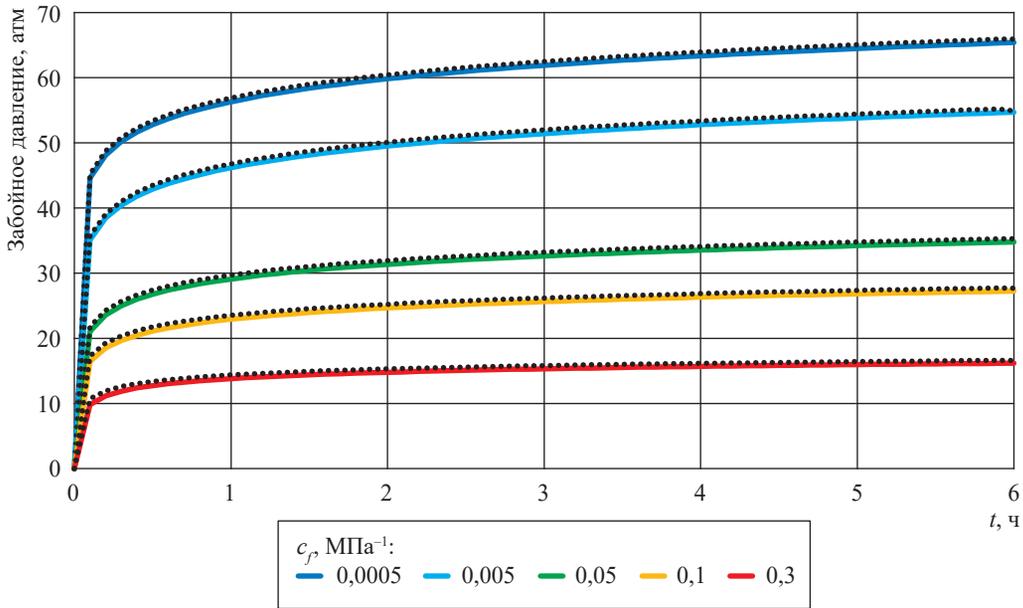


Рис. 5. Увеличение забойного давления на стадии инъекции для разных значений сжимаемости пласта: пунктир – численное моделирование (фрагмент рис. 3); сплошные линии – расчет по формуле (22) для $c = 2$

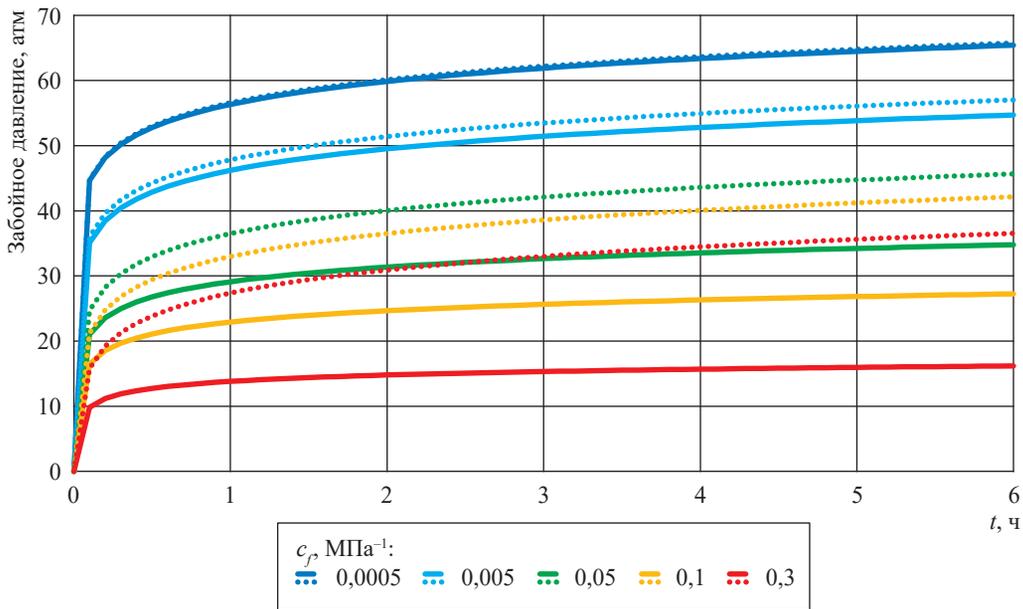


Рис. 6. Увеличение забойного давления на стадии инъекции для разных значений сжимаемости пласта: пунктир – численное моделирование для случая постоянных пористости и проницаемости пласта (фрагмент рис. 3); сплошные линии – расчет по формуле (22)

Формулу (22) можно использовать для предварительной оценки сжимаемости пласта исходя из данных об увеличении давления на стадии инжекции. Из полевых данных известны значения q , t_i и увеличения забойного давления за время закачки ΔP_i . Формула (22), записанная для момента времени t_i , представляет собой корреляцию между k_0 и c_f .

Рис. 6 показывает влияние зависимости пористости и проницаемости от давления при разных значениях сжимаемости. При $c_f = 0,005 \text{ МПа}^{-1}$ и меньше значения давления, рассчитанные для полной задачи и для случая постоянных (равных первоначальному) пористости и проницаемости, практически совпадают. Большая сжимаемость пласта ($0,3 \text{ МПа}^{-1}$) более чем в 2 раза уменьшает рост давления на стадии инжекции.

На рис. 7 приведены рассчитанные по формуле (22) значения сжимаемости, которые при заданных значениях проницаемости, удельного дебита и продолжительности закачки (в данном случае 6 ч) обеспечивают заданное увеличение забойного давления.

Предлагается следующая последовательность операций для определения трещиноватой сжимаемости и проницаемости угольного пласта. Из производной Бурде (см. формулы (14), (15)), рассчитанной для стадии

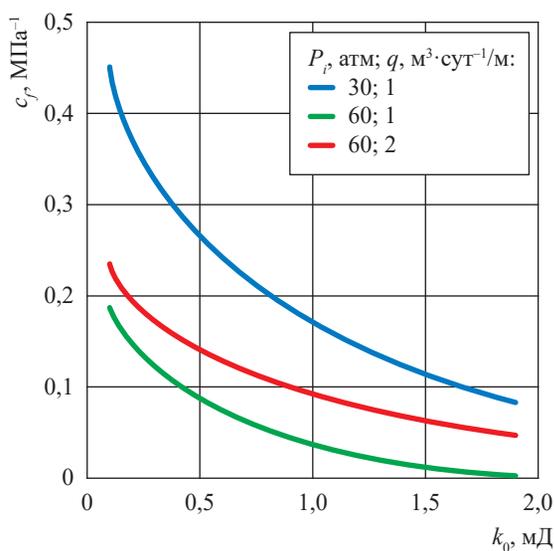


Рис. 7. Значения сжимаемости, которые при заданных проницаемости, удельном дебите и продолжительности закачки $t_i = 6 \text{ ч}$ обеспечивают заданное увеличение забойного давления

восстановления давления, находится приближенная оценка сверху для k_0 .

Из аналитической зависимости k_0 от c_f (22) находится приближенная оценка снизу для сжимаемости, обеспечивающей необходимое увеличение давления в конце инжекции. Численным моделированием (см. формулу (6)) уточняется оценка трещинной проницаемости k_0 и сжимаемости c_f угольного пласта.

Количественная интерпретация результатов инжекционных тестов

Рассмотрим количественную интерпретацию результатов четырех инжекционных тестов (табл. 1, рис. 8). Продолжительность закачки во всех случаях составляла 6 ч.

На рис. 9 приведены производные Бурде, рассчитанные по формуле (14) для стадии восстановления давления этих тестов, и соответствующие им проницаемости. Оценки сверху для проницаемости k_0 пластов показаны в табл. 2. На рис. 9 видно, что проницаемость по Бурде пласта 89_30 (тест 3, см. табл. 1) резко уменьшается со временем. По-видимому, это свидетельствует о большой сжимаемости этого пласта, и можно предположить, что истинное значение проницаемости пласта значительно меньше значения ($k_0 = 0,25 \text{ мД}$), принятого в качестве верхней оценки проницаемости.

Сжимаемости c_f (см. также табл. 2), которые при заданной проницаемости k_0 обеспечивают измеренные значения ΔP_i , приведены на рис. 10, где оценки сверху для величины k_0 показаны вертикальными пунктирными линиями, а соответствующие им оценки снизу для сжимаемостей (см. табл. 2) – горизонтальными пунктирными линиями.

Оценки c_f и k_0 (см. табл. 2) уточнялись путем подбора оптимальной комбинации этих параметров в результате численного решения уравнения (6) (результаты см. на рис. 8). Найденные таким образом комбинации

Таблица 1
Режимы закачки при проведении полевых исследований

Номер теста	Пласт (скважина)	Q , м ³ /сут	h , м	ΔP_i , атм
1	82 (18)	1,2	1,8	63
2	89 (20)	1,8	1,6	58
3	89 (30)	1,4	1,5	54
4	91 (16)	1,2	4,5	51

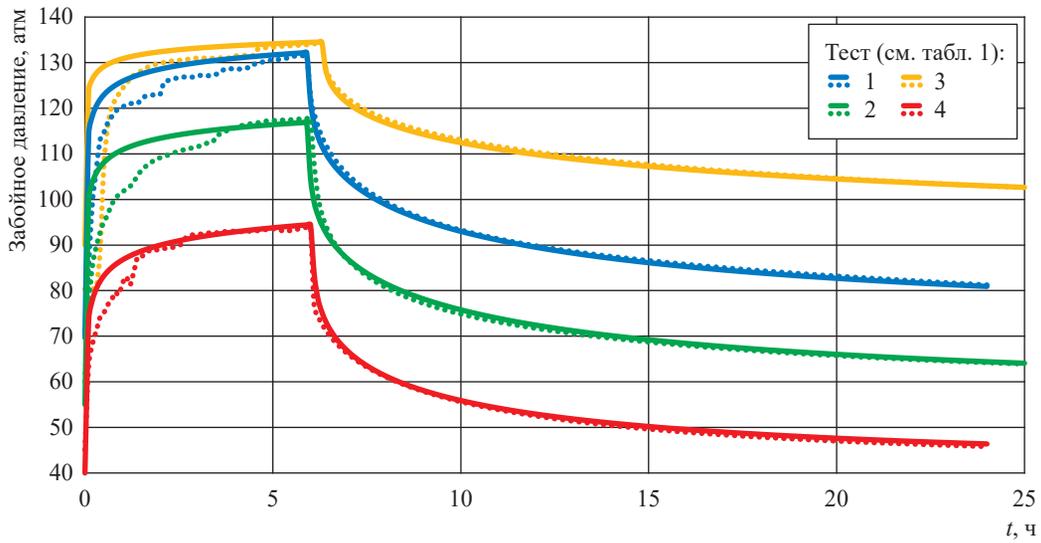


Рис. 8. Результаты измерений (пунктир) и численного моделирования (сплошные линии) забойного давления

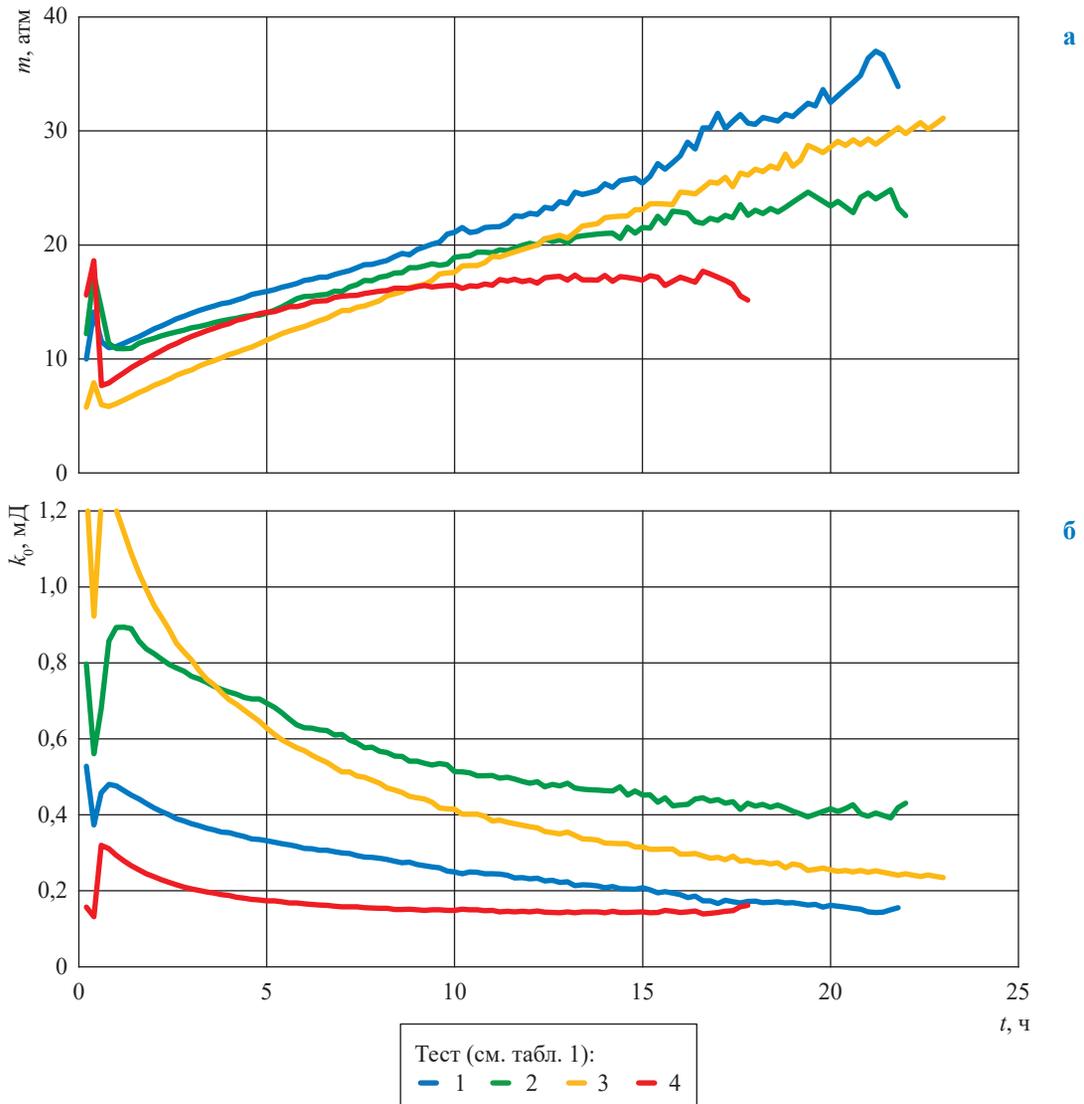
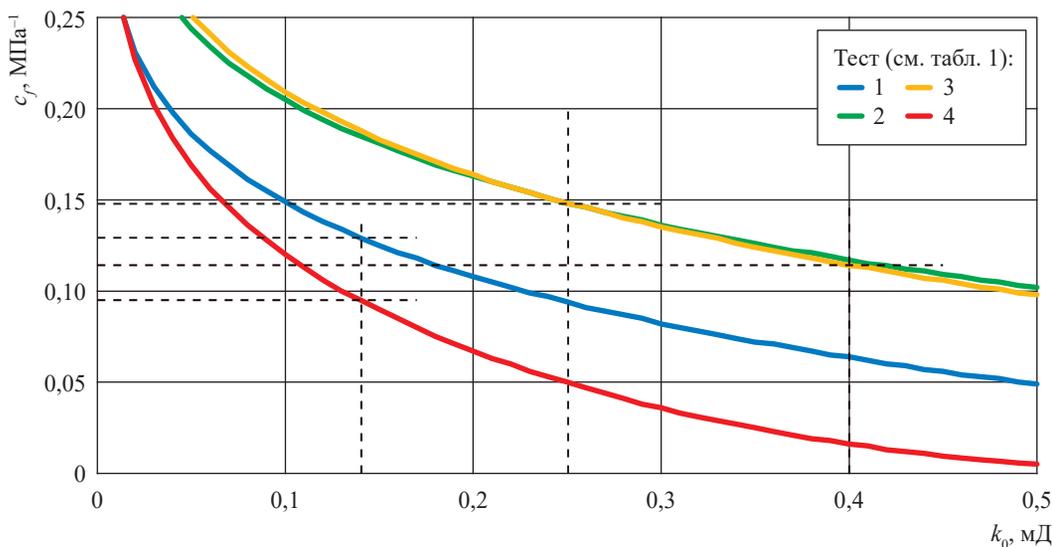


Рис. 9. Производные Бурде, рассчитанные по формуле (14) для стадии восстановления давления инъекционных тестов (а), и соответствующие проницаемости (б)

Таблица 2

Оценки параметров пластов в инъекционных тестах

Характеристика пласта	Тест (см. табл. 1)							
	1		2		3		4	
	оценка	уравнение (6)	оценка	уравнение (6)	оценка	уравнение (6)	оценка	уравнение (6)
k_0 , мД	< 0,14	0,1	< 0,4	0,2	< 0,25	0,07	< 0,14	0,09
c_f , МПа ⁻¹	> 0,13	0,16	> 0,12	0,15	> 0,15	0,32	> 0,09	0,12

Рис. 10. Корреляции между c_f и k_0 для рассмотренных инъекционных тестов

параметров c_f и k_0 приведены в табл. 2. Как и ожидалось, наибольшее различие между результатами предварительной оценки этих параметров и результатами численного моделирования наблюдается для пласта 89 (скв. 30) со сжимаемостью $c_f = 0,32$ МПа⁻¹ (предварительная оценка $c_f > 0,15$ МПа⁻¹) и проницаемостью $k_0 = 0,07$ мД (предварительная оценка $k_0 < 0,25$ мД). В остальных случаях предварительные оценки этих параметров на так сильно отличаются от результатов численного решения задачи.

Точность приближенной (без решения уравнения (6)) оценки проницаемости и сжимаемости угольного пласта может быть увеличена за счет увеличения времени регистрации давления после прекращения инъекции, и этот способ может представлять самостоятельный интерес для инженерных приложений.

Выводы

Уравнение (6) и используемые в работе зависимости (7)...(10) трещинной пористости и проницаемости от давления позволяют получить хорошее согласие результатов расчета с полевыми данными по забойному давлению и оценить проницаемость и сжимаемость угольных пластов. Анализ показывает, что полученные значения c_f и k_0 являются единственным решением задачи аппроксимации измеренного забойного давления с помощью численного решения уравнения распределения давления в угольном пласте.

Предложенный способ приближенной оценки проницаемости пласта с помощью производной Бурде и его сжимаемости с использованием корреляции (22) хорошо согласуется с результатами численного решения задачи и может представлять самостоятельный интерес для инженерных приложений.

Список литературы

1. Однокопылов И.Г. Автоматизация процесса нагнетания при гидродинамических исследованиях фильтрационных характеристик угольных пластов / И.Г. Однокопылов, В.В. Гнеушев, Д.А. Сизиков и др. // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 5. – С. 50–54.
2. Seidle J. Fundamentals of coalbed methane reservoir engineering / J. Seidle. – Waltham Abbey, Essex, U.K.: PennWell Corporation, 2011. – 401 с.
3. Taco G. Measurement of in-situ coal cleat compressibility / G. Taco, A. Kamemar, J. Edgoose // Proceedings of the 2020 Coal Operators Conference, Mining Engineering, University of Wollongong, 12–14 February 2020. – С. 9–22.
4. Salmachi, A. Investigation of permeability change in ultradeep coal seams using time-lapse pressure transient analysis: a pilot project in the Cooper Basin, Australia / A. Salmachi, E. Dunlap, M. Rajabi et al. // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 2019. – Bulletin 103. – С. 91–107.
5. Stewart G. Transient testing of CBM wells / G. Stewart // SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Brisbane, Australia. – 2010. – SPE paper no. 133356.
6. Fang S. Numerical-well-testing interpretation of injection/falloff testing for coalbed methane well in Hedong Coalfield / S. Fang, X. Zhang, X. Li et al. // Energies. – 2023. – Т. 16. – № 13. – Ст. № 4864. – <https://doi.org/10.3390/en16134864>
7. Басниев К.С. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Р.Д. Каневская и др. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 488 с.

Assessment of permeability and compressibility of a coal bed by quantitative interpreting of injection-falloff tests

V.V. Shishlyayev^{*}, V.P. Pimenov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

^{*} E-mail: V_Shishlyayev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Filtration behavior of the coal beds where the system of the porous-fissured channels is filled with an in-situ fluid is usually studied through the hydrodynamic well testing, which can provide a one-phased filtration flow within a ‘well–bed’ system. In particular, it is a pressure falloff method, i.e. the registration of the pressure curve temporal variations after the shutoff of a stably injecting well. The injection test is among the most popular methods of hydrodynamic studies of the coal beds. The coal beds are known for low filtration characteristics but the high compressibility factor, so even the tiny injection of a fluid will open the cracks in a coal reservoir and increase its permeability. The standard log-log-scale superposition of the coal bed permeability data measured within a cycle of fluid injection further does not reproduce agreement of a pressure draw-down curve and the field measurements. The results of the studies show that a standard reservoir model with the constant values of fracture porosity and permeability is unfit for interpretation of the injection tests in the coal beds.

The article highlights a way to assess the compressibility and the permeability of the coal beds by the quantitative interpretation of the results of the hydrodynamic well testing. It is found out that the fracture porosity changes according to an exponential law with reference to the crack compressibility factor, and the permeability of a coal bed is proportional to its porosity value raised to the n^{th} power.

Keywords: permeability of a bed, compressibility of a bed, coal bed, injection test, hydrodynamic studies.

References

1. ODNOKOPYLOV, I.G., V.V. GNEUSHEV, D.A. SIZIKOV et al. Automation of injection process during hydrodynamic testing of filtration in coal seams [Avtomatizatsiya protsessa nagnetaniya pri gidrodinamicheskikh issledovaniyakh filtratsionnykh kharakteristik ugolnykh plastov]. *Izvestiya Tomskogo Politekhnicheskogo Universiteta*, 2013, vol. 322, no. 5, pp. 50–54, ISSN 1684-8519. (Russ.).
2. SEIDLE, J. *Fundamentals of coalbed methane reservoir engineering*. Waltham Abbey, Essex, U.K.: PennWell Corporation, 2011.

3. TACO, G., A. KAMENAR, J. EDGOOSE. Measurement of in-situ coal cleat compressibility. In: *Proceedings of the 2020 Coal Operators Conference, Mining Engineering, University of Wollongong*, 12–14 February 2020, pp. 9–22.
4. SALMACHI, A., E. DUNLAP, M. RAJABI et al. Investigation of permeability change in ultradeep coal seams using time-lapse pressure transient analysis: a pilot project in the Cooper Basin, Australia. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 2019, Bulletin 103, pp. 91–107, ISSN 0149-1423.
5. STEWART, G. Transient testing of CBM wells. In: *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Brisbane, Australia*, 2010. SPE paper no. 133356.
6. FANG, S., X. ZHANG, X. LI et al. Numerical-well-testing interpretation of injection/falloff testing for coalbed methane well in Hedong Coalfield. *Energies* [online], 2023, vol. 16, no. 13, art. no. 4864, ISSN 1996-1073. <https://doi.org/10.3390/en16134864>
7. BASNIYEV, K.S., N.M. DMITRIYEV, R.D. KANEVSKAYA et al. *Underground hydrodynamics* [Подземная гидродинамика]. Moscow-Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy, 2006. (Russ.).

УДК 622.276.652:550.84

Объемные свойства бинарных водных растворов углеводородов при параметрах разработки нефтяных месторождений методом закачки воды и водяного пара в пласт

Э.А. Базаев^{1*}, А.Р. Базаев¹, Е.Б. Григорьев²

¹ Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиал ОИВТ РАН в г. Махачкала, Российская Федерация, 367030, Махачкала, пр. Шамиля, д. 39А

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

* E-mail: emilbazaev@gmail.com

Тезисы. На основе анализа экспериментальных данных о термодинамических зависимостях бинарных систем «вода – углеводород», рассматриваемых как модельные пластовые нефти в газообразном, жидком и сверхкритическом состояниях, дана количественная оценка изменения (увеличения) объемов как паровой оторочки месторождения нефти, так и жидкой фазы нефти при тепловом воздействии методом закачки водяного пара (воды) в пласт. Показано, что при растворении воды в жидких углеводородах объем последних может увеличиваться до нескольких десятков процентов. Сделано предположение о том, что при растворении воды в нефти также будет наблюдаться значительное увеличение объема, которое следует учитывать в расчетах процесса вытеснения нефти термическими методами.

Ключевые слова: температура, давление, плотность, концентрация, фактор сжимаемости, избыточный мольный объем, парциальные мольные объемы, кажущийся объем.

Разработка нефтяных месторождений термическими методами (внутрипластовое горение, закачка в пласт водяного пара или воды и т.д.) требует количественной оценки многих факторов, влияющих как на изменение теплофизических свойств пористой среды и содержащихся в порах флюидов, так и на процесс вытеснения нефти паром (водой) [1–4]. На эффективность процесса извлечения нефти при закачке в продуктивный пласт водяного пара (воды) влияют, в частности, следующие факторы: снижение вязкости пластового флюида, плотности, межфазного отношения нефти (отношение объема паровой фазы к жидкой) и повышение упругости ее паров; термическое расширение пластовых флюидов и пористой среды; дистилляция паров фракций нефти; газонапорный режим; увеличение подвижности нефти и т.д.

В результате растворимости с повышением температуры компонентов легкой фракции нефти в водяном паре и растворимости воды в нефти изменяются плотность паровой фазы (паровой оторочки), а также вязкость и плотность жидкой фазы (нефти). При вытеснении легко испаряющейся нефти водяным паром высокой температуры фракции нефти переходят в паровую фазу. В более холодной зоне пласта эти фракции конденсируются, образуя впереди паровой зоны вал, состоящий в основном из углеводородов и воды. Знание изменения объемных свойств этих газообразных и жидких систем необходимо для учета в расчетах процесса вытеснения нефти методом закачки водяного пара (воды) в пласт. Уравнения, используемые для этих целей, обязательно включают плотности движущихся фаз.

Работа посвящена исследованию изменения объемных свойств модельных бинарных систем «вода – углеводород» в термобарических условиях разработки нефтяных месторождений тепловыми методами.

Объемные свойства паровой фазы и сверхкритического флюида бинарных систем «вода – углеводород» (C_3H_{12} , C_6H_{14} , C_7H_{16} , C_8H_{18} , C_6H_6 , C_7H_8) для различных значений компонентного состава подробно исследованы [5–10]. Здесь отметим только основные особенности в объемном поведении смесей данного класса.

Избыточные мольные объемы ($V_m^E(T, p, x)$) этих смесей в зависимости от состава (x – мольная доля углеводорода) в исследованном диапазоне температур (T) и давлений (p) имеют положительное отклонение (за исключением смеси воды и n -октана) от линейной зависимости:

$$V_m^E(T, p, x) = V_m(T, p, x) - [(1-x)V_{m_1}^0(T, p) + V_{m_2}^0(T, p)],$$

где $V_m(T, p, x)$ – мольный объем смеси, м³/моль; $V_{m_1}^0(T, p)$, $V_{m_2}^0(T, p)$ – мольные объемы, м³/моль, чистых воды и углеводорода соответственно. Значение $V_m^E(T, p, x)$ паровой фазы и сверхкритического флюида системы «вода – n -октан» может быть как больше, так и меньше рассчитанного по правилу аддитивности при различных составах и давлениях [6].

$$\text{Факторы сжимаемости } Z = \frac{pV_m}{RT} = \frac{p}{\rho_m RT}$$

(где ρ_m – молярная плотность, R – универсальная газовая постоянная) смесей $\text{H}_2\text{O}-\text{C}_5\text{H}_{12}$, $\text{H}_2\text{O}-\text{C}_6\text{H}_{14}$, $\text{H}_2\text{O}-\text{C}_7\text{H}_{16}$ и $\text{H}_2\text{O}-\text{C}_8\text{H}_{18}$ при $T = 643$ К и $p \approx 15$ МПа одинаковы ($\sim 0,75$) как для чистых воды и углеводородов, так и для их смесей. При этой же температуре и $p \approx 20$ МПа для смесей $\text{H}_2\text{O}-\text{C}_6\text{H}_6$ и $\text{H}_2\text{O}-\text{C}_7\text{H}_8$ и их компонентов $Z \approx 0,60$ [8].

Кажущиеся объемы углеводородов, м³/моль,

$$V_2^*(T, p, x) = \frac{V_m(T, p, x) - (1-x)V_{m_1}^0(T, p)}{x},$$

а также узких нефтяных фракций (при невысоких концентрациях последних в смеси с водяным паром и вдали от критической точки чистой воды) в расчетах процессов добычи нефти тепловыми методами приближенно можно принимать равными объему газа в идеальном состоянии при соответствующих значениях T и p .

Экспериментальные значения p, ρ, T, x -зависимостей газообразных смесей воды с углеводородом [5–10] можно использовать при моделировании объемных свойств паровой оторочки залежи легких фракций нефти с учетом указанных особенностей.

При высоких температурах, отвечающих тепловым методам разработки нефтяных месторождений, в жидких углеводородах растворяется значительное количество воды [11, 12].

Ниже на основе экспериментальных p, ρ, T, x -зависимостей жидких растворов $\text{H}_2\text{O}-\text{C}_6\text{H}_{14}$, $\text{H}_2\text{O}-\text{C}_{10}\text{H}_{22}$, $\text{H}_2\text{O}-\text{C}_{16}\text{H}_{34}$, моделирующих нефти разного состава, при температурах и давлениях, характерных для метода закачки водяного пара (воды) в пласт, оценено изменение (увеличение) объема нефти.

Эксперимент

Установка и методики проведения p, ρ, T, x -измерений паровой фазы и сверхкритической области бинарных систем «вода – углеводород» на изотермах 523,15; 573,15; 623,15 и 647,1 К подробно описаны [7, 12]. Схема модернизированной экспериментальной установки, реализованной методом пьезометра постоянного объема для проведения p, ρ, T, x -измерений жидких систем «углеводород – вода», приведена на рисунке. Основными узлами установки являются сосуд равновесия, пьезометр постоянного объема, термостат, узел сжатия газа, узел сжатия жидкости.

Сосуд равновесия 1 емкостью около 500 см³, изготовленный из сплава ХН77ТЮР-ВД и предназначенный для установления равновесия между жидкой и паровой фазами, помещен в воздушный термостат 3. Для ускорения достижения равновесия в исследуемой системе используется помещенная в сосуд электромагнитная мешалка 4. К верхней и средней частям сосуда 1 подключены капиллярные линии с вентилями 9 и 11 для отбора проб равновесно сосуществующих паровой и жидкой фаз. К нижней части сосуда 1 подсоединена капиллярная линия с вентилем 7, которая соединяет сосуд равновесия с нижним торцом пьезометра 2. Цилиндрический пьезометр постоянного объема (10 см³) изготовлен также из сплава ХН77ТЮР-ВД. К верхнему торцу пьезометра 2 подсоединена капиллярная линия с вентилем 8 для выпуска исследуемого образца из пьезометра.

Узел сжатия газа служит для дополнительного сжатия газа, подаваемого из баллона 27, если давление в последнем меньше требуемого. Узел состоит из поршневой «бомбы» 28, жидкостного насоса НЖР-5 29, бака с глицерином 30 и манометров 23, 24, соединенных системой стальных капилляров.

Узел сжатия жидкости состоит из ручных измерительных прессов 18, 19, служащих для подачи и дозировки жидкости, загружаемой в сосуд равновесия.

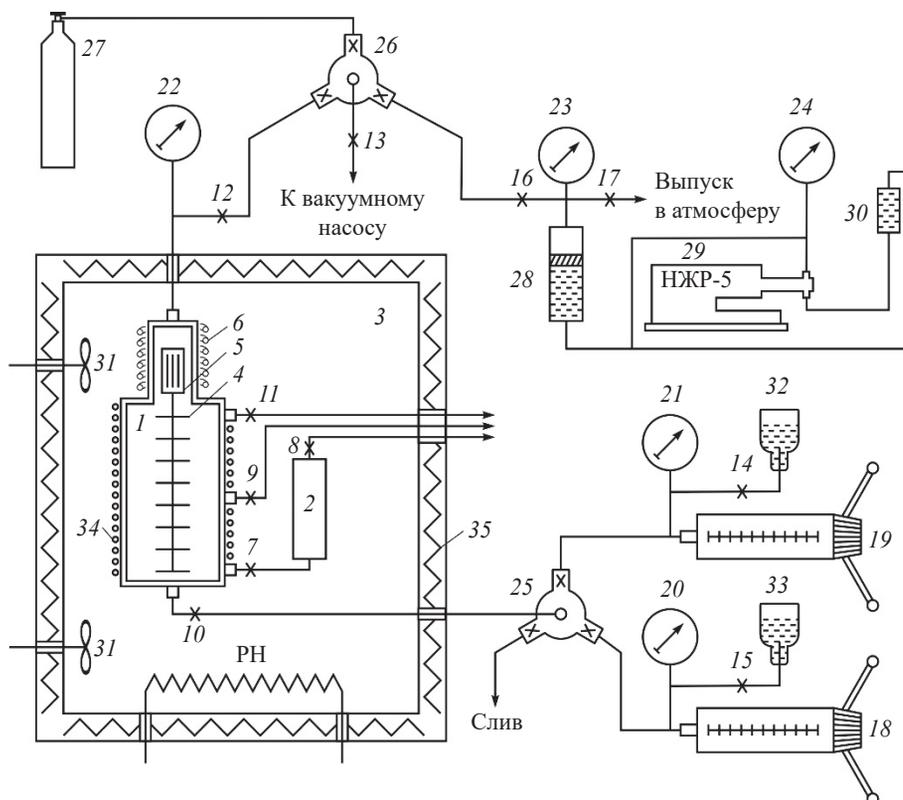


Рис. 1. Схема установки для исследования объемных свойств жидких растворов: РН – регулировочный нагреватель; 1 – сосуд равновесия; 2 – пьезометр; 3 – термостат; 4 – мешалка; 5 – сердечник мешалки; 6 – соленоид; 7...17 – вентили; 18, 19 – ручные измерительные прессы; 20...24 – манометры; 25, 26 – манифольды; 27 – газовый баллон; 28 – поршневая «бомба»; 29 – жидкостный насос НЖР-5; 30 – масляный бак; 31 – крыльчатка мешалки; 32, 33 – сосуды с водой и углеводородом; 34 – нагреватель сосуда равновесия; 35 – охранные нагреватели термостата

Результаты исследований

По данным эксперимента рассчитан кажущийся удельный объем воды в растворе

$$(v_{\text{H}_2\text{O}}^*)_{p,T} = \frac{(V_p)_{p,T} - G_{\text{угл}}(v_{\text{угл}}^0)}{G_{\text{H}_2\text{O}}}, \quad (1)$$

где $(V_p)_{p,T}$ – объем пьезометра, определяемый калибровкой по воде в условиях опыта, см³; $v_{\text{угл}}^0$ – удельный объем чистого углеводорода, определяемый экспериментально при давлении и температуре опыта, см³; $G_{\text{угл}}$ – массовая доля чистого углеводорода в растворе; $G_{\text{H}_2\text{O}}$ – массовая доля воды, растворенной в углеводороде; p, T – давление, МПа, и температура, К, опыта.

Расчеты, представленные в табл. 1, показывают, что кажущийся удельный объем воды $(v_{\text{H}_2\text{O}}^*)_{p,T}$ в растворе может значительно превышать удельный объем чистой воды $v_{\text{H}_2\text{O}}^0$

при тех же температурах и давлениях [13]. Изменение объема жидкого углеводорода при растворении в нем воды может быть рассчитано по уравнению

$$\left(\frac{v_p}{v_{\text{угл}}^0}\right)_{p,T} = \frac{(V_p)_{p,T}}{(V_p)_{p,T} - G_{\text{H}_2\text{O}}(v_{\text{H}_2\text{O}}^0)}, \quad (2)$$

где $(v_p)_{p,T}$ – удельный объем раствора, см³.

В табл. 2 приведены отношения объема раствора воды в n -гексадекане к объему чистого n -гексадекана, содержащегося в том же количестве раствора, при одинаковых температурах и давлениях для 3-фазного равновесия. Результаты расчетов свидетельствуют о том, что при растворении воды в жидких углеводородах объем последних может увеличиваться на несколько десятков процентов.

Таблица 1

Система	T, К	p, МПа	x, мол. д. углеводорода	Удельный объем, 10 ⁻³ м ³ /кмоль				$\left(\frac{v_{\text{H}_2\text{O}}^*}{v_{\text{H}_2\text{O}}^0}\right)_{p,T}$	$\left(\frac{v_p}{v_{\text{угл}}^0}\right)_{p,T}$
				$(v_p)_{p,T}$	$(v_{\text{угл}}^0)_{p,T}$	$(v_{\text{H}_2\text{O}}^0)_{p,T}$	$(v_{\text{H}_2\text{O}}^*)_{p,T}$		
n-Гексан – вода	493,15	4,71	0,815	282,22	174,16	87,52	2617,12	29,90	1,62
n-Декан – вода	558,15	6,57	0,779	240,94	201,09	138,37	834,39	6,03	1,20
n-Гексадекан – вода	548,15	5,49	0,837	202,57	189,66	147,69	498,05	3,37	1,07
	573,15	7,94	0,779	260,07	236,11	192,74	755,25	3,92	1,10
	603,15	12,26	0,698	242,62	201,85	180,65	706,53	3,91	1,20

Таблица 2

Система «n-гексадекан – вода»

T, К	p, МПа	x, м.д. углеводорода	$\left(\frac{v_p}{v_{\text{угл}}^0}\right)_{p,T}$
548,15	6,13	0,648	1,08
573,15	9,24	0,483	1,17
603,15	14,02	0,261	1,46

Таким образом, установлено, что избыточный мольный объем смесей $\text{H}_2\text{O}-\text{C}_3\text{H}_{12}$, $\text{H}_2\text{O}-\text{C}_6\text{H}_{14}$ и $\text{H}_2\text{O}-\text{C}_7\text{H}_{16}$ принимает положительные, а смеси $\text{H}_2\text{O}-\text{C}_8\text{H}_{18}$ – как положительные, так и отрицательные значения в зависимости от состава смеси, давления и температуры.

При растворении воды в жидких n-алканах объем последних может увеличиваться до нескольких десятков процентов. Можно предположить, что при растворении воды в нефти также будет наблюдаться значительное увеличение объема, которое следует учитывать в расчетах процесса вытеснения нефти термическими методами.

Список литературы

- Оганов К.А. Основы теплового воздействия на нефтяной пласт / К.А. Оганов. – М.: Недра, 1967. – 203 с.
- Шагапов В.Ш. К теории разработки месторождений высоковязкой нефти с использованием теплового воздействия / В.Ш. Шагапов, Ю.А. Тазетдинова, А.А. Гизатулина // Прикладная механика и техническая физика. – 2019. – Т. 60. – № 5. – С. 117–124.
- Намиот А.Ю. Испарение нефти при нагнетании водяного пара в нефтяной пласт / А.Ю. Намиот, М.М. Бондарева // Труды БНИИНефти. – М.: Недра, 1970 – Вып. 37 – С. 66–71.
- Намиот А.Ю. Методика расчета испарения нефти при закачке водяного пара в пласт / А.Ю. Намиот, М.З. Карнаев. – М.: ВНИИНефти, 1973. – 26 с.
- Базаев А.Р. Объемные свойства природного газа, залегающего в пластах в условиях высоких температур и давлений / А.Р. Базаев, Э.А. Базаев // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 5 (37): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 30–37.
- Базаев Э.А. Объемные свойства смесей паров воды и n-октана в условиях разработки нефтяных месторождений тепловыми методами / Э.А. Базаев, А.Р. Базаев, Б.К. Османова и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 3 (52): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 60–67.

7. Базаев А.Р. Определение фактора сжимаемости для модельных систем пластовых газов и жидкостей при высоких температурах и давлениях / А.Р. Базаев, Э.А. Базаев, Е.Б. Григорьев // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 2 (47): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 43–53.
8. Базаев А.Р. Моделирование термодинамических свойств природного газа, залегающего в пластах в условиях высоких температур и давлений / А.Р. Базаев, Э.А. Базаев, Б.К. Османова и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 4 (49): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 91–102.
9. Базаев А.Р. Фазовые превращения и объемные свойства системы «н-гексан – вода» / А.Р. Базаев, Э.А. Базаев, Б.К. Османова и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 2 (47): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 14–30.
10. Rabezki M.G. PVTx Measurements for water-toluene mixtures in the near-critical and supercritical regions / M.G. Rabezki, A.R. Bazaev, I.M. Abdulagatov et al. // J. Chem. Eng. Data. – 2001. – Т. 46. – С. 1610–1618.
11. Султанов Р.Г. Фазовые равновесия в системе вода – н-гексадекан при повышенных температурах / Р.Г. Султанов, В.Г. Скрипка, А.Ю. Намиот // Журнал физической химии. – 1971. – № 10. – С. 26–86.
12. Султанов Р.Г. Фазовые равновесия в системе, состоящей из высококипящего углеводорода и воды, при температурах до 365 °С / Р.Г. Султанов, В.Г. Скрипка, А.Ю. Намиот // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 2. – С. 57–59.
13. Александров А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара / А.А. Александров, Б.А. Григорьев. – М.: МЭИ, 1999. – 168 с.

Volumetric properties of binary aqueous solutions of hydrocarbons against parameters of the oil fields being developed through water and water vapor injection into a bed

E.A. Bazayev^{1*}, A.R. Bazayev¹, Ye.B. Grigoryev²

¹ Institute for problems of geothermics and renewable energy research – Makhachkala subsidiary of the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, Bld. 75, M. Yaragskogo street, Makhachkala, Republic of Dagestan, 367030, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

* E-mail: emilbazaev@gmail.com

Abstract. On the background of the experimental data about the thermodynamic dependencies of the binary water-hydrocarbon systems rated as the simulative in-situ oils being in gaseous, liquid and supercritical states, authors quantitatively assess volume dynamics (increase) for both a vapor field rim and a liquid oil phase during the heat exposition through aqueous vapor or water injection into a reservoir. It is shown that at water dissolution in the liquid hydrocarbons, the volume of these hydrocarbons may increase up to few tens of percent. Author assume that if water dissolves in oil, the notable volume increase will be seen, and this fact should be considered when the processes of thermal oil displacement are calculated.

Keywords: temperature, pressure, density, concentration, compressibility factor, extra molar volume, partial molar volume, apparent volume.

References

1. OGANOV, K.A. *Basics of heat exposure to an oil bed* [Osnovy teplovogo vozdeystviya na neftyanoy plast]. Moscow: Nedra, 1967. (Russ.).
2. SHAGAPOV, V.Sh., Yu.A. TAZETDINOVA, A.A. GIZZATULINA. To theory on development of very heavy oil fields by means of thermal exposure [K teorii razrabotki mestorozhdeniy vysokovyazkoy nefi s ispolzovaniyem teplovogo vozdeystviya]. *Prikladnaya Mekhanika i Tekhnicheskaya Fizika*, 2019, vol. 60, no. 5, pp. 117–124, ISSN 0869-5032. (Russ.).

3. NAMIOT, A.Yu., M.M. BONDAREVA. Oil evaporation at pumping aqueous vapor into an oil reservoir [Ispareniye nefi pri nagnetanii vodyanogo para v neftyanoy plast]. In: *Trudy BNIIInefi*. Moscow: Nedra, 1970, is. 37, pp. 66–71. (Russ.).
4. NAMIOT, A. Yu., M.Z. KARNAYEV. *Procedure for calculating oil evaporation at pumping aqueous vapor into a reservoir* [Metodika rascheta ispareniya nefi pri zakachke vodyanogo para v plast]. Moscow: VNIInefi, 1973. (Russ.).
5. BAZAYEV, A.R., E.A. BAZAYEV. Volumetric properties of natural gas bedded in conditions of high temperatures and high pressures [Obyemnyye svoystva prirodnogo gaza, zalegayushchego v plastakh v usloviyakh vysokikh temperature i davleniy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018, no. 5 (37): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 30–37. ISSN 2306-9849. (Russ.).
6. BAZAYEV, E.A., A.R. BAZAYEV, B.K. OSMANOVA et al. Bulk properties of water–n-octane mixtures when oil fields are treated thermally [Obyemnyye svoystva smesey parvo vody i n-oktana v usloviyakh razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy teplovymi metodami]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, no. 3: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 60–67. ISSN 2306-8949.
7. BAZAYEV, A.R., E.A. BAZAYEV, B.A. GRIGORYEV. Compressibility factor determination for model mixtures of in-situ gases and liquids at high temperatures and high pressures [Opredeleniye faktora szhimayemosti dlya modelnykh system plastovykh gazov i zhidkostey pri vysokikh temperaturakh i davleniyakh]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 2(47): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 43–53. ISSN 2306-8949. (Russ.).
8. BAZAYEV, A.R., E.A. BAZAYEV, B.K. OSMANOVA, et al. Modelling thermodynamic properties of natural gas bedded in conditions of high temperatures and high pressures [Modelirovaniye termodinamicheskikh svoystv prirodnogo gaza, zalegayushchego v plastakh v usloviyakh vysokikh temperature i davleniy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 4: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 91–102. ISSN 2306-8949. (Russ.).
9. BAZAYEV, A.R., E.A. BAZAYEV, B.K. OSMANOVA et al. Phase transitions and volumetric properties of an n-hexane-water system [Fazovyie prevrashcheniya i obyemnyye svoystva sistemy “n-geksan – voda”]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 2(47): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 14–30. ISSN 2306-8949. (Russ.).
10. RABEZKII, M.G., A.R. BAZAYEV, I.M. ABDULAGATOV et al. PVTx Measurements for water-toluene mixtures in the near-critical and supercritical regions. *J. Chem. Eng. Data*, 2001, vol. 46, pp. 1610–1618, ISSN 0021-9568.
11. SULTANOV, R.G., V.G. SKRIPKA, A.Yu. NAMIOT. Phase equilibria in a water-n-hexadecane system against higher temperatures [Fazovyie ravovesiya v sisteme voda – n.geksadekan pri povyshennykh temperaturakh]. *Zhurnal Fizicheskoy Khimii*, 1971, no. 10, pp. 26–86, ISSN 0044-4537. (Russ.).
12. SULTANOV, R.G., V.G. SKRIPKA, A.Yu. NAMIOT. Phase equilibria in a system consisting of high-boiling hydrocarbon and water against the temperatures up to 365 °C [Fazovyie ravovesiya v sisteme, sostoyashchey iz vysokokipyashchego uglevodoroda i vody, pri temperaturakh do 365 °C]. *Neftyanoye Khozyaystvo*, 1972, no. 2, pp. 57–59, ISSN 0028-2448. (Russ.).
13. ALEKSANDROV, A.A., B.A. GRIGORYEV. *Tables of thermophysical properties of water and aqueous vapor* [Tablitsy teplofi zicheskih svoystv vody i vodyanogo para]. Moscow: MPEI, 1999. (Russ.).

УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ И ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ГАЗОПРОВОДОВ

УДК 620.194.004.94

Моделирование коррозионного растрескивания под напряжением высокопрочных газопроводных труб. Часть 1. Лабораторные исследования трубной стали

И.В. Ряховских^{1*}, М.Ю. Недзвецкий^{1,2}, Р.В. Кашковский¹, С.И. Погуляев¹, А.В. Нищик¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² ПАО «Газпром», 197229, г. Санкт-Петербург, Лахтинский пр-т, д. 2, корп. 3, стр. 12

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

Тезисы. Коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) труб является основной угрозой безопасности эксплуатации протяженных систем длительно эксплуатируемых газопроводов большого диаметра. В настоящей публикации на основании результатов комплекса лабораторных коррозионно-механических и рентгеноструктурных исследований проведена оценка стойкости против КРН современных трубных сталей класса прочности K65 (соответствует зарубежной маркировке X80). Оценено влияние уровня катодной поляризации и температуры на изменения свойств стали в модельном грунтовом электролите.

Эксплуатация стальных труб с дефектами коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) относится к числу наиболее актуальных задач для стран, обладающих протяженной системой длительно эксплуатируемых подземных магистральных газопроводов (МГ) [1–5]. Это объясняется тем, что дефекты КРН являются одной из основных причин аварий и инцидентов на МГ высокого давления на фоне того, что доля поврежденных труб на ряде протяженных участков газопроводов превышает 50 %. Аварии на МГ помимо техногенных последствий влекут за собой большие финансовые потери операторов газопроводных сетей, приносят значительный экологический ущерб, а также имеют имиджевый аспект для позиционирования глобальных энергетических компаний.

Сложность и неоднозначность явления КРН подземных газопроводов до недавнего времени не позволяли выполнять достоверную оценку ресурса и ремонтпригодности труб с трещинами, что приводило к существенным операционным расходам операторов трубопроводных сетей [6]. Очевидной причиной этому служила многофакторность описываемого явления, которое связывают с негативным сочетанием характеристик трех групп факторов «металл – среда – механические напряжения» [3, 5, 7].

К настоящему времени большинством исследователей признано, что основными механизмами разрушения нагруженного металла в условиях контакта со средой являются локальное анодное растворение стали в вершине трещины (КРН в околонефтяных средах), стимулирование трещинообразования водородом (в кислых средах), а также коррозионная усталость (в случае длительных циклических нагрузок большого размаха).

В цикле работ ВНИИГАЗа [8–10] на основании комплексных исследований процесса коррозионно-механического разрушения стальных труб категории прочности K60 (зарубежный аналог – X70) и анализа реальных режимов эксплуатации МГ в Российской Федерации разработана модель разрушения подземных стальных газопроводов,

Ключевые слова: коррозионное растрескивание под напряжением, трубная сталь, сталь класса прочности K65, испытания материалов, балочные образцы, четырехточечный изгиб.

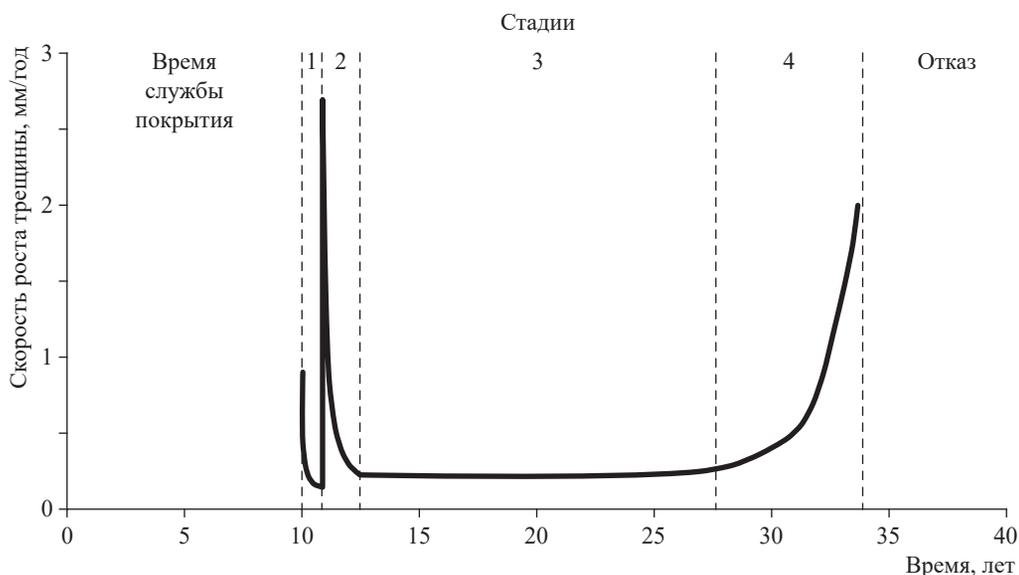


Рис. 1. Кинетическая модель развития дефекта КРН на трубах российских МГ [10]

подверженных стресс-коррозионным повреждениям, а также предложены практические рекомендации по безопасной эксплуатации труб в условиях риска возникновения КРН [10].

Модель КРН труб предусматривает следующие 5 стадий развития повреждений [9]:

- 1) инкубационный период от образования питтинга до появления трещины;
- 2) образование, начальный рост и стабилизация трещин;
- 3) развитие индивидуальной трещины в колонии;
- 4) развитие магистральной трещины;
- 5) точка разрушения.

Графическая интерпретация описанной модели КРН приведена на рис. 1 [10].

Поскольку физико-химические и механофизические процессы механизма КРН на МГ до конца не раскрыты и остаются предметом научных изысканий, актуальным представляется расширить исследования участия в процессе КРН особенностей структурного и напряженного состояния металла, обусловленных технологией производства проката и труб, от основательно изученных традиционных для МГ постройки 1970-х – начала 2000-х годов феррито-перлитных сталей классов прочности К56–К60 до феррито-бейнитного металла нового поколения класса прочности К65 (зарубежный аналог – X80), на который переходит российская газовая промышленность [11].

В настоящей публикации проведена оценка стойкости к КРН в околонейтральной среде трубных сталей класса прочности К65

на основании комплекса лабораторных коррозионно-механических испытаний.

Материалы и методики испытаний

Объектом представленных исследований являются образцы трубной стали от четырех труб класса прочности К65. Физико-химические испытания проводили при комнатных условиях окружающей среды. В качестве испытательного использовался раствор NS4 следующего состава, мг/л: KCl – 122; NaHCO₃ – 483; CaCl₂·2H₂O – 181; MgSO₄·7H₂O – 131. Величина pH стабилизировалась при значении 7,5 добавлением боратного буферного раствора.

Химический состав стали (табл. 1), определенный с использованием атомно-эмиссионного спектрометра согласно ГОСТ Р 54153-2010¹ для всех исследованных труб, соответствует данным сертификата на трубы, а повторяемость значений содержания химических элементов для образцов, отобранных из разных труб, свидетельствует о том, что выбранные для испытаний трубы могли быть изготовлены из металла одной плавки.

Стандартные механические испытания

Испытания образцов на растяжение проводили в соответствии с ГОСТ 1497-84² на разрывной машине ИР 5145-500 (производство РФ) с максимальным усилием 500 кН. Для испытаний

¹ См.: Сталь. Метод атомно-эмиссионного спектрального анализа: ГОСТ Р 54153-2010.

² См.: Металлы. Методы испытаний на растяжение: ГОСТ 1497-84.

Таблица 1

Массовая доля химических элементов труб из стали К65

	Массовая доля, %												
	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Cu	Nb	V	Ti	Al	Mo
Исследованная трубная сталь	0,042	0,19	1,81	0,013	0,003	0,2	0,125	0,183	0,063	0,004	0,013	0,026	0,18
Сведения из сертификата на трубы	0,04	0,18	1,82	0,01	0,001	0,18	0,13	0,18	0,06	0,004	0,022	0,03	0,15

из каждой трубы параллельно продольной оси вырезали по три образца с галтелью длиной 298 мм и шириной 40 мм.

Испытания на ударный изгиб проводили по методике в соответствии с ГОСТ 9454-78³ на маятниковом копре с энергией удара 300 Дж при температуре минус 5 °С. Для испытаний из каждой трубы вырезали по шесть образцов (три основного металла и три сварного соединения) с V-образным надрезом (Шарпи) каждый. Образцы имели следующие размеры, мм: высота – 10; длина – 55; ширина – 5 (основной металл) и 10 (сварное соединение).

Коррозионно-механические испытания

Испытания при малой скорости нагружения (англ. slow strain rate testing, SSRT) позволяют оценить стойкость трубной стали против КРН на 2-й стадии развития дефекта (см. рис. 1) по изменению ее пластических свойств – относительному сужению и относительному удлинению, а также время до разрыва образца в различных условиях [12, 13]. SSRT проводили согласно требованиям СТО Газпром 2-5.1-1290–2023⁴ на трех образцах для каждой серии испытаний в инертной (воздух) и коррозионно-активной средах при медленной (10^{-7} с⁻¹) скорости деформирования исследуемого образца. Исследованные цилиндрические образцы имели длину 70 мм, диаметр рабочей части – 2,5 мм, диаметр в зоне захватов – 5 мм. Рабочую часть образцов шлифовали в продольном направлении, для окончательной обработки использовали наждачную бумагу наименьшей зернистости (марки P2500).

Измерение диаметра поперечного сечения для расчета его площади выполняли штангенциркулем в нескольких местах. За начальную площадь поперечного сечения образца в его рабочей части приняли наименьшее из полученных значений. К одному из торцов припаивали проволоку для измерения потенциала (E). Поверхность образцов обезжировали ацетоном и, за исключением средней тонкой рабочей части, покрывали химически стойким лаком. На рис. 2 приведена схема закрепления образцов в захватах разрывной машины с погружением в испытательную среду [14].

Испытания проводили на базе оригинальной установки для испытаний цилиндрических образцов на медленное растяжение с максимальной нагрузкой 300 кН. При испытании в коррозионной среде также использовали потенциостат, электрохимическую ячейку и электроды для электрохимических

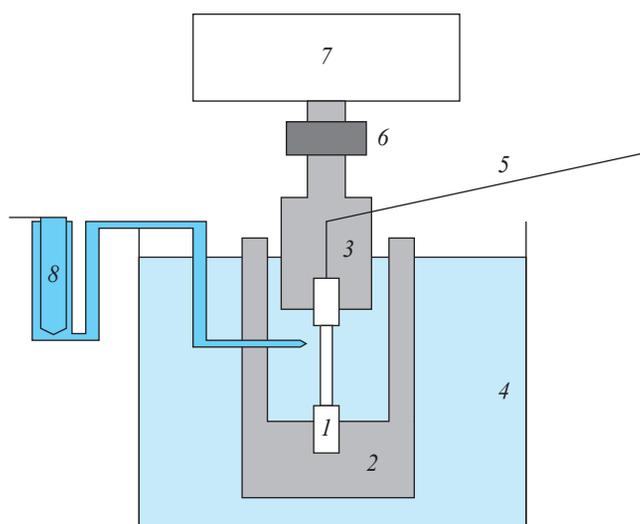


Рис. 2. Схема установки для медленного растяжения образцов: 1 – образец; 2 – неподвижный захват; 3 – подвижный захват; 4 – емкость с испытательным раствором; 5 – вывод для измерения потенциала; 6 – динамометр; 7 – электродвигатель с редуктором; 8 – электролитический ключ [14]

³ См.: Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах: ГОСТ 9454-78.

⁴ См.: Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Методы лабораторных испытаний металла труб магистральных газопроводов на коррозионное растрескивание под напряжением: СТО Газпром 2-5.1-1290–2023 (30-11.3-007–2023).

измерений. По результатам испытаний оценивали обобщенный показатель сопротивления стали КРН ($K_{\text{обобщ}}$), вычисляемый по формулам СТО Газпром 2-5.1-1290–2023⁴:

$$K_{\text{обобщ}} = \frac{K_{\psi} K_{\delta}}{\sqrt{K_{\psi}^2 + K_{\delta}^2}} 100 \%,$$

$$K_{\psi} = \frac{\psi_{\text{фон}}}{\psi}, \quad K_{\delta} = \frac{\delta_{\text{фон}}}{\delta},$$

где ψ и δ , $\psi_{\text{фон}}$ и $\delta_{\text{фон}}$ – относительные сужение и удлинение образца, испытанного на воздухе и в фоновой коррозионной среде соответственно.

Испытания балочных образцов с предварительно выращенной усталостной трещиной позволяют оценивать скорость развития индивидуальной трещины (см. рис. 1, стадия 3). Данные испытания проводили согласно СТО Газпром 2-5.1-1290–2023⁴.

Образец балочного типа размером $200 \times 15 \times 3$ мм имеет два отверстия для крепления в оснастке испытательной машины и концентратор напряжений в виде проточки треугольной формы на тонкой грани образца глубиной 3...5 мм по центру (рис. 3). Образцы вырезаются из трубы вдоль ее осевой линии на расстоянии 100...150 мм от продольного сварного шва. С помощью асимметричного циклического нагружения при частоте 2800 циклов/мин выращиваются усталостные трещины глубиной 5 мм, которые служат инициаторами развития трещин при коррозионных экспериментах. Вблизи берегов трещины сверлятся отверстия диаметром 1 мм, в которые запрессовывается медная проволока для измерения падения потенциала на участке образца с трещиной, при этом измерительный ток подводится через резьбовые контакты. Контакты и поверхность

образца, за исключением узкой зоны вокруг трещины, покрываются химически стойким лаком для защиты от испытательной среды.

Для выбора уровня механической нагрузки при испытаниях предварительно определяли критический коэффициент интенсивности напряжений (K_{IC}) путем доведения контрольного образца до разрыва. Расчет K_{IC} в вершине трещины проводили согласно [15] с использованием выражения для балочных образцов со сквозной боковой трещиной. Расчетное значение K_{IC} для исследуемой стали К65 (X80) составляет $125 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{1/2}$.

Образцы с трещиной закрепляли в трехэлектродной электрохимической ячейке с исследуемым электролитом (см. рис. 3). К образцам с помощью разрывной машины прикладывается постоянная нагрузка, не превышающая 60 % от K_{IC} ($75 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{1/2}$), и регистрируется изменение их электросопротивления. В условиях настоящих экспериментов прирост длины трещины за время испытаний (до 15 сут) был крайне незначительным, в связи с чем коэффициент интенсивности напряжений K принимали постоянным за время опыта.

Испытания проводили при ступенчатом подъеме уровня механических напряжений по схеме $0,7\sigma_{0,2}$, $0,9\sigma_{0,2}$, $1,0\sigma_{0,2}$ ($\sigma_{0,2}$ и σ_T (см. далее) – предел текучести) либо до разрушения образца. Скорость приращения усталостной трещины определяли по изменению электросопротивления образца с учетом контролируемой температуры.

Испытания при циклическом нагружении. Для оценки стойкости стали к развитию магистральной трещины КРН (см. рис. 1, стадия 4) проводили испытания, для ускорения которых применяли циклические нагружения модельных прямоугольных образцов размером

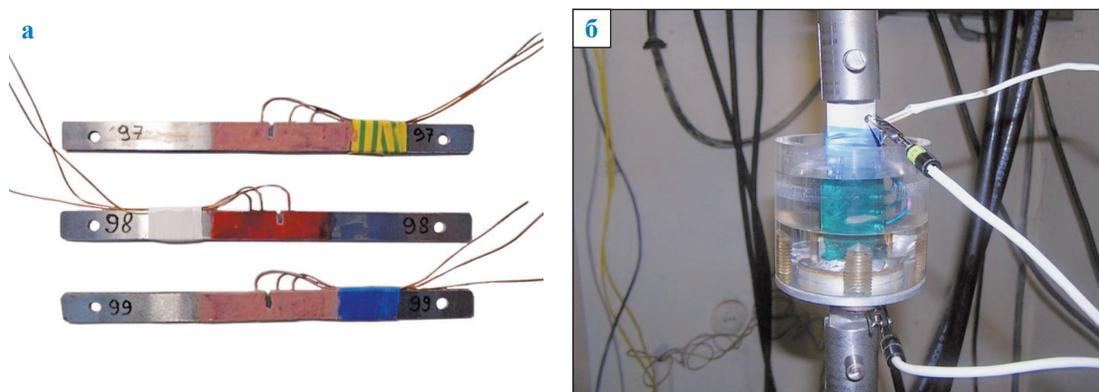


Рис. 3. Общий вид балочных образцов перед испытаниями (а) и смонтированной ячейки (б)

245×120 мм, вырезанных из зоны основного металла трубы либо содержащих продольный сварной шов. Для инициирования трещины на часть образцов наносили с использованием электроэрозионного станка пропилы шириной не более 0,3 мм и глубиной 10 мм. На образцах с пропилом выращивали усталостную трещину, после чего их подвергали высокочастотной циклической нагрузке.

Испытания проводили на универсальной сервогидравлической испытательной машине Walter+bai LFV-500 (производство Швейцарии) (рис. 4), для подведения электролита (коррозионной среды) использовали ячейку из пористого материала. Для каждого условия испытаний тест повторяли трижды.

Циклические испытания выполняли с пошаговым поднятием напряжения через каждые 10000 циклов в режиме $0,7\sigma_r$, $0,9\sigma_r$, $1,0\sigma_r$ до образования и роста трещины из пропила для имитации развития магистральной трещины в стали в заведомо консервативных условиях. В процессе испытания фиксировали время начала роста трещины и скорость распространения дефекта внутри материала образца. Время инициирования роста трещины фиксировали по изменению наклона диаграммы «перемещение захватов испытательной машины – прилагаемая нагрузка». Напряжение инициирования роста трещины определяли по точке перегиба кривой (точка пересечения касательных к экспериментальной кривой до и после зарождения трещины). Расчет скорости прироста трещины V , мм/цикл, осуществляли

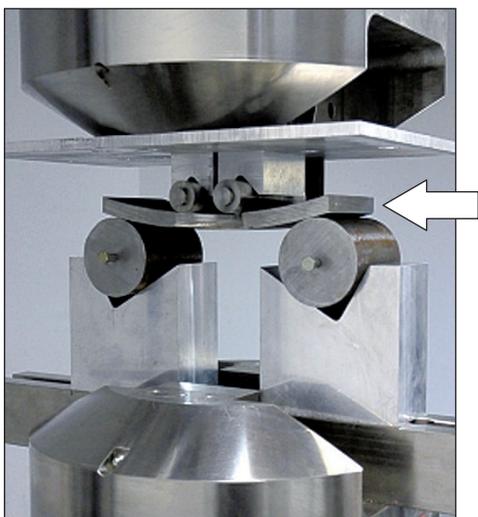


Рис. 4. Модельный образец (см. стрелку), установленный на испытательной машине

на основе данных визуально-измерительного контроля о ее приращении по поверхности в глубину образца Δs , мм, в изломе образца в зависимости от количества приложенных циклов нагружения N , шт.

Подготовка поверхностей образцов для исследования текстуры и остаточных напряжений заключалась в удалении наклепанного после резки слоя путем последовательного шлифования на наждачной бумаге с использованием шлифовально-полировальной машины и последующим электролитическим травлением в растворе ($70 \text{ мл H}_3\text{PO}_4 + 15 \text{ мл H}_2\text{SO}_4 + 6 \text{ г CrO}_3 + 15 \text{ мл H}_2\text{O}$) при напряжении 20 В и силе тока 2 А согласно требованиям СТО Газпром 2-5.1-1290–2023⁴.

Рентгеноструктурные исследования

Неоднородность текстуры по толщине стенки трубы оказывает влияние на ее склонность к КРН. Оценка субструктурных характеристик стали и уровня остаточных напряжений стали выполнена для определения глубины поверхностного слоя стали, в котором резкая переориентация зерен будет способствовать замедлению роста транскристаллитных зерен на стадии 2 и переходу процесса на стадию 3 согласно модели [8]. Исследования выполнены в соответствии с методикой рентгеновских исследований образцов металла труб магистральных газопроводов, изложенной в СТО Газпром 2-5.1-1290–2023⁴, с использованием дифрактометров D8 DISCOVER (Bruker AXS, Германия), а также ДРОН-3М и ДРОН-3 с автоматизированной текстурной приставкой («Буревестник», Россия). Съемка трех прямых полюсных фигур (ППФ) $\{011\}$, $\{001\}$ и $\{112\}$ проводилась стандартным методом на отражение с использованием излучения $\text{CrK}\alpha$ [16].

Для количественной оценки послойной текстурной неоднородности труб МГ использовали соотношения объемных долей основных компонент текстуры прокатки [16–19].

Оценка стойкости стали к КРН

На основании обобщенного показателя $K_{\text{обобщ}}$ оценивали стойкость металла труб к КРН по результатам SSRT-испытаний. Если $K_{\text{обобщ}}$ ниже 30 %, то стойкость металла труб к КРН оценивалась как «низкая». «Средняя» стойкость металла труб к КРН соответствовала значениям $K_{\text{обобщ}}$ от 30 до 50 %, а «высокая» при значениях $K_{\text{обобщ}}$ свыше 50 %.

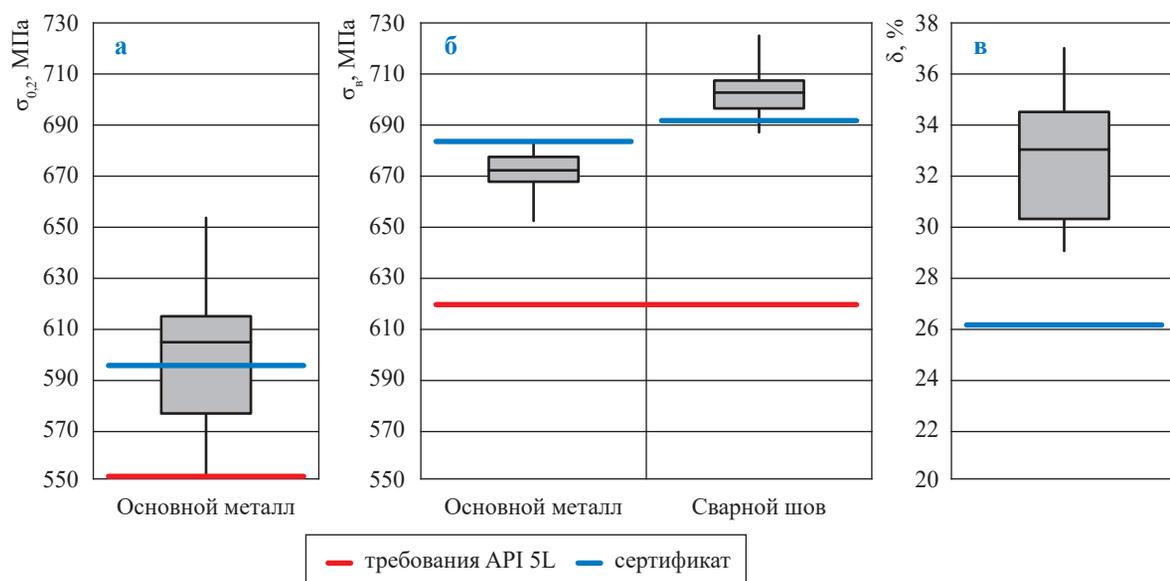


Рис. 5. Распределение пределов текучести $\sigma_{0,2}$ (а), прочности σ_r (б) и относительного удлинения (в) трубной стали К65

По результатам испытаний балочных образцов с усталостной трещиной и прямоугольных образцов при циклическом нагружении оценивалась скорость роста трещины КРН на соответствующей стадии ее развития. Результаты рентгеновских исследований позволяли на основе послойного распределения текстурных компонент и остаточных напряжений оценить глубину слоя, в котором ускоренно развиваются дефекты КРН.

Результаты и их обсуждение

Результаты испытаний на растяжение образцов стали из основного металла труб приведены на рис. 5 с привлечением подходов описательной статистики. На графике показаны медианное значение (среднее без учета повторяющихся значений измерений), нижний и верхний квартили 25%-ного отклонения от медианного значения (серые прямоугольники), а также минимальное и максимальное значения измерения («усы»), синим цветом нанесены значения из сертификата на трубы. Поскольку в данной работе исследовали металл зарубежного производителя, не имея возможности выяснить причины отклонений уровня измеренного предела прочности от сертификатных данных, при организации дальнейших исследований исходили из того, что основной массив измерений для предела текучести, предела прочности основного металла и предела прочности сварного соединения отвечает по сертификату требованиям

СТО Газпром 2-4.1-713-2013⁵ (зарубежный аналог – API 5L).

Результаты испытаний на ударный изгиб (рис. 6) указывают на то, что ударная вязкость основного металла труб ниже, чем значения, приведенные в выписке из сертификата. Возможно, такое расхождение данных связано с тем, что испытания проводились авторами на образцах с поперечным сечением $1 \times 0,5$ см, а не на общепринятых в трубной промышленности образцах сечением 1×1 см. В этой связи данный результат требует уточнения. Тем не менее следует отметить высокий уровень ударной вязкости исследуемого металла, в 4 раза превышающий требования СНиП 2.05.06-85⁶ к данному параметру.

Развитие трещины КРН на стадии начального роста протекает под действием растягивающих напряжений в трубе и моделировалось при проведении SSRT и испытаний балочных образцов с усталостной трещиной.

На рис. 7 показаны усредненные значения относительного сужения, относительного удлинения и времени до разрыва испытанных образцов, полученные по результатам SSRT. Величина относительного сужения (83 %) и удлинения на воздухе (13,5 %) образцов стали К65 по результатам проведенных исследований

⁵ См.: Технические требования к трубам и соединительным деталям: СТО Газпром 2-4.1-713-2013.

⁶ См.: Строительные нормы и правила. Магистральные газопроводы: СНиП 2.05.06-85.

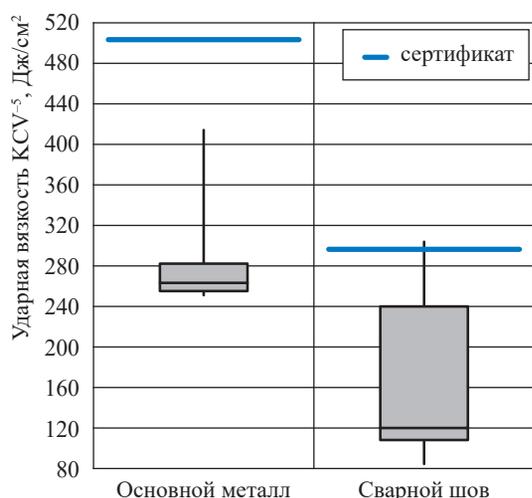


Рис. 6. Распределение ударной вязкости трубной стали К65

свидетельствует о довольно хороших вязко-пластических характеристиках данной стали. Ожидается материал сварного шва на стали К65 был менее пластичен ($\psi = 76\%$, $\delta = 9,3\%$), что обусловлено иным составом и структурой сварного шва. Установленный уровень пластичности основного металла труб может свидетельствовать о его способности противостоять развитию повреждений КРН.

Как и следовало ожидать, в слабоактивной среде NS4 с pH 7,5 при растяжении образцов зафиксировано незначительное снижение показателей пластичности исследуемой стали К65 (ψ составило 79 % для основного металла и 72 % для сварного шва).

По результатам SSRT-испытаний, умеренное повышение катодного потенциала приводит к снижению параметров стойкости исследуемой стали против КРН. Наблюдается монотонное уменьшение пластичности: величина ψ снижается до 68 % при $E = -0,9$ В и до 45 % при $E = -1,3$ В. (Здесь и далее значение потенциалов дано относительно медно-сульфатного электрода (МСЭ)). Возможным объяснением этому может быть повышение концентрации ионов водорода у поверхности металла, провоцирующее их адсорбцию, и снижение вязкопластических характеристик поверхностных слоев металла по механизму эффекта Ребиндера. Для обоснования такого предположения требуются отдельные исследования.

На рис. 8 приведены характерные изломы образца с малым остаточным сечением после испытания на воздухе (а) и большим остаточным сечением после испытания при $E = -1,3$ В (б).

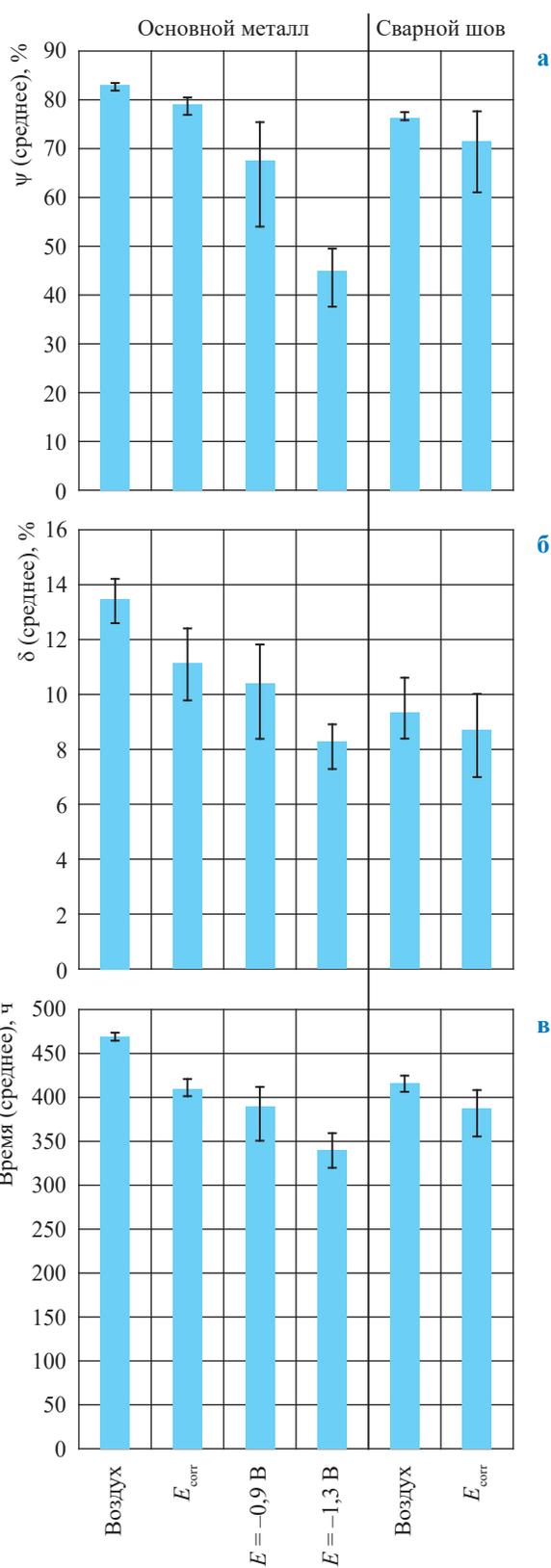


Рис. 7. Средние значения относительного сужения (а), относительного удлинения (б) и времени до разрыва (в) образцов стали К65 в различных условиях испытаний

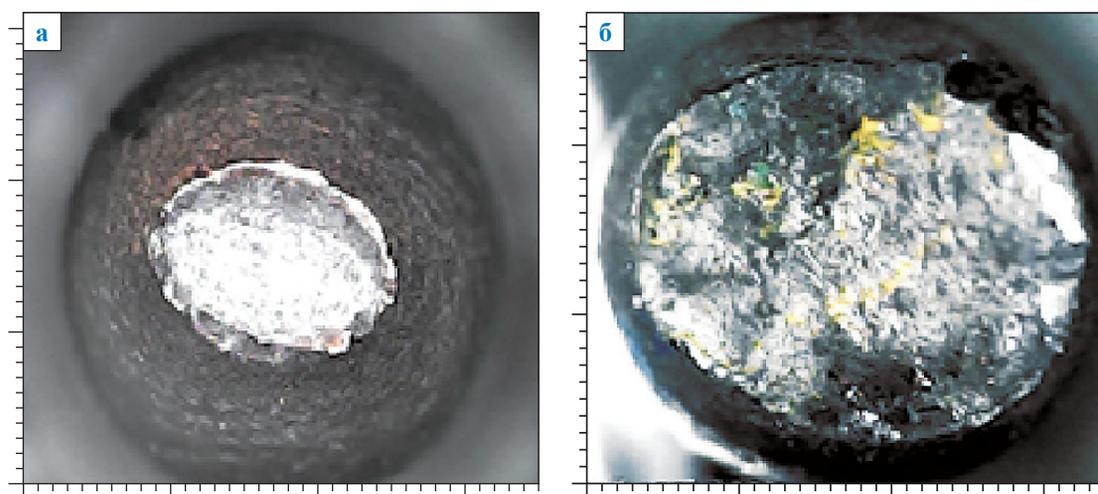


Рис. 8. Вид характерных изломов образцов с малым остаточным сечением после испытания на воздухе (а) и с большим остаточным сечением после испытания при $E = -1,3$ В (б)

Таблица 2

Оценка стойкости стали к КРН в среде NS4

Материал	E , В	$K_{\text{обобщ}}$, %	Стойкость против КРН
Основной металл	0	62,4	Высокая
	-0,9	56,1	Высокая
	-1,3	40,6	Средняя
Продольное сварное соединение	0	66,1	Высокая

Оценка стойкости стали против КРН на стадии развития индивидуальной трещины в колонии (стадия 2, см. рис. 1) по значению величины $K_{\text{обобщ}}$ приведена в табл. 2.

Характерный вид экспериментальной зависимости, полученной при испытании балочных

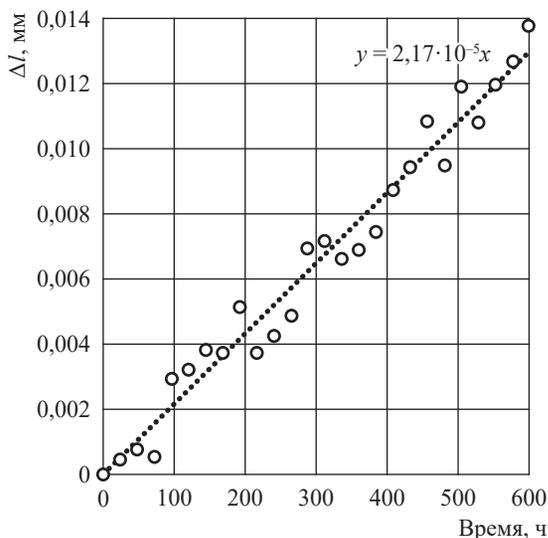


Рис. 9. Прирост длины трещины (Δl) со временем для образцов стали К65 в фоновом растворе NS4 при $K = 75$ МПа·мм^{1/2}

образцов с усталостной трещиной при статическом нагружении, приведен на рис. 9, а консолидированные данные по данному типу испытаний – на рис. 10.

С повышением температуры скорость растворения металла закономерно возрастает, что приводит к увеличению скорости роста трещины по механизму локального анодного растворения в вершине трещины (ЛАР) при испытаниях с нагревом до 40 °С и особенно до 60 °С (в 3,6 раз). Температурный фактор может оказывать как прямое влияние на скорость электродной реакции растворения железа, так и опосредованное – через ускорение диффузии коррозионно-активных компонентов среды к границе раздела фаз «материал – электролит». В первом случае взаимосвязь описывается общеизвестным уравнением Нернста, а во втором – уравнением Стокса – Эйнштейна. По мнению авторов, полученные в ходе эксперимента значения температурного ускорения процесса ЛАР свидетельствуют о преобладающем влиянии диффузионного фактора над электрокинетическим.

Данные по скорости роста трещин в стали К65 в нейтральной среде показывают ее

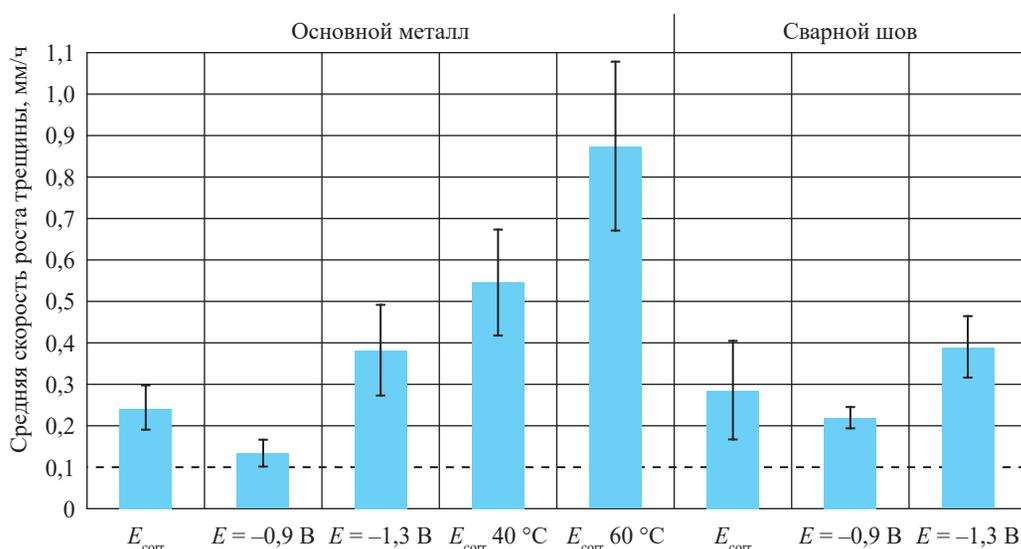


Рис. 10. Средние скорости роста трещин под нагрузкой в образцах стали K65 для основного металла и сварного шва:

пунктиром изображен условный предел чувствительности измерений, равный 0,1 мм/ч

ожидаемое снижение при $E = -0,9 \text{ В}$, однако дальнейшее разблагораживание потенциала до $E = -1,3 \text{ В}$ провоцирует ее увеличение (см. рис. 10), причем этот эффект более выражен для основного металла, чем для сварного шва.

Следовательно, торможение реакций по механизму ЛАР при небольшой катодной поляризации компенсирует наблюдаемое без катодной поляризации снижение пластичности стали, однако дальнейшее возрастание потенциала, возможно, приводит к тому, что доминирующим фактором разрушения становится воздействие ионов водорода на поверхность металла. Таким образом, следует отметить, что присутствие потенциала катодной поляризации на поверхности металла труб может оказывать значительно большее влияние на развитие повреждений КРН на МГ.

Поскольку докритическое развитие трещин КРН носит ярко выраженный транскристаллитный характер, существенное участие в формировании стойкости стали к КРН на стадии 2 имеют морфология структуры материала и, в особенности, характер распределения преимущественной кристаллографической ориентации зерен феррита (текстура феррита) по толщине стенки трубы. Важной характеристикой стойкости стали к КРН является граница (глубина) слоя металла с резким изменением текстуры [16–18], характерная для листового проката, из которого изготавливают трубы для МГ. Данный параметр может быть оценен по соотношению объемных

долей характеристических текстурных компонент.

Текстура внешних и центральных слоев исследованных труб существенно различается: во внешних слоях преобладают зерна с ориентацией $\{112\}\langle 111\rangle$ и $\{110\}\langle 001-112\rangle$, которые характерны для прокатки стальных листов в присутствии больших сдвиговых деформаций, что типично для зоны, находящейся в контакте с валками [20–22]. При этом центральные по толщине слои характеризуются типичными для прокатки стали компонентами текстурной неоднородности α -волокна $\{100-111\}\langle 110\rangle$, т.е. зернами, у которых кристаллографические нормали $\langle 110\rangle\parallel L$, компонентой $\{554\}\langle 225\rangle$ и слабой компонентой γ -волокна $\{111\}\langle 112-110\rangle$ – зернами, у которых кристаллографические плоскости $\{111\}$ параллельны плоскости прокатки исходного листа. Таким образом, приведенные данные свидетельствуют о наличии послойной неоднородности текстуры труб.

Послойное распределение соотношений различных компонент текстуры по толщине стенки трубы приведено на рис. 11, где виден слой резкого изменения текстуры в диапазоне толщины стенки трубы свыше 0,13 до 0,25 относительно ее поверхности. Согласно модели [9], переориентация зерен в подповерхностных слоях является одним из факторов, влияющих на замедление скорости роста вновь образованных трещин в глубину и, как следствие, увеличение отношения длины трещины к ее глубине на этапе 2. Это объясняется тем,

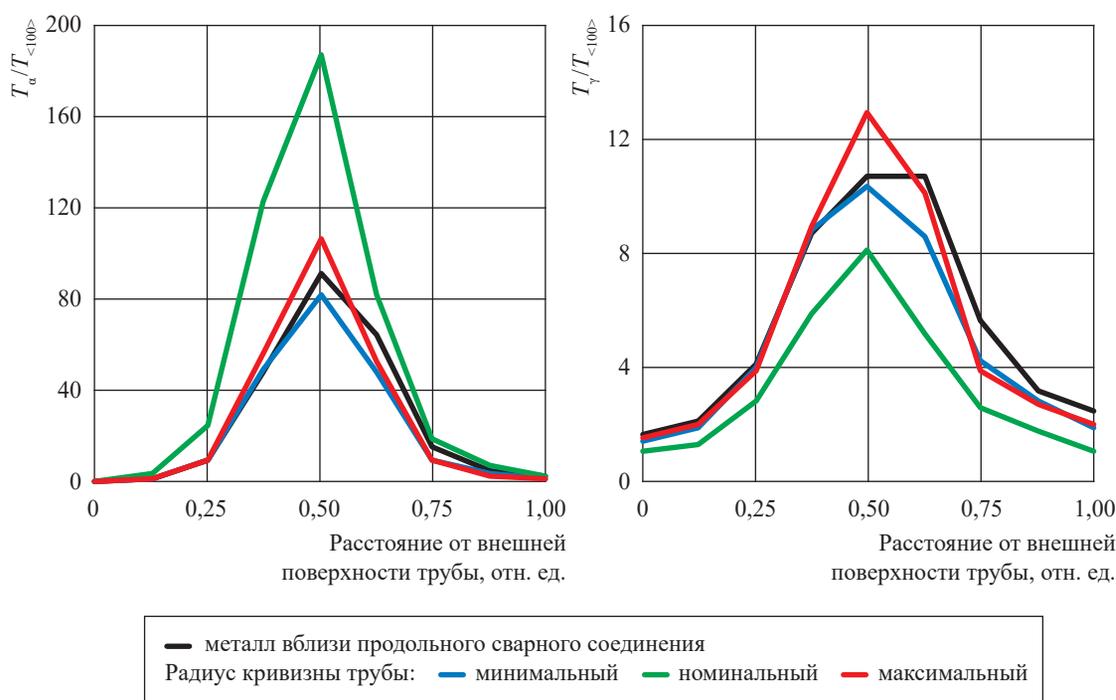


Рис. 11. Распределение параметров текстуры в основном металле труб для образцов, вырезанных по периметру трубы: T_α – интегральная интенсивность отражений рентгеновских лучей от α -волокна стали $\{001-111\}\langle 110 \rangle$; T_γ – интегральная интенсивность отражений рентгеновских лучей от γ -волокна $\{111\}\langle 211-110 \rangle$; $T_{\langle 100 \rangle}$ – интегральная интенсивность отражений рентгеновских лучей от кристаллографической плоскости $\langle 100 \rangle$, параллельной плоскости прокатки стального листа

что транскристаллитная трещина движется по определенным кристаллографическим плоскостям, и на границах между слоями с разными текстурами должна изменять плоскость своего распространения, что требует дополнительно напряжения [19].

Ранее на трубах из стали К60 установлено, что транскристаллитные трещины КРН тормозятся или вообще останавливаются по достижении границ между слоями с разными текстурами, глубина которых не превышала 2 мм (до 0,125 толщины стенки), и, следовательно, с разными ориентациями зерен [19]. Исследованные стали К60 характеризовались более размытой текстурой поверхности при меньшей глубине слоя с резко измененной текстурой [17], что согласно предложенной выше гипотезе способствовало замедлению скорости роста трещин на ранних стадиях процесса растрескивания, следовательно, более высокой стойкости стали К60 против КРН относительно исследованной стали К65.

Остаточные макронапряжения в металле стенки трубы закладываются и перераспределяются поэтапно на различных стадиях

ее изготовления, каждая из которых может существенно изменять картину распределения напряжений. Совокупная эпюра, показанная на рис. 12, состоит из напряжений:

- обусловленных взаимодействием слоев по толщине металла в условиях неравномерности пластической деформации и температурных полей и режимов при горячей прокатке исходных листов;
- вызванных пластическими деформациями в процессе формовки трубы в зависимости от ее технологии (подгибка кромок, пошаговый изгиб листа, трехвалковая формовка, формовка УОЕ);
- обусловленных сведением кромок и неравномерным разогревом металла при сварке продольного шва.

Финишное распределение и уровень остаточных упругих деформаций формируются в процессе экспандирования труб, характеризующегося пластической деформацией металла стенки трубы на 0,8...1,5 %.

Усредненные по четырем участкам трубы распределения остаточных напряжений приведены на рис. 13. В связи с тем что образование

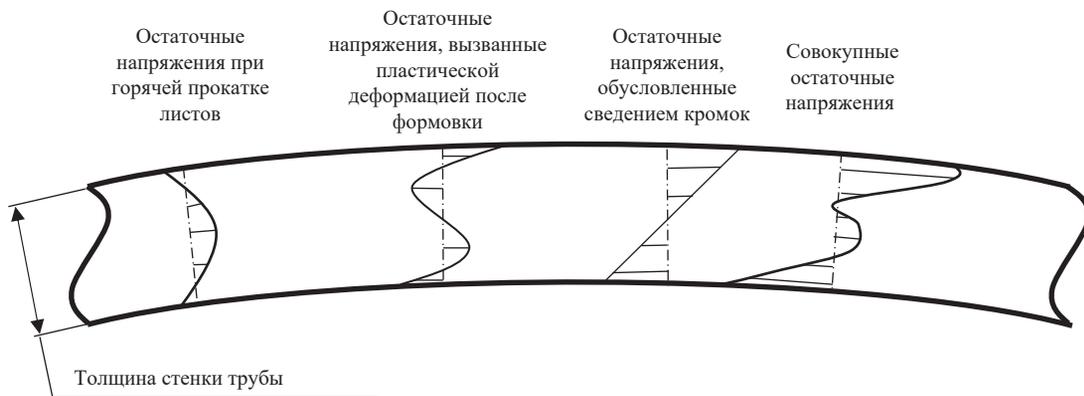


Рис. 12. Эпюры возможного распределения остаточных макронапряжений в стенке трубы, возникающих на различных стадиях ее изготовления

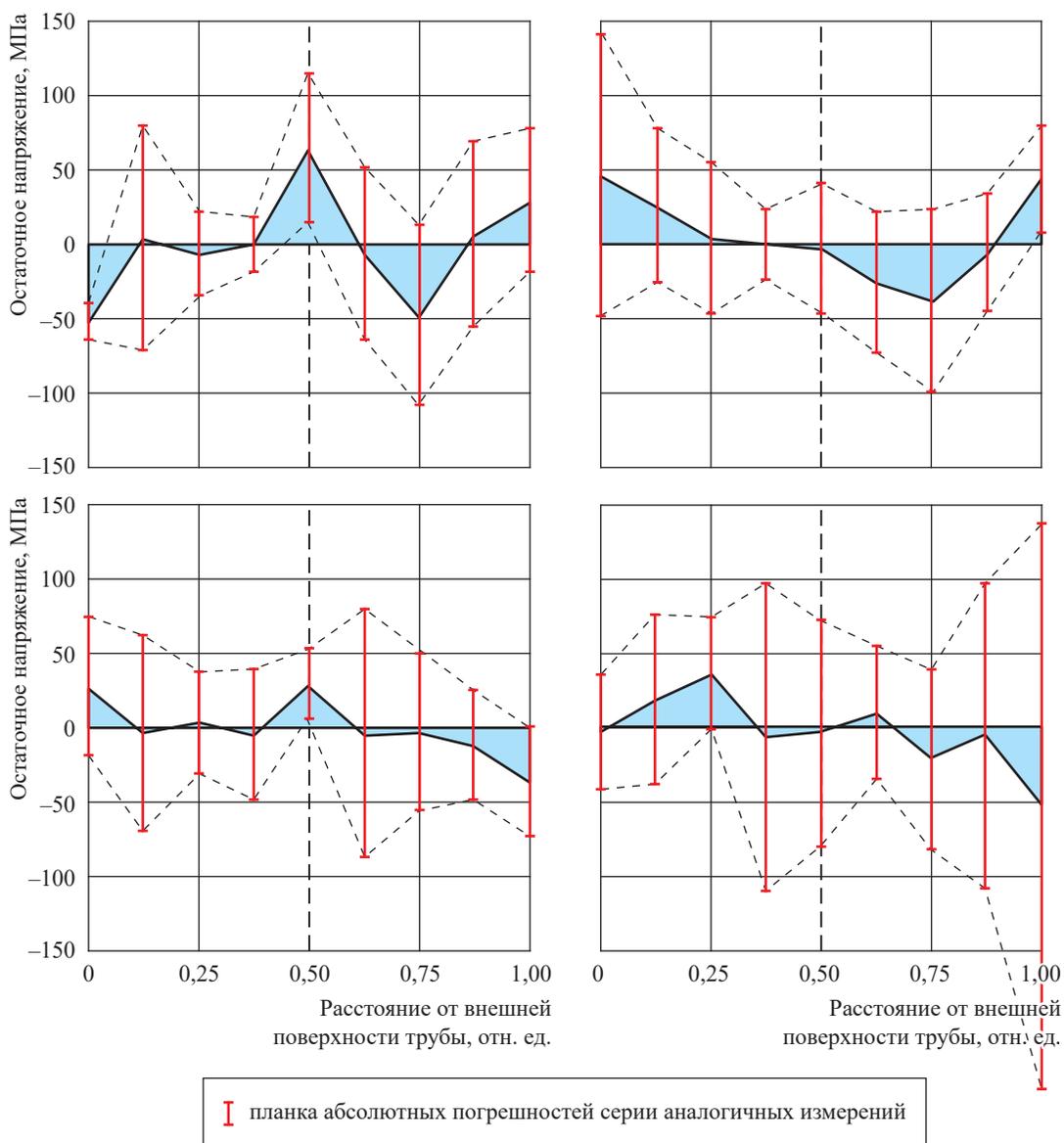


Рис. 13. Усредненные распределения остаточных напряжений на образцах четырех исследованных труб

и развитие трещин КРН на трубах МГ имеет локальный характер, наиболее значимыми являются точки наибольших положительных отклонений остаточных напряжений, поскольку они соответствуют тем участкам трубы, на которых наиболее вероятно зарождение и последующее развитие трещин КРН.

Полученные результаты свидетельствуют о более низком уровне остаточных напряжений и отсутствии закономерного их падения при удалении от внешней поверхности для исследованной стали по сравнению со сталями предыдущего поколения К60 [8]. Возможно, это обусловлено высоким качеством металла труб нового поколения К65, обеспечивающим равномерность распределения структурных составляющих металла по телу трубы, также существенным сужением зоны осевой ликвации металла по сравнению со «старыми» сталями.

Отметим, что на отдельных участках поверхности труб остаточные напряжения могут

достигать значений порядка 150 МПа. Наличие таких участков на поверхности труб обуславливает локальный характер зон образования и развития трещин КРН.

Испытания циклическим нагружением модельных образцов стали с нанесенным пропилом проведены для оценки кинетики развития индивидуальной трещины КРН в колонии в максимально жестких условиях нагружения, обусловленных его циклическостью, необходимых для ускорения эксперимента. Следует отметить, что реальные циклические нагрузки, возникающие при эксплуатации газопроводов, по своему уровню и количеству циклов не создают условий для усталостных процессов в металле труб и их разрушений по данной причине. Приращение трещины оценивали по поверхности образца и в глубину в ходе инспекции излома после завершения испытаний. Внешний вид изломов образцов приведен на рис. 14.

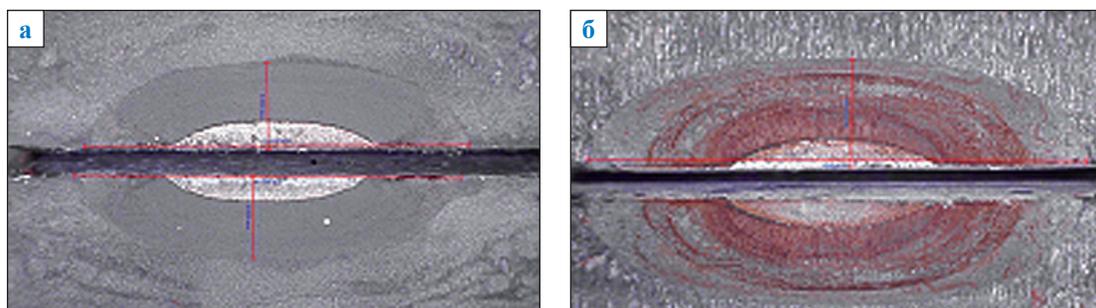


Рис. 14. Виды изломов образцов с пропилами и выращенными трещинами в различных условиях: а – на воздухе, б – в NS4 (рН = 7,5)

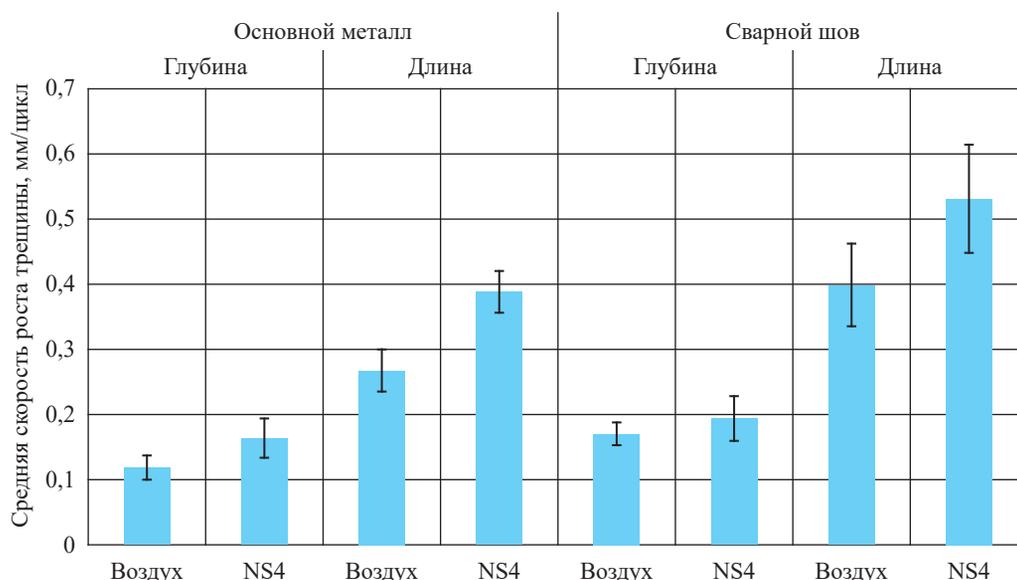


Рис. 15. Результаты определения средней скорости роста трещин в глубину и в длину после испытаний в глубину и длину для основного металла и продольного сварного шва

Сравнительный анализ средней скорости роста трещин представлен на рис. 15. Во всех случаях развитие трещины в направлении плоскости поверхности образца в 2 раза выше, чем в глубину, что является подтверждением полуэллиптического характера распространения трещины в материале. При этом скорость роста трещины на воздухе в основном металле составила 0,267 мм/цикл в длину и 0,118 мм/цикл в глубину. Наличие коррозионной среды при этом способно на 35...45 % повышать скорость распространения трещины.

Испытания на образцах со сварным швом продемонстрировали увеличение скорости роста трещины в 1,2...1,5 раза по сравнению с основным металлом трубы, что подтверждает меньшую стойкость металла сварного соединения к развитию КРН.

Выводы

1. Сталь К65 по показателям пластических свойств относится к категории высокой стойкости против КРН ($K_{\text{общ}} > 50$), при этом наблюдается некоторое закономерное снижение пластичности стали под нагрузкой в коррозионной среде по сравнению с образцами, испытанными на воздухе, что связано с протеканием микролокальных коррозионных процессов. Показано, что в условиях катодной поляризации при $E = -1,3$ В (МСЭ) за счет возможного взаимодействия ионов водорода с

микроструктурными объектами поверхности металла его стойкость против КРН снижается ($K_{\text{общ}} = 40,6$).

2. Комплекс рентгеноструктурных исследований показал, что поверхностные слои исследуемой стали по параметрам текстуры характеризуются низкой стойкостью против КРН на глубину до 0,25 толщины стенки трубы, причем наименее стойкой зоной является поверхность продольного сварного соединения. Скорость роста трещины в таких условиях равна 0,24 и 0,28 мм/год для основного металла трубы и для зоны продольного сварного соединения соответственно.

3. Показано, что при циклических испытаниях на воздухе трещина в стали растет по полуэллиптической траектории со скоростью порядка 0,7 % от толщины стенки трубы за 1 цикл нагружения. Наличие коррозионной среды при этом на 35...45 % повышает скорость распространения трещины.

4. Материал сварного соединения менее пластичен и менее стоек против КРН при катодной поляризации по причине большей разнородности структуры по сравнению с материалом основного металла трубы. Установлено, что скорость развития индивидуальной трещины в колонии в сварном шве в 1,2...1,5 раза выше, чем в аналогичных условиях для основного металла трубы.

Список литературы

1. Pourazizi R. Investigation of different failure modes in oil and natural gas pipeline steels / R. Pourazizi, M.A. Mohtadi-Bonab, J.A. Szpunar // Engineering Failure Analysis. – 2020. – Т. 109. – Ст. № 104400.
2. Алимов С.В. Концепция диагностирования и ремонта магистральных газопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии / С.В. Алимов, А.Б. Арабей, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № S2 (724). – С. 10–15.
3. Cheng Y.F. Stress corrosion cracking of pipelines / Y.F. Cheng. – Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2013. – 275 с.
4. Иванова М.В. Научная конференция Международного газового союза IGRC-2014 / М.В. Иванова, Ю.Д. Солодов, А.Ф. Зайнуллин и др. // Газовая промышленность. – 2014. – № 12 (715). – С. 78–79.
5. Report of public inquiry concerning stress corrosion cracking on Canadian oil and gas pipelines: report of the inquiry: MH-2-95 / National Energy Board. – Calgary, Alberta, Canada: NEB, 1996.
6. Ряховских И.В. Приоритетные направления развития технологических инноваций ПАО «Газпром» для обеспечения длительной безопасной эксплуатации газопроводов / И.В. Ряховских, В.В. Бессель // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2021. – № 6 (98). – С. 28–36.
7. Ryakhovskikh I.V. Intergranular stress corrosion cracking of steel gas pipelines in weak alkaline soil electrolytes / I.V. Ryakhovskikh, R.I. Bogdanov, V.E. Ignatenko // Engineering Failure Analysis. – 2018. – Т. 94. – С. 87–95.
8. Ryakhovskikh, I.V. Regularities of the near-neutral pH stress corrosion cracking of gas pipelines = Закономерности развития стресс-коррозии труб магистральных газопроводов в средах

- с околонеутральным водородным индексом / I.V. Ryakhovskikh; на англ. // Вести газовой науки: науч.-технический. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 3 (40): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 43–59.
9. Ryakhovskikh I. Model of stress corrosion cracking and practical guidelines for pipeline operation / I. Ryakhovskikh, R.I. Bogdanov // Engineering Failure Analysis. – 2021. – Т. 121. – № 105134.
 10. Ряховских И.В. Безопасная эксплуатация газопроводов на основе модели управления коррозионным растрескиванием под напряжением / И.В. Ряховских // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 1 (50): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 17–30.
 11. Русакова В.В. Перспективы применения высокопрочных труб категории прочности K65 для проектов дальнего транспорта газа / В.В. Русакова, Т.П. Лобанова // Наука и техника в газовой промышленности. – 2009. – № 1 (36). – С. 4–7.
 12. Конищев К.Б. Особенности механизма коррозионного растрескивания под напряжением металла труб в средах, содержащих сероводород и диоксид углерода / К.Б. Конищев, А.М. Семенов, А.С. Чабан и др. // Вести газовой науки: науч.-технический. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 3 (40): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 60–66.
 13. Чиркунов А.А. Европейский конгресс по коррозии EUROCORR-2012 / А.А. Чиркунов, Р.В. Кашковский, А.В. Гончаров // Коррозия: материалы, защита. – 2013. – № 1. – С. 44–48.
 14. Ignatenko V.E. Application of SSRT to estimate the effect of corrosive medium on the liability of X70 pipe steel to stress corrosion cracking / V.E. Ignatenko, Yu.I. Kuznetsov, A.B. Arabei et al. // Int. J. Corros. Scale Inhib. – 2013. – Т. 2. – № 4. – С. 318–336.
 15. Murakami Y. Metal fatigue: Effects of small defects and nonmetallic inclusions / Y. Murakami. – Elsevier, 2002. – 384 с.
 16. Isaenkova M. Modern methods of experimental construction of texture complete direct pole figures by using X-ray data / M. Isaenkova, Yu. Perlovich, V. Fesenko // Materials Science and Engineering. – 2016. – Т. 130. – Ст. № 012055. – (IOP Conf. Series).
 17. Perlovich Yu.A. Correlation between the resistance to stress corrosion cracking of steel tubes of gas pipelines with their layerwise texture inhomogeneity / Yu.A. Perlovich, I.V. Ryakhovskikh, M.G. Isaenkova et al. // KnE Materials Science. – 2018. – С. 179–186.
 18. Perlovich Yu.A. Effect of layerwise structural inhomogeneity on stress-corrosion cracking of steel tubes / Yu.A. Perlovich, M.A. Isaenkova, O.A. Krymskaya et al. // Materials Science and Engineering. – 2016. – Т. 130. – Ст. № 012009. – (IOP Conf. Series).
 19. Перлович Ю.А. Механизмы коррозионного растрескивания под напряжением труб магистральных газопроводов по данным рентгеновского исследования их структурных особенностей / Ю.А. Перлович, М.Г. Исаенкова, О.А. Крымская, Н.С. Морозов, П.С. Джумаев, Р.А. Минушкин // Вести газовой науки: науч.-технический. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 3 (40): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 22–33.
 20. Jonas J. Transformation textures associated with steel processing / J. Jonas // Microstructure and Texture in Steels and other Materials. – Springer, 2009. – С. 3–17.
 21. Raabe D. Overview on basic types of hot rolling textures of steels / D. Raabe // Steel Research International. – 2003. – Т. 74. – С. 327–337.
 22. Engler O. A study of through-thickness texture gradients in rolled sheets / O. Engler, M.-Y. Huh, C.N. Tome // Metallurgical and materials transactions. – 2000. – Т. 31. – С. 2299–2315.

Modelling stress corrosion for high-strength gas pipes. Part 1. Laboratory testing of pipeline steel

I.V. Ryakhovskikh^{1*}, M.Yu. Nedzvetskiy^{1,2}, R.V. Kashkovskiy¹, S.I. Pogulyayev¹, A.V. Nishchik¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² Gazprom PJSC, Block 1, Bld. 3, Estate 2, Lakhtinskiy prospect, St. Petersburg, 197229, Russian Federation

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

Abstract. Stress corrosion of pipes poses a major threat to safe operation of the extended nets of the long-run large-diameter gas pipelines. On the background of the complex mechanochemical and X-ray structural tests, the coming forward article assesses the stress-corrosion resistance of the modern K65-grade pipe steels (the similar foreign marking is X80). The drivers for changing the steel properties were estimated against a modeled subsoil electrolyte, against the cathode polarization, and against the elevated temperature.

Keywords: stress corrosion, pipeline steel, K65-grade steel, materials testing, steel-beam sample, four-point bend.

References

1. POURAZIZI, R., M.A. MOHTADI-BONAB, J.A. SZPUNAR. Investigation of different failure modes in oil and natural gas pipeline steels. *Engineering Failure Analysis*, 2020, vol. 109, no. 104400, ISSN 1350-6307.
2. ALIMOV, S.V., A.B. ARABEY, I.V. RYAKHOVSKIKH et al. Concept of diagnosing and repairing trunk gas pipelines in the regions highly liable for stress corrosion [Kontseptsiya diagnostirovaniya i remonta magistralnykh gazoprovodov v regionakh s vysokoy predraspolozhennostyu k stress-korrozii]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2015, no. S2 (724), pp. 10–15, ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. CHENG, Y.F. *Stress corrosion cracking of pipelines*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2013.
4. IVANOVA, M.V., Yu.D. SOLODOV, A.F. ZAYNULLIN et al. Scientific conference IGRC-2014 of the International Gas Union [Nauchnaya konferentsiya Mezhdunarodnogo gazovogo soyuza IGRC-2014]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2014, no. 12 (715), pp. 78–79, ISSN 0016-5581. (Russ.).
5. NATIONAL ENERGY BOARD. *Report of public inquiry concerning stress corrosion cracking on Canadian oil and gas pipelines: report of the inquiry: MH-2-95*. Calgary, Alberta, Canada: NEB, 1996.
6. RYAKHOVSKIKH, I.V., V.V. BESSEL. Priority directions of technological innovations development of PJSC «Gazprom» to ensure long-term safe operation of gas pipelines [Prioritetnyye napravleniya razvitiya tekhnologicheskikh innovatsiy PAO «Gazprom» dlya obespecheniya dlitelnoy bezopasnoy ekspluatatsii gazoprovodov]. *Problemy Ekonomiki i Upravleniya Neftegazovym Kompleksom*, 2021, no. 6 (98), pp. 28–36. ISSN 1999-6942. (Russ.).
7. RYAKHOVSKIKH, I.V., R.I. BOGDANOV, V.E. IGNATENKO. Intergranular stress corrosion cracking of steel gas pipelines in weak alkaline soil electrolytes. *Engineering Failure Analysis*, 2018, vol. 94, pp. 87–95, ISSN 1350-6307.
8. RYAKHOVSKIKH, I.V. Regularities of the near-neutral pH stress corrosion cracking of gas pipelines. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 3 (40): Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking, pp. 43–59. ISSN 2306-8949.
9. RYAKHOVSKIKH, I.V., R.I. BOGDANOV. Model of stress corrosion cracking and practical guidelines for pipeline operation. *Engineering Failure Analysis*, 2021, vol. 121, no. 105134. ISSN 1350-6307.
10. RYAKHOVSKIKH, I.V. Safe operation of gas pipelines on the grounds of stress-corrosion control modelling [Bezopasnaya ekspluatatsiya gazoprovodov na osnove modeli upravleniya korroziionnym rastreskivaniyem pod napryazheniyem]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, no. 1: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking, pp. 17–30. ISSN 2306-8949. (Russ.).
11. RUSAKOVA, V.V., T.P. LOBANOVA. Outlooks for application of high-strength K65-grade pipelines for projects of long-distant gas transportation [Perspektivy primeneniya vysokoprochnykh trub kategorii prochnosti K65 dlya proyektov dalnego transporta gaza]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2009, no. 1 (36), pp. 4–7. ISSN 2070-6820. (Russ.).
12. KONISHEV, K.B., A.M. SEMENOV, A.S. CHABAN, et al. Specifics of pipe metal stress corrosion within the media containing H₂S and CO₂ [Osobennosti mekhanizma korroziionnogo rastreskivaniya pod napryazheniyem metalla trub v sredakh, sodержashchikh serovodorod i dioksid ugleroda]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 3 (40): Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking, pp. 60–66. ISSN 2306-8949. (Russ.).
13. CHIRKUNOV, A.A., R.V. KASHKOVSKIY, A.V. GONCHAROV. European congress on corrosion EUROCORR-2012 [Yevropeyskiy kongress po korrozii EUROCORR-2012]. *Korroziya: Materialy, Zashchita*, 2013, no. 1, pp. 44–48, ISSN 1813-7016. (Russ.).
14. IGNATENKO, V.E., Yu.I. KUZNETSOV, A.B. ARABEI et al. Application of SSRT to estimate the effect of corrosive medium on the liability of X70 pipe steel to stress corrosion cracking. *Int. J. Corros. Scale Inhib.*, 2013, vol. 2, no. 4, pp. 318–336, ISSN 2305-6894.
15. MURAKAMI, Y. *Metal fatigue: Effects of small defects and nonmetallic inclusions*. Elsevier, 2002.
16. ISAENKOVA, M., YU. PERLOVICH, V. FESENKO. Modern methods of experimental construction of texture complete direct pole figures by using X-ray data. *IOP Conf. Series. Materials Science and Engineering*, 2016, vol. 130, no. 012055, ISSN 0928-4931.
17. PERLOVICH, Yu.A., I.V. RYAKHOVSKIKH, M.G. ISAENKOVA et al. Correlation between the resistance to stress corrosion cracking of steel tubes of gas pipelines with their layerwise texture inhomogeneity. *KnE Materials Science*, 2018, pp. 179–186, ISSN 2519-1438.

18. PERLOVICH, Yu.A., M.A. ISAENKOVA, O.A. KRYMSKAYA et al. Effect of layerwise structural inhomogeneity on stress-corrosion cracking of steel tubes. *IOP Conf. Series. Materials Science and Engineering*, 2016, vol. 130, no. 012009, ISSN 0928-4931.
19. PERLOVICH, Yu.A., M.G. ISAYENKOVA, O.A. KRYMSKAYA et al. Mechanics of stress corrosion in trunk gas pipes according to X-ray studies of pipe structural characteristic [Mekhanizmy korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniyem trub magistralnykh gazoprovodov po dannym rentgenovskogo issledovaniya ikh strukturnykh osobennostey]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 3 (40): Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking, pp. 22–33. ISSN 2306-8949. (Russ.).
20. JONAS, J. Transformation textures associated with steel processing. In: *Microstructure and Texture in Steels and other Materials*. Springer, 2009, pp. 3–17.
21. RAABE, D. Overview on basic types of hot rolling textures of steels. *Steel Research International*, 2003, vol. 74, pp. 327–337, ISSN 1611-3683.
22. ENGLER, O., M.-Y. HUH, C.N. TOME. A study of through-thickness texture gradients in rolled sheets. *Metallurgical and Materials Transactions*, 2000, vol. 31, pp. 2299–2315, ISSN 1073-5623.

УДК 622.691.4

Предотвращение стратификации при взаимном вытеснении газов из магистрального газопровода

С.А. Лукин^{1,2*}, А.С. Алихашкин^{1,2}, Д.И. Ширяпов¹, Ю.А. Маянц¹, В.В. Васильковский²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-т, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

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

Тезисы. Вытеснение различных газов из газопровода является стандартной и распространенной практикой при строительстве, капитальном ремонте, реконструкции, консервации и ликвидации магистральных газопроводов. В процессе выполнения таких операций возникают ситуации, требующие удаления воздуха или природного газа из полости газопровода либо, наоборот, закачки природного или инертного газа. Для обеспечения полного вытеснения исходного газа следует проводить мероприятия, предотвращающие возникновение стратификации (каналирования).

В статье рассмотрена проблема отсутствия регламентирования в нормативной и технической документации ПАО «Газпром» мероприятий, предотвращающих стратификацию при взаимном вытеснении газов. Целью выполненной авторами работы является совершенствование технологии взаимного вытеснения газов из газопровода за счет определения условий возникновения стратификации и разработки мер ее предотвращения, реализация которых обеспечит ресурсосбережение и позволит повысить экологичность и безопасность проведения операций вытеснения.

Авторы описывают механизм стратификации при взаимном вытеснении газов из газопровода. Описаны основные аспекты взаимодействия вытесняющего и вытесняемого газов на линии их контакта при различных режимах течения. Проанализированы существующие зарубежные методики определения минимально допустимой скорости вытесняющего газа на основе задания критического числа Ричардсона ($Ri_{кр}$) как критерия возникновения стратификации. Авторами обращено внимание на то, что в зарубежных методиках отсутствует общепринятое единое значение $Ri_{кр}$. Отмечается необходимость проведения дополнительных экспериментов для определения оптимального $Ri_{кр}$. В качестве мероприятий, предотвращающих стратификацию, авторы предлагают проводить на этапе проектирования вытеснения подбор компрессорного оборудования, обеспечивающего как минимум минимально допустимую скорость вытесняющего газа. До проведения дополнительных экспериментов при выборе минимально допустимого значения скорости предложено руководствоваться действующей зарубежной нормативной документацией.

Полученные результаты представляют практический интерес с точки зрения нормативного регулирования технологии выполнения операций взаимного вытеснения газов из газопровода, а также мероприятий, предотвращающих стратификацию.

Вытеснение различных газов из газопровода является стандартной и распространенной практикой при строительстве, капитальном ремонте, реконструкции, консервации и ликвидации магистральных газопроводов (МГ) [1]. Вытеснение газа из газопровода другим газом – это процесс принудительного (под действием давления) перемещения исходного (вытесняемого) газа, находящегося в газопроводе, закачиваемым вытесняющим газом [1]. Наиболее распространенными газами, участвующими в операциях по вытеснению на МГ, являются воздух, природный газ и азот [2].

В процессе проведения работ для обеспечения полного вытеснения исходного газа следует особое внимание уделять мероприятиям, предотвращающим возникновение стратификации (каналирования) [3]. Стратификация приводит к расслоению вытесняемого и вытесняющего газов, т.е. к снижению качества вытеснения.

Ключевые слова:

газопровод, стратификация, вытеснение, продувка, консервация, заполнение.

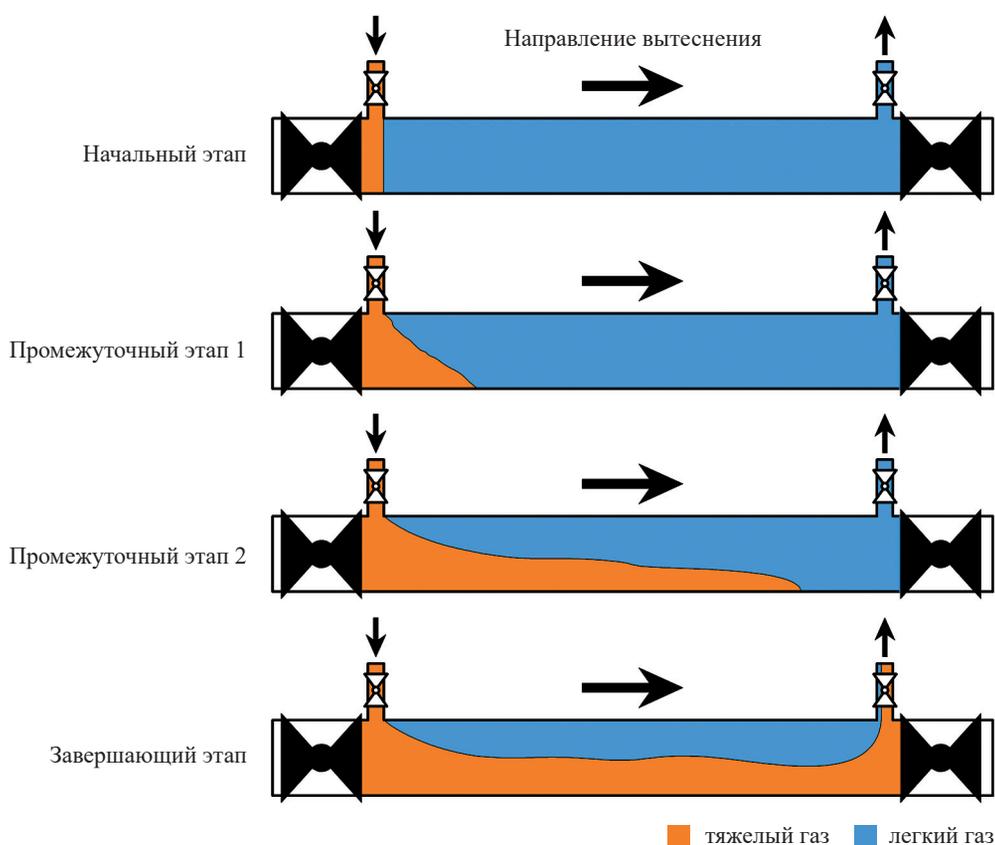


Рис. 1. Взаимное вытеснение газов из газопровода при стратификации

При стратификации более тяжелый газ протекает (рис. 1) под более легким газом, или, наоборот, более легкий протекает над более тяжелым газом¹.

Нормативной и технической документацией ПАО «Газпром» мероприятия, предотвращающие стратификацию, не регламентируются. Однако это делать необходимо, особенно при участии в процессе вытеснения горючего и окисляющего газов (в таком случае стратификация может привести к взрыву из-за неполного вытеснения исходного газа из газопровода и образования взрывоопасной газозвушной смеси большого объема).

В случае проведения мероприятий, предотвращающих стратификацию, при выполнении вытеснения будет исключен этап «неправильного» вытеснения, когда из-за стратификации газоанализатор фиксируется неполное вытеснение исходного газа в течение продолжительного времени. Таким образом, указанные

мероприятия будут способствовать сокращению ресурсов, затрачиваемых на вытеснение, а также уменьшению выбросов парниковых газов (если в качестве вытесняющего агента применяют природный газ) и повышению безопасности проведения операций вытеснения.

В связи с вышеизложенным поставлена задача совершенствования технологии взаимного вытеснения газов из газопровода за счет определения условий возникновения стратификации и разработки мер ее предотвращения.

Механизм стратификации

Статическим давлением столба газа ($P_{ст}$) называется давление, создаваемое столбом газа в своей нижней точке:

$$P_{ст} = H_{ст} \rho g, \text{ Па}, \quad (1)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с^2 ; ρ – плотность газа, кг/м^3 ; $H_{ст}$ – высота столба газа, м .

Рассмотрим газопровод, в котором при одинаковом низком давлении (близком к атмосферному) в неподвижном состоянии (вытеснения не происходит, скорость вытесняющего газа равна нулю) находятся два газа

¹ На рис. 1 (а также на рис. 2 и 3 далее) граница между газами условная, в реальности в области границы за счет молекулярной, конвективной и турбулентной (при турбулентном режиме) диффузии формируется буферная зона смеси, состоящая из двух газов.

разных плотностей ρ_1 и ρ_2 ($\rho_1 > \rho_2$), разделенные непроницаемой стенкой (рис. 2, см. а). Соответственно, в точках A и B , расположенных около нижней образующей газопровода, статические давления столбов газов также отличаются: $P_{ст1} > P_{ст2}$.

Задача, приведенная на рис. 2, называется блок-обменом (*англ.* block-exchange). Она экспериментально и теоретически подробно изучена [4] для случая, когда в процессе участвуют две жидкости разной плотности. Теоретически принимается [5–8], что газы в условиях задачи блок-обмена ведут себя так же, как жидкости. Экспериментального решения задачи блок-обмена непосредственно для газов обнаружить не удалось.

Если принять за аксиому, что газы в условиях задачи блок-обмена ведут себя аналогично жидкостям, то при исчезновении стенки между газами (см. рис. 2б) из-за разницы статических давлений столбов газов ($P_{ст1} > P_{ст2}$) в нижней части поперечного сечения трубы более тяжелый газ устремится под более легкий газ (выталкивая легкий газ с частичным перемешиванием). Следует учитывать, что на рис. 2б для упрощения не отображен буферный слой¹ смеси газов.

Течения, образующиеся в нижней и верхней частях трубы, называют гравитационными, так как они связаны с действием силы тяжести. Скорости нижнего и верхнего гравитационных течений равны друг другу ($W_{грав1} = W_{грав2} = W_{грав}$, см. рис. 2б) в соответствии с законом сохранения масс (неразрывности потока), а также из-за круглой формы поперечного сечения трубы [4], в которой происходит процесс. Течение

вытесняющего газа со скоростью $W_{грав1}$ в нижней части будет провоцировать течение вытесняемого газа со скоростью $W_{грав2}$ в верхней части в обратном направлении (легкий газ стремится занять освобождающуюся зону, ранее занимаемую тяжелым газом, уходящим вниз).

Исходя из вышеизложенного можно сформулировать следующее определение термина «стратификация газов»: *стратификация (каналирование) газов* – процесс разделения на слои газов с различной плотностью за счет силы тяжести в процессе их взаимного вытеснения из газопровода.

Поскольку стратификация возникает из-за разницы плотностей газов, участвующих в вытеснении, то стратификацию следует учитывать и при осушке газопроводов (когда сухой воздух ($\rho = 1,205 \text{ кг/м}^3$ при стандартных условиях) вытесняет влажный ($\rho = 1,178 \text{ кг/м}^3$ при стандартных условиях)). Особенно важны мероприятия, предотвращающие стратификацию, если осушку проводят сухим воздухом высокой температуры (чем выше температура, тем больше разница между плотностями сухого и насыщенного влагой воздуха).

Условия предотвращения стратификации

Явление стратификации возникает, когда скорость вытесняющего газа ($W_{выт.г}$) меньше скорости гравитационных течений ($W_{выт.г} < W_{грав}$). Обычно стратификация возникает при ламинарном режиме (рис. 3, см. а), в таком случае в верхней части трубы течение вытесняющего газа $W_{выт.г}$ подавляется гравитационным течением вытесняемого газа $W_{грав2}$, а в ее нижней части эффект от гравитационного течения

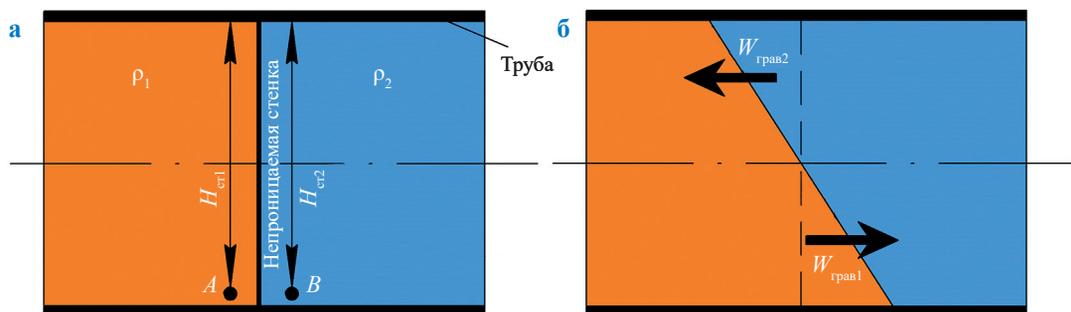


Рис. 2. Возникновение гравитационных волн газов в трубе: а – два газа, разделенные непроницаемой стенкой; б – движение газов при исчезновении стенки между газами.

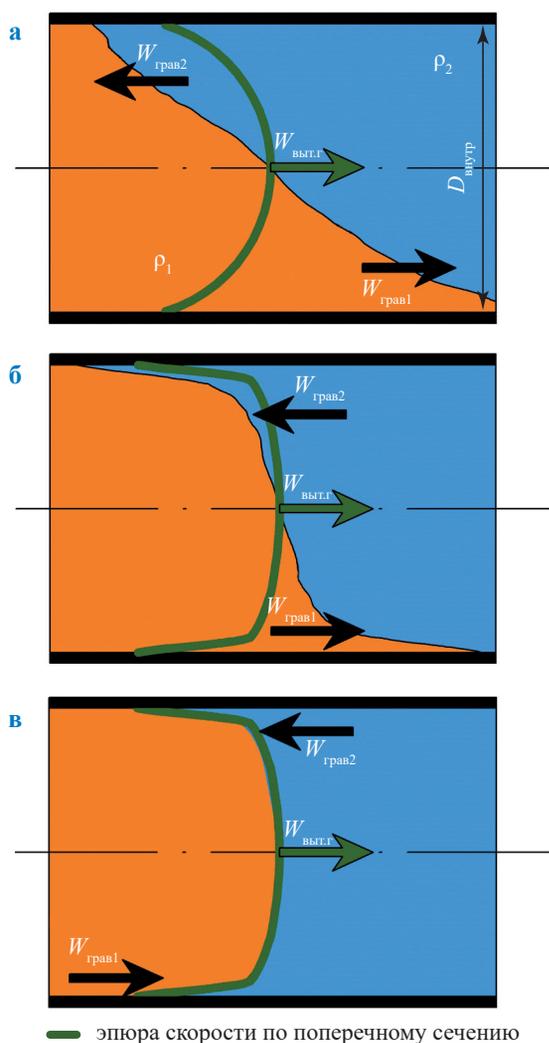
$H_{ст1}$ и $H_{ст2}$ – высоты столбов соответственно тяжелого и легкого газов; $W_{грав1}$ и $W_{грав2}$ – скорости соответственно нижнего и верхнего гравитационных течений; здесь и далее на рис. 3

см. также экспликацию к рис. 1

вытесняющего газа $W_{\text{грав1}}$ усиливается за счет $W_{\text{выт.г}}$ (так как они направлены в одну сторону), что приводит к усилению стратификации потоков. Также стратификация может возникать и при неразвитом турбулентном режиме (см. рис. 3б).

Стратификации не возникает, если скорость вытесняющего газа не меньше скорости гравитационных течений ($W_{\text{выт.г}} \geq W_{\text{грав}}$), обычно это развитый турбулентный режим (см. рис. 3в). В таком случае:

- в верхней части сечения трубы происходит полное гашение гравитационного течения



— эюра скорости по поперечному сечению

Рис. 3. Взаимное вытеснение газов из газопровода при различных скоростях вытесняющего газа: а – ламинарный режим ($W_{\text{выт.г}} < W_{\text{грав}}$); б – неразвитый турбулентный режим ($W_{\text{выт.г}} < W_{\text{грав}}$); в – развитый турбулентный режим ($W_{\text{выт.г}} \geq W_{\text{грав}}$). $D_{\text{внутр}}$ – внутренний диаметр газопровода

вытесняемого газа $W_{\text{грав2}}$ движущимся потоком вытесняющего газа $W_{\text{выт.г}}$;

- в нижней части сечения эффект от гравитационного течения вытесняющего газа в нижней части $W_{\text{грав1}}$ становится незначительным по сравнению с эффектом от течения вытесняющего газа $W_{\text{выт.г}}$.

Таким образом, для качественного вытеснения (предотвращения возникновения стратификации) должно выполняться следующее условие:

$$W_{\text{выт.г}} \geq W_{\text{грав}} \quad (2)$$

Поэтому минимальная допустимая скорость вытесняющего газа $W_{\text{выт.г, мин}}$ должна определяться по формуле

$$W_{\text{выт.г, мин}} = W_{\text{грав}} \quad (3)$$

Для обеспечения высокого качества операций по взаимному вытеснению газов из МГ (предотвращения стратификации) скорость вытесняющего газа должна быть не меньше минимально допустимой скорости вытесняющего газа (скорости гравитационной волны). Следовательно, на этапе проектирования вытеснения в качестве меры предотвращения стратификации можно осуществлять подбор компрессорного оборудования с производительностью, обеспечивающей как минимум минимально допустимую скорость вытесняющего газа.

Число Ричардсона как критерий стратификации

В качестве критерия возникновения стратификации в газопроводе используют число Ричардсона Ri [8–12] – критерий подобия в гидродинамике, равный отношению изменения потенциальной энергии сред в сдвиговом течении, возникающем при сдвиге одной среды другой средой, к изменению кинетической энергии сред в сдвиговом течении (под средами обычно понимается жидкости или газы). Эта величина отражает степень устойчивости стратификации к развитию турбулентности в сдвиговом течении. Подробный вывод Ri приведен в работе Дж.Э. Симпсона [4].

Число Ричардсона определяют по формуле

$$Ri = \frac{2g(\rho_{\text{cp1}} - \rho_{\text{cp2}})L}{(\rho_{\text{cp1}} + \rho_{\text{cp2}})W^2}, \quad (4)$$

где ρ_{cp1} и ρ_{cp2} – соответственно плотности сдвигаемого и сдвигающего газов, кг/м^3 ; L – репрезентативная вертикальная длина сдвига, м; W – репрезентативная скорость сдвига, м/с. Чем меньше значение Ri , тем менее вероятна стратификация. Значение Ri существенно зависит от геометрии поперечного сечения трубы.

Критическое значение числа Ричардсона ($Ri_{кр}$), соответствующее переходу потока из стратифицированного в перемешивающийся, используют для расчета $W_{выт.г.мин}$. Формулу для расчета $W_{выт.г.мин}$ можно получить на основе уравнений (3) и (4) в следующем виде:

$$W_{выт.г.мин} = W_{грав} = Ri_{кр}^{-0,5} \sqrt{2g \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_1 + \rho_2} D_{внутр}}, \quad (5)$$

где ρ_1 и ρ_2 – плотности соответственно тяжелого и легкого газов, кг/м^3 ; $D_{внутр}$, м.

Значения $Ri_{кр}$, рекомендуемые различными источниками для определения стратификации в газопроводах, приведены в таблице. Видно, что в различных источниках приводятся значения $Ri_{кр}$ в диапазоне от 1 до 5. На данный момент общепринятое значение $Ri_{кр}$ отсутствует. Для определения оптимального $Ri_{кр}$ планируется проведение дополнительных экспериментов.

На данный момент для определения $W_{выт.г.мин}$ рекомендуется ориентироваться на стандарт AGA PPP-2001 (рис. 4 и 5) [10], где $Ri_{кр}$ принимается равным 2,04 (природный газ – воздух) или 1,93 (природный газ – азот), исходя из следующего:

- стандарт является действующим;
- стандарт имеет продолжительную историю развития и применения (первая редакция стандарта была разработана в 1954 г., вторая – в 1975 г., третья – в 2001 г.);

- при подготовке 3-й редакции стандарта авторы анализировали практические наработки многих американских компаний в области взаимного вытеснения газов из газопроводов, а также проводили сопровождение реальных операций вытеснения [5].

Следует отметить, что в соответствии с AGA PPP-2001 [10] формула (5) применима только для устойчивого турбулентного режима с числом Рейнольдса потока вытесняющего газа не менее 4000. То есть, если рассчитанное по формуле (5) значение $W_{выт.г.мин}$ соответствует $Re < 4000$, такое значение $W_{выт.г.мин}$ считают неприемлемым. В этом случае в качестве $W_{выт.г.мин}$ выбирают такое значение скорости вытесняющего газа, при котором $Re = 4000$.

Также на основании данных таблицы можно заключить, что для различных пар газов (природный газ различной плотности, азот, воздух, углекислый газ), участвующих в процессе вытеснения, в конкретных источниках в качестве критерия возникновения стратификации устанавливают в основном одинаковые значения $Ri_{кр}$ (т.е. различия физико-химических свойств газов в основном не учитываются).

На основе формулы (5) можно получить формулу для расчета при $Re \geq 4000$ минимально допустимой скорости сухого воздуха ($W_{с.возд.мин}$), закачиваемого в полость газопровода при осушке, в следующем виде:

$$W_{с.возд.мин} = Ri_{кр}^{-0,5} \sqrt{2g \frac{\rho_{сух} - \rho_{влаж}}{\rho_{сух} + \rho_{влаж}} D_{внутр}}, \quad (6)$$

где $\rho_{сух}$, $\rho_{влаж}$ – плотности сухого и влажного воздуха, кг/м^3 , соответственно.

Значения $Ri_{кр}$, рекомендуемые различными источниками для определения стратификации в газопроводах

Источник	$Ri_{кр}$	Для каких пар газов установлено $Ri_{кр}$
[5, 9]	2,04	Природный газ – воздух
[10] (табл. 5-4)	1,93	Природный газ – азот
[10] (рис. 5-1)	2,04	Для операций вытеснения: воздух – тяжелый природный газ (относительная плотность по воздуху – 0,7); воздух – легкий природный газ (относительная плотность по воздуху – 0,55); углекислый газ – легкий природный газ (относительная плотность по воздуху – 0,55)
[11]	3	Природный газ – воздух
[11, 12]	От 1 до 5	Природный газ – воздух
[13, 14]		Азот – воздух; природный газ – воздух
[15]		Природный газ – азот; азот – воздух
[8]		Установлено для жидкостей (соленая вода – пресная вода)

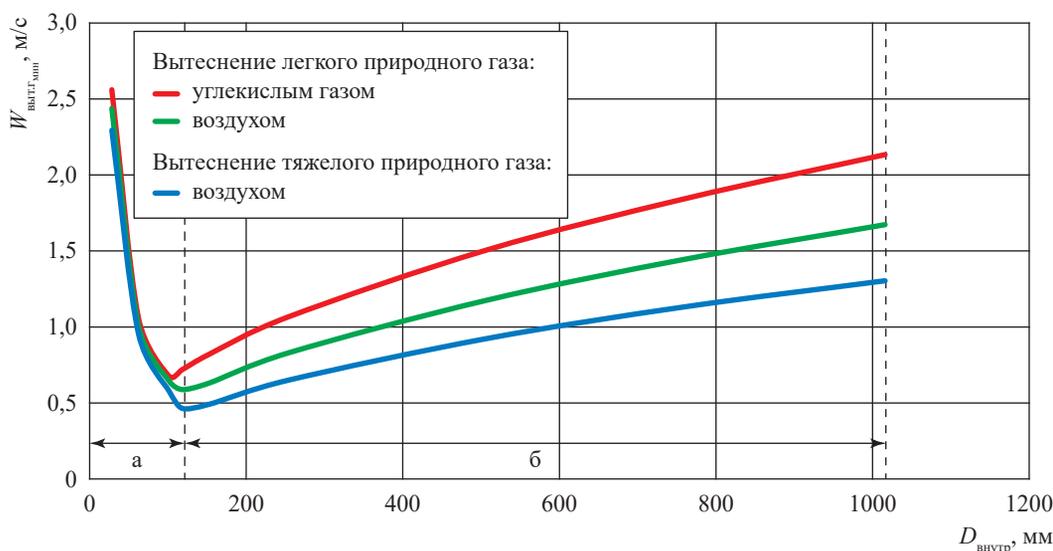


Рис. 4. Минимально допустимая скорость вытесняющего газа в зависимости от диаметра газопровода при вытеснении легкого (относительная плотность 0,55) или тяжелого (относительная плотность 0,70) природного газа [10]: а – число Рейнольдса $Re = 4000$; б – расчет по формуле (5)

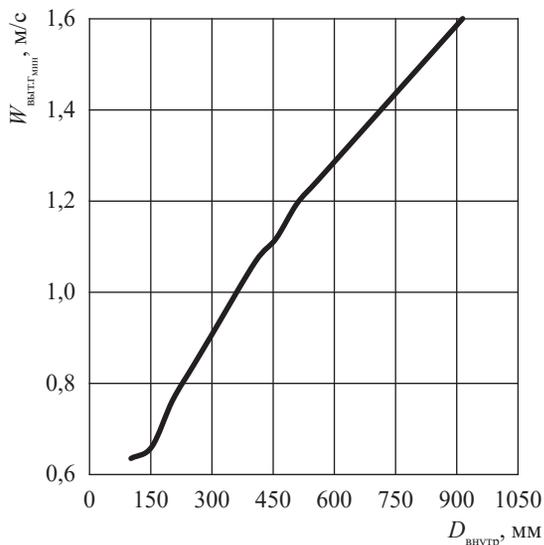


Рис. 5. Минимально допустимая скорость вытесняющего газа в зависимости от диаметра газопровода при вытеснении азота природным газом [10]

Выводы

1. Подбор на этапе проектирования вытеснения компрессорного оборудования с производительностью, обеспечивающей как минимум минимально допустимую скорость вытесняющего газа, обеспечит предотвращение стратификации. Это приведет к уменьшению ресурсов, затрачиваемых на вытеснение, повышению безопасности проведения работ, а также

к уменьшению выбросов парниковых газов (для случаев, когда в качестве вытесняющего газа применяют природный газ).

2. Существуют различные подходы к определению значения $Ri_{кр}$, соответствующего возникновению стратификации при взаимном вытеснении газов из газопровода. На данный момент в научном сообществе нет единой точки зрения по поводу оптимального значения $Ri_{кр}$. Для его определения необходимы дополнительные эксперименты.

3. Для определения минимально допустимой скорости вытесняющего газа рекомендуется (до проведения дополнительных экспериментов) ориентироваться на данные, приведенные в стандарте AGA PPP-2001 [10].

4. В иностранных нормативных документах и научных статьях для различных пар газов, участвующих в процессе вытеснения, в качестве критерия возникновения стратификации устанавливают в основном одинаковые значения $Ri_{кр}$ (т.е. различия физико-химических свойств газов в основном не учитываются).

5. При осушке полости МГ для обеспечения полного вытеснения влажного воздуха (предотвращения стратификации) скорость закачиваемого сухого воздуха должна быть не менее минимально допустимой скорости вытесняющего газа (в особенности при проведении осушки сухим воздухом высокой температуры).

Список литературы

1. Лукин С.А. Сравнение аналитических зависимостей, описывающих взаимное вытеснение газов из газопровода / С.А. Лукин, Д.И. Ширяпов, В.В. Васильковский и др. // Газовая промышленность. – 2023. – № 6 (850). – С. 46–54.
2. Ширяпов Д.И. Применение азота при выполнении предупредительных операций на магистральных газопроводах / Д.И. Ширяпов, А.С. Алихашкин, Ю.А. Маянц и др. // Газовая промышленность. – 2020. – № 2 (796). – С. 24–30.
3. Лукин С.А. Исследование процесса вытеснения газа из трубопровода другим газом / С.А. Лукин, Д.И. Ширяпов, А.С. Алихашкин и др. // Новые технологии в газовой промышленности: газ, нефть, энергетика: тезисы докладов XIV Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов. – 2022. – С. 193–194.
4. Simpson J.E. Gravity currents: In the environment and the laboratory / J.E. Simpson. – Chichester: Ellis Horwood, 1987. – 244 с.
5. Johnson J.E. Pipeline purging principles and practice / J.E. Johnson, S.J. Svedeman, C.A. Kuhl et al. // Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering – transactions of The ASME. – 1996. – Т. 2. – С. 765–775.
6. Härtel C. A numerical simulation study of two-dimensional gravity currents / C. Härtel, M. Michaud // Mixing and dispersion in stably stratified flows. – 1999. – С. 23–37. – (Institute of Mathematics and its Applications Conference Series (New Series) 68).
7. Härtel C. A direct numerical simulation approach to the study of intrusion fronts / C. Härtel, L. Kleiser, M. Michaud et al. // Journal of Engineering Mathematics. – 1997. – Т. 32. – С. 103–120.
8. Linden P.F. Gravity-driven flows in a turbulent fluid / P.F. Linden, J.E. Simson // Fluid Mech. – 1980. – Т. 172. – С. 481–497.
9. Marshall M.R. Pipe purging operations / M.R. Marshall, R.P. Cleaver, C.L. Hinsley // 1992 International Gas Research Conference. – 1992. – Т. 1. – С. 1058–1067.
10. AGA PPP-2001. Purging principles and practice. – 3rd ed. – Washington, D.C.: American Gas Association, 2001. – 156 с.
11. Mohitpour M. Pipeline design & construction: a practical approach / M. Mohitpour, H. Golshan, A. Murray. – 3rd ed. – New York: ASME Press, 2007. – 760 с.
12. Mohitpour M. Planning for purging and loading of a newly constructed gas pipeline system using a pipeline simulator / M. Mohitpour, J.A. Kazakoff, A. Jenkins et al. // 2000 International Pipeline Conference. – 2000. – Т. 1. – С. 81–89.
13. Liu X. Comparison and application of gas replacement schemes in gas pipelines / X. Liu, Y. Xie, Z. Yuan et al. // OGST. – 2008. – № 27 (1). – С. 47–50.
14. Xu Y. Study on the gas diffusing rule for the «gas-to-gas process» of gas transmission pipeline during commissioning / Y. Xu, X. Song // OGST. – 2008. – № 27 (1). – С. 11–13.
15. Tang S. The production replacement of Jingbian-Shanghai gas pipeline / S. Tang, F. Zhang // OGST. – 2005. – № 24 (5). – С. 54–57.

Prevention of stratification during mutual displacement of gases from a trunk gas pipeline

S.A. Lukin^{1,2*}, A.S. Alikhashkin^{1,2}, D.I. Shiryapov¹, Yu.A. Mayants¹, V.V. Vasilkovskiy²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² Gubkin University, Block 1, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

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

Abstract. Displacement of various gases from a gas pipeline is a standard and popular procedure during construction, capital repairs, reconstruction, conservation and liquidation of the trunk gas pipelines. Sometimes, in course of such works, the release of air or natural gas from the pipeline chamber either, on the contrary, the injection of natural or inert gases into the pipeline are needed. To provide total displacement of a parent gas, one must take steps preventing stratification (channeling).

The article highlights lack of Gazprom's guidelines for prevention of the stratification during the mutual displacement of gases. Authors set themselves a goal to perfect the technique of the relative gas displacement from a gas pipeline by determination of the favorable conditions for appearance of stratification and elaboration of the control measures which implementation will rise the resource economy, environmental protection and labor safety.

Authors describe the stratification mechanics including the various aspects of interaction between a displaced gas and a displacer at their interface line and for different modes of flowing. They have analyzed the undertaken foreign methods for determination of the minimal tolerable velocity of the displacer gas on the grounds of setting a critical Richardson number (Ri_{cr}) as a criterion for origination of the stratification. It is emphasized that there is no any conventional optimal value of Ri_{cr} , which makes the additional experiments necessary. In the capacity of the anti-stratification measures, authors suggest selection of the compressor equipment which supports at least the minimal tolerable velocity of gas displacement. Before the additional testing, authors suggest to conform the actual foreign standards.

The acquired results could be of practical interest in the context of the regulatory control of the gas-gas displacement procedure and stratification prevention.

Keywords: gas pipeline, stratification, displacement, blowout, conservation, filling.

References

1. LUKIN, S.A., D.I. SHIRYAPOV, V.V. VASILKOVSKIY et al. Comparison of analytical dependencies describing mutual gas displacement from gas pipeline [Sravneniye analiticheskikh zavisimostey, opisyyvayushchikh vzaimnoye vytesneniye gazov iz gazoprovoda]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2023, no. 6 (850), pp. 46–54, ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. SHIRYAPOV, D.I., A.S. ALIKHASHKIN, Yu.A. MAYANTS et al. Using nitrogen in pre-commissioning at main gas pipelines [Primeneniye azota pri vypolnenii predpuskovykh operatsiy na magistralnykh gazoprovodakh]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2020, no. 2(796), pp. 24–30, ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. LUKIN, S.A., D.I. SHIRYAPOV, A.S. ALIKHASHKIN et al. Studying a process of gas displacement from a pipeline by another gas [Issledovaniye protsessa vytesneniya gaza iz truboprovoda drugim gazom]. In: *New technologies in gas industry: gas, oil, power engineering: Proc. of the 14th All-Russian conference of younger scientists, specialists and students*, 2022, pp. 193–194. (Russ.).
4. SIMPSON, J.E. *Gravity currents: In the environment and the laboratory*. Chichester: Ellis Horwood, 1987.
5. JOHNSON, J.E., S.J. SVEDEMAN, C.A. KUHL et al. Pipeline purging principles and practice. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering – transactions of The ASME*, 1996, vol. 2, pp. 765–775, ISSN 0892-7219.
6. HÄRTEL, C., M. MICHAUD. A numerical simulation study of two-dimensional gravity currents. In: *Mixing and dispersion in stably stratified flows*, 1999, pp. 23–37. Institute of Mathematics and its Applications Conference Series (New Series) 68.
7. HÄRTEL, C., L. KLEISER, M. MICHAUD et al. A direct numerical simulation approach to the study of intrusion fronts. *Journal of Engineering Mathematics*, 1997, vol. 32, . – C. 103–120, ISSN 0022-0833.
8. LINDEN, P.F., J.E. SIMSON. Gravity-driven flows in a turbulent fluid. *Fluid Mech.*, 1980, vol. 172, pp. 481–497, ISSN 0022-1120.
9. MARSHALL, M.R., R.P. CLEAVER, C.L. HINSLEY. Pipe purging operations. In: *International Gas Research Conference*, 1992, vol. 1, pp. 1058–1067.
10. AGA PPP-2001. *Purging principles and practice*. 3rd ed. Washington, D.C.: American Gas Association, 2001.
11. MOHITPOUR, M., H. GOLSHAN, A. MURRAY. *Pipeline design & construction: a practical approach*. 3rd ed. New York: ASME Press, 2007.
12. MOHITPOUR, M., J.A. KAZAKOFF, A. JENKINS et al. Planning for purging and loading of a newly constructed gas pipeline system using a pipeline simulator. In: *International Pipeline Conference*, 2000, vol. 1, pp. 81–89.
13. LIU, X., Y. XIE, Z. YUAN et al. Comparison and application of gas replacement schemes in gas pipelines. *OGST*, 2008, no. 27(1), pp. 47–50, ISSN 1294-4475.
14. XU Y., X. SONG. Study on the gas diffusing rule for the «gas-to-gas process» of gas transmission pipeline during commissioning. *OGST*, 2008, no. 27(1), pp. 11–13, ISSN 1294-4475.
15. TANG, S., F. ZHANG. The production replacement of Jingbian-Shanghai gas pipeline. *OGST*, 2005, no. 24(5), pp. 54–57, ISSN 1294-4475.

УДК 621.6.028+662.767.2

Применение цифровых технологий при реконструкции систем управления газотранспортной системой

Н.А. Еремин¹, В.Е. Столяров^{1*}, Е.А. Сафарова¹, С.И. Гавриленко²

¹ Институт проблем нефти и газа РАН, Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

² Учебный центр ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», Беларусь, 220114, г. Минск, ул. Франциска Скорины, д. 4

* E-mail: bes60@rambler.ru

Тезисы. Стратегия развития системы газоснабжения России предполагает внедрение инновационных подходов, новых технических решений и современных нормативно-правовых документов по техническому регулированию и стандартизации в связи с проводимой цифровой трансформацией нефтегазовой отрасли. Имеющиеся сегодня вызовы развитию нефтегазовой отрасли носят глобальный характер и предполагают новую роль отечественной науки и поддержку государства при создании технологий. Для планирования применения оптимальных схем и поиска путей снижения затрат и рисков на всех этапах разработки и эксплуатации газотранспортной системы необходимо применять численные расчеты и методики, зачастую требующие использования суперкомпьютерных технологий.

В статье описана действующая в настоящее время структура Единой системы управления газоснабжением России. Кроме того, приведена стратегия будущего развития газотранспортных систем, основанная на внедрении технологий машинного обучения и искусственного интеллекта, которые при необходимости помогут своевременно исключить факторы неопределенности, провести оценку рисков и предусмотреть возможные нештатные ситуации с целью минимизации ущербов при нарушении технологических режимов. Это позволит обеспечить надежность функционирования газотранспортной системы, технологическую и экологическую безопасность, прогнозирование финансовых, социальных, логистических и других условий ведения бизнеса.

Широкое применение интеллектуальных технологий позволяет построить модельно-предиктивное управление, сократить количество избыточного оборудования и время проектирования, оптимизировать кинематику движения газовых потоков и обеспечить выполнение контрактных обязательств при минимальных издержках производства.

Создание современных нефтегазовых технологий требует нормативно-правового регулирования, финансирования и государственного участия на всех стадиях построения и развития сложных технических систем. Примером такого подхода является создание Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России. Проект ЕСГ был первоначально подготовлен Министерством газовой промышленности СССР в 1961 г. при непосредственном участии министра СССР А.К. Кортунова. В дальнейшем проект расширялся и в настоящее время включает объекты добычи, транспорта, хранения и переработки, что позволяет синхронизировать различные мощности в границах страны – получение продукции на добычных предприятиях, а также транспорт и переработку, распределение углеводородного сырья и продукции, обеспечение контрактных обязательств для внутренних и внешних потребителей продукции.

Теоретические основы создания и практический опыт в области разработки методологии, моделей и методик обеспечения приемлемых рисков информационно-измерительных и управляющих систем линейной телемеханики транзитных газопроводов разработаны и оформлены в виде стандартов организации и ГОСТов. Эффективность применяемой в газотранспортной системе (ГТС) автоматизированной системы управления (АСУ) представляет собой характеристику, которая определяется путем сопоставления достигнутых результатов с затратами всех видов используемых ресурсов при ее создании, эксплуатации и развитии [1, 2].

В зависимости от сложности технологических объектов ГТС динамика роста сложности средств и системы автоматизации и управления представлена на рис. 1. Красным цветом выделены перспективные технологии согласно утвержденным

Ключевые слова:

газоснабжение, регулирование, система, транспорт, интеллект, трансформация.

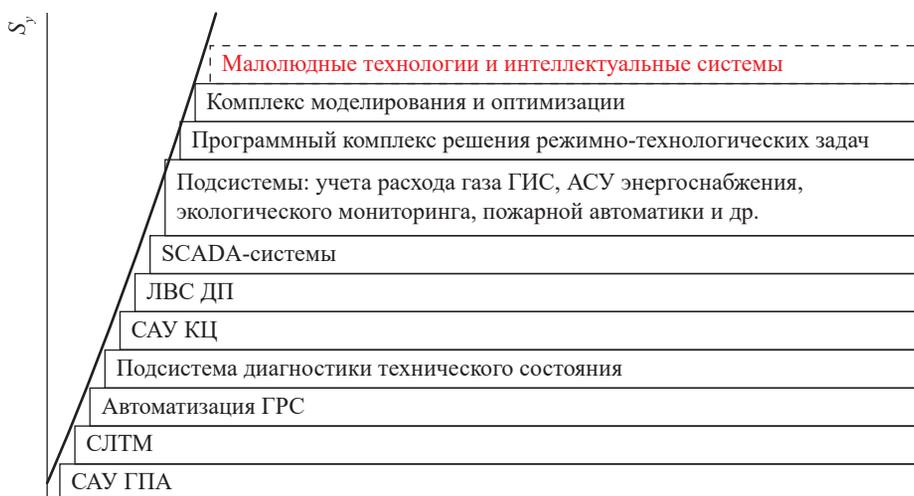


Рис. 1. Динамика роста сложности средств и систем автоматизации и управления на технологических объектах ГТС: САУ – система автоматического управления; ГПА – газоперекачивающий агрегат; СЛТМ – система линейной телемеханики; ГРС – газораспределительная станция; КЦ – компрессорный цех; ЛВС – локальная вычислительная сеть; ДП – диспетчерский пункт; SCADA (англ. supervisory control and data acquisition) – программно-технический комплекс сбора данных и диспетчерского управления; ГИС – газоизмерительная станция

правительством РФ ключевым перспективным направлениям цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса.

Интеграция средств и систем автоматизации и управления позволила организовать многоуровневую комплексную систему управления различными технологическими объектами ГТС (рис. 2):

- 1-й уровень: Центральный производственно-диспетчерский департамент (ЦПДД) ПАО «Газпром» – задачи оперативно-диспетчерского управления и контроля, распределения и управления ресурсами и резервами, потоками газа в штатных, аварийных и нештатных ситуациях, задачи поставок газа потребителям России и на экспорт;

- 2-й уровень: центральный диспетчерский пункт газотранспортного предприятия (ЦДП ГТП) – задачи функционирования и выполнения контрактных обязательств в границах газотранспортных предприятий;

- 3-й уровень: диспетчерский пункт линейно-производственного управления МГ (ДП ЛПУ МГ) – задачи и функции управления технологическими локальными объектами на линейной части МГ;

- 4-й уровень: контролируемый пункт системы линейной телемеханики (КП СЛТМ) – функции управления локальными объектами газопроводов, датчики, механизмы (управления объектами).

Решения о задействовании дистанционного управления с уровня ЦДП ГТП и/или ДП ЛПУ принимаются в конкретных проектах в зависимости от организационных факторов и готовности локальных систем технологического оборудования.

Системы управления газопроводами в настоящее время практически не имеют в своем составе автоматических устройств и блокировочных цепей, вследствие чего все управляющие воздействия по переключению и/или отключению локальных объектов в штатных и нештатных (аварийных) ситуациях проводятся диспетчерами.

Надежность управления ЕСГ включает характеристики: живучесть; помехоустойчивость; уровень безотказности компонентов системы; устойчивость к сбоям; долговечность технических средств, входящих в систему; надежность программного обеспечения; ремонтопригодность и надежность действий обслуживающего персонала.

Высокий уровень надежности поставок обычно обеспечивается резервным запасом мощностей трубопроводной системы, для чего МГ строится в многониточном исполнении. С целью обеспечения приемлемых рисков разработаны и внедряются типовые проектные требования, предусматривающие максимально возможные производительность, пропускную способность и рабочее давление, возможность

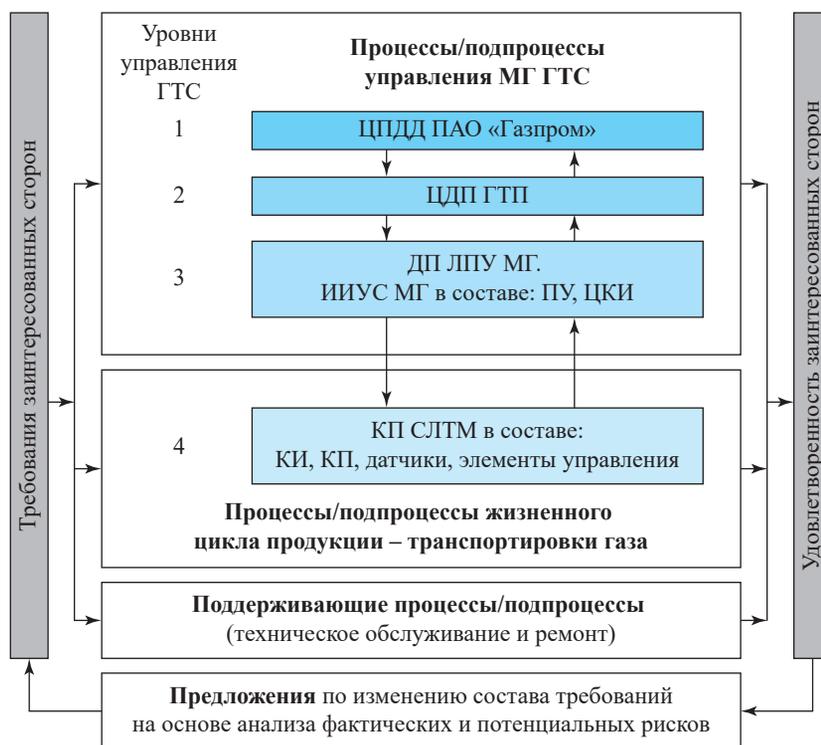


Рис. 2. Структура управления ГТС:

МГ – магистральный газопровод; ИИУС – информационно-измерительная и управляющая система; ПУ – пункт управления; ЦКИ – центральный концентратор информации; КИ – концентратор информации

строительства и реконструкции в сжатые сроки с учетом географического положения и протяженности трассы, а также реализации специальных условий. Эти условия обеспечивают:

- комплексную автоматизацию технологического оборудования;
- планово-экономическую поддержку на основе применения единых баз данных, в том числе для автоматизированного планирования и контроля выполнения ремонтных и восстановительных работ с учетом фактического состояния технологического оборудования;
- снижение влияния «человеческого фактора» и обеспечение управления объектами в автоматизированном режиме с применением комплексных алгоритмов управления и безопасности.

В нормативной документации предусмотрено, что применяемые программно-технические комплексы имеют гибкую (программируемую) структуру компоновки аппаратных и программных средств и могут использоваться как самостоятельно, так и во взаимодействии с АСУ технологическим процессом газотранспортного предприятия с применением цифровых каналов передачи данных.

В изменяющихся условиях обеспечения контрактных требований необходимы уточнение существующей и разработка новой теоретической базы, а также апробированная практика, основанная на новых концепциях приемлемого риска и снижения роли персонала.

Анализ надежности транспорта газа следует выполнять, рассматривая ЕСГ как уникальный производственный и технологический комплекс с учетом специфики объектов, технологических, экономических, социальных, экологических и конъюнктурных требований. Управление надежностью осуществляется при подготовке проекта, программ развития и реконструкции, планировании ремонтов и эксплуатации объектов ЕСГ. Для формирования перечня мероприятий по обеспечению надежности проводится исследование, которое включает следующие элементы: выбор показателей, адекватно характеризующих надежность объекта; оценку показателей надежности элементов проектируемого объекта; расчет показателей надежности; вариантный анализ мероприятий по обеспечению надежности.

Модель для расчета показателей системной надежности предназначена для выбора

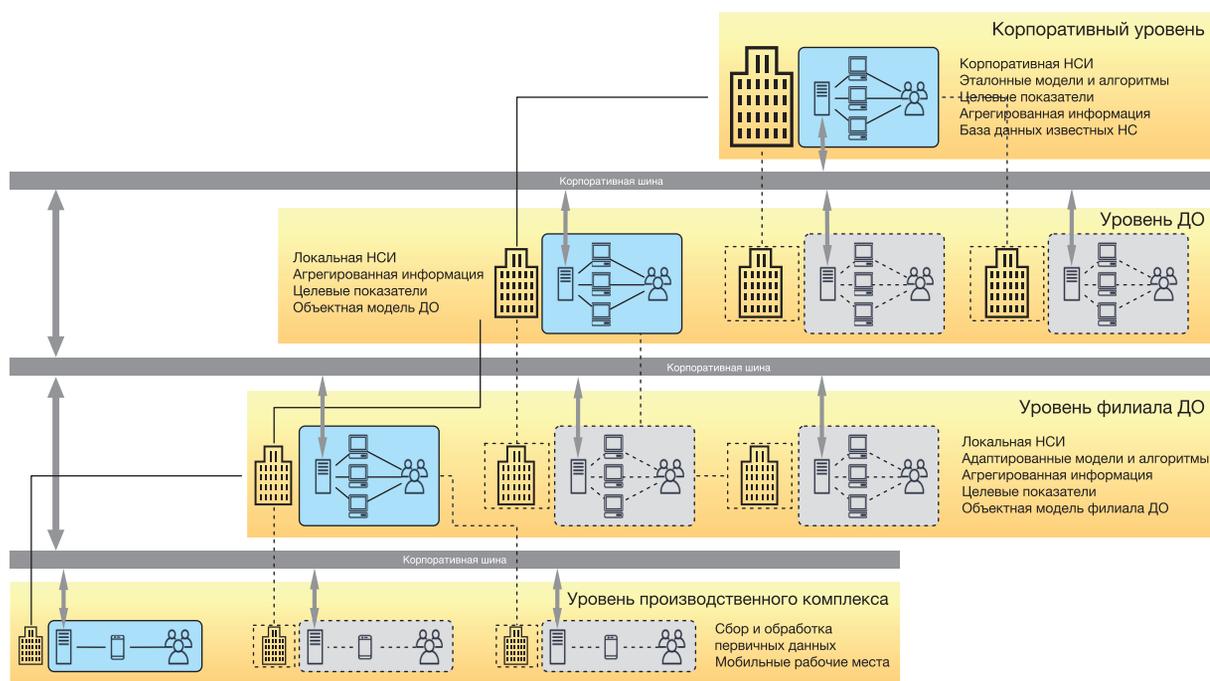


Рис. 3. Единая цифровая корпоративная платформа предприятия:

ДО – дочернее общество; НСИ – нормативно-справочная информация; НС – нормативные справочники

технических решений по обеспечению системной надежности проектируемых или реконструируемых газопроводов и позволяет:

- оценивать влияние технического состояния объекта на надежность функционирования системы газоснабжения;
- оценивать достаточность резервов мощности объекта с точки зрения требований к нему со стороны системы газоснабжения;
- оценивать влияние реконструкции объекта на улучшение показателей стабильности поставок газа потребителям;
- сопоставлять эффект от реконструкции объекта с другими способами повышения надежности газоснабжения (развитие подземных хранилищ газа, создание газопроводоперемычек, обеспечение резервов мощности и т.д.)¹ [2].

С учетом этих требований в качестве элементов при строительстве или реконструкции ГТС для создания единой цифровой корпоративной платформы предприятия (рис. 3) предполагается применение ряда ключевых перспективных цифровых технологий, в том числе:

- *больших данных* для обработки и конфигурации массивов структурированных и неструктурированных онлайн-данных, получаемых в процессе строительства и эксплуатации для использования системами управления и мониторинга ГТС в реальном масштабе времени;
- *корпоративных хранилищ данных* с возможностью территориального и организационного распределения информационных мощностей и объемов хранения информации производственных объектов транспорта о геологическом состоянии участков в границах ответственности, поступающей с объектов и инфраструктуры газопроводов для всего жизненного цикла;
- *единого информационного ресурса* предприятий для обеспечения элементов организационной целевой архитектуры и эксплуатации технологическими и производственными процессами (включая диспетчерское управление), решения задач автоматизации документооборота, планирования бюджета и ресурсов, логистики регламентов и работ, информационных обменов для оптимизации и управления;
- *цифровых двойников* для построения информационных моделей объектов и инфраструктуры, оптимизации производственных процессов, моделирования производственно-эксплуатационных, инженерно-технических, технико-экономических задач, формирования

¹ См.: Отраслевая система оперативно-диспетчерского управления (ОСОДУ) ЕСГ России. Общесистемные технические требования. Часть I. Требования к системе в целом и системам управления транспортом газа / PAO «Газпром»; ОАО «Газавтоматика». – М., 1998.

моделей состояния технологических комплексов и определения оптимальных режимов;

- *искусственного интеллекта (ИИ)* с использованием нейросетей, машинного обучения и других методов для разработки сценариев прогнозирования, моделирования и возможности оптимального управления производственными объектами и технологическими процессами транспорта;

- *промышленного интернета, элементов виртуальной и дополненной реальности* для организации эффективного сбора данных с технологических объектов, обучения персонала, удаленного контроля проведения работ;

- различных локальных решений, связанных с применением *дронов*, в том числе беспилотных летательных аппаратов, роботизированных комплексов, мобильных рабочих бригад и ряда специальных технологий для проведения работ в опасных производственных и малодоступных зонах, а также выполнения диагностики состояния объектов и технологий, применением источников автономного энергоснабжения.

Внедрение решений позволяет создать модель единой цифровой корпоративной платформы предприятия и обеспечить функционирование ЕСГ с применением элементов ИИ и роботизации. Цифровая система управления транспортом газа повышает операционную эффективность и снижает затраты на всех этапах жизненного цикла ЕСГ. Структура управления предусматривает как управление от территориальных подразделений, так и возможность централизованного управления и удаленного мониторинга состояния отдельных участков и целостности ЕСГ от объектов добычи до поставки потребителям.

В процессе трансформации происходят совершенствование организационной структуры и изменение компетенций персонала, формируются эффективные инструменты и требования к видам взаимодействия. Без соответствующей подготовки отсутствие компетенций на уровне эксплуатационного персонала и администрации в дальнейшем может привести к неверному определению приоритетов и в целом обеспечит лишь информатизацию процессов без решения задачи управления технологическими процессами. В этих процессах надо учитывать, что без роста компетенций через некоторое время персонал психологически превращается в надзирающих операторов автоматизированных систем с потерей

части своих производственных навыков и знаний. Необходимость расчетов дополнительных рисков потребует как минимум:

- федеральных нормативных документов (типа ГОСТов) для тестирования ИИ на промышленных полигонах с целью дальнейшего применения или тиражирования требований и технических решений;

- дополнительных стандартов для газотранспортных предприятий (типа стандартов организации), содержащих технические требования к внедряемым сервисам ИИ, порядку внедрения и тестирования сервисов и решений.

При разработке нормативных документов предприятия, направленных на обеспечение стабильной работы ИИ, рекомендуется использовать принципы управления рисками ИИ, изложенные стандарте ISO/IEC 23894:2023 «Информационные технологии. Искусственный интеллект. Руководство по менеджменту рисков», который содержит важные руководящие указания по управлению рисками для организаций любых масштабов и типов, разрабатывающих, внедряющих или использующих ИИ в своих системах или процессах. Стандарт адаптирует и дополняет руководящие и общие принципы управления рисками, установленные в ISO 31000:2018 «Менеджмент рисков. Руководство». В документе описывается система управления рисками, которая требует от пользователей установления факторов, выявления, анализа, оценки, обработки, мониторинга и обзора рисков.

В российской экспертной практике рекомендации по управлению рисками использования ИИ содержатся в «Кодексе этики искусственного интеллекта». В частности, субъектам, использующим системы ИИ, рекомендуется проводить оценку потенциальных рисков применения ИИ, в том числе с помощью независимого аудита, и выработать соответствующие методики оценки рисков.

Технологии цифровизации предполагают применение различных технических решений – от нейронных сетей и машинного обучения до роботизированного управления удаленными объектами, разработки и внедрения технологий энергообеспечения автономных источников энергоснабжения компрессорных станций с переходом на электроприводные агрегаты, беспилотного транспорта. Предполагается также широкое использование труда мобильных рабочих, оснащенных специальным

оборудованием и инструментом на основе технологий виртуальной и дополненной реальности, а также построение дистанционных отраслевых центров строительства и мониторинга состояния транспортной и распределительной систем поставки природного газа.

С учетом мировых тенденций развития можно прогнозировать дальнейший рост сложности применяемых в газовой отрасли систем автоматики, когда следующим этапом станут интеллектуальные системы с тенденцией снижения роли и численности эксплуатационного персонала, после которого наступит стадия проектной интеграции локальных интеллектуальных систем и роботизации оборудования с обязательным моделированием транспортной загрузки потоков, использования свободных мощностей и ресурсов в рамках газотранспортной системы.

Таким образом, для инновационного развития национальной экономики и нефтегазовых отраслей необходимо:

- определить перечень технологий и мероприятий для обеспечения регулирования и мер государственной и отраслевой поддержки, что обеспечит создание инструментального и программного базиса;

- выполнить анализ имеющейся нормативно-правовой деятельности с целью обновления отраслевой базы управления ГТС с учетом наилучших практик и тенденций развития;

- предусмотреть разработку базовых стандартов, положений для применения наилучших цифровых технологий для объектов нового строительства и реконструкции ГТС с использованием ИИ;

- обеспечить возможность создания технологических проектных консорциумов, что определяется сложностью компетенций и инженерных задач, необходимостью реализации проектов полного инвестиционного цикла в перспективе не более трех-пяти лет;

- организовать разработку и принятие специальных государственных программ реконструкции и расширения систем трубопроводного транспорта, а также освоения арктического

и континентального шельфов, подводной добычи и др. в перспективе не позднее 2030 г.;

- сформировать меры по подготовке кадров, развитию инженерного образования и повышению компетенций специалистов.

Цифровая трансформация нефтегазового производства на основе отечественных технологий при ее реализации обеспечивает преобразование экспортно-сырьевой направленности отрасли в ресурсно-инновационную специализацию экономики и нацелена на сокращение операционных затрат по всему производственному циклу от 10 до 25 % и ориентированный рост эффективности газотранспортной системы.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)», № 122022800270-0).

Список литературы

1. Алексеев В.В. Математические модели и методики обеспечения приемлемых рисков информационно-измерительных и управляющих систем транзитных газопроводов / В.В. Алексеев, С.И. Гавриленко, В.Е. Столяров. – СПб.: СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2016. – 160 с.
2. Еремин Н.А. Эволюция систем управления транспортом газа / Н.А. Еремин, В.Е. Столяров // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 4 (549). – С. 5–14. – DOI: 10.33285/0132-2222-2019-4(549)-5-14.

Application of digital technologies for reconstruction of gas transportation control systems

N.A. Yeremin¹, V.Ye. Stolyarov^{1*}, Ye.A. Safarova¹, S.I. Gavrilenko²

¹ The Institute of oil and gas problems of the Russian academy of sciences, Bld. 3, Gubkina street, Moscow, 119333, Russian Federation

² Training center of the Gazprom Transgaz Belarus OJSC, Bld. 4, Frantsiska Skoriny street, Minsk, 220114, Belarus

* E-mail: bes60@rambler.ru

Abstract. A strategy of development of the gas supply system in Russia supposes implementation of the innovative approaches, new technical solutions and contemporary standards and technical regulatory documents related to the digital transformation of the oil-gas industry. Modern challenges are global and predestinate a new role for the domestic science together with the governmental support of engineering design. To plan the optimal schemes and ways of costs and risks reduction of the gas transport network operation, it is necessary to apply the numerical calculations and procedures, which often need the supercomputer technologies. The article describes an actual structure of the Unified Gas Supply System control. Besides, the strategy of its future development is explicated, which bases on the implementation of the machine learning and the artificial intelligence. They will help to exclude in time the factors of uncertainty, to assess the risks and to predict the possible incidents in order to minimize harm in case of the upset conditions. This will provide reliability and environmental safety of the gas transportation, as well as prediction of the financial, social, logistic and other conditions of the future business operations.

The wide application of the intellectual technologies enables realization of the model-predictive management, reduction of the excessive equipment and design time, optimization of gas flows kinematics, and execution of the contractual obligations with minimal production expenditures.

Keywords: gas supply, regulation, system, transport, intelligence, transformation.

References

1. ALEKSEYEV, V.V., S.I. GAVRILENKO, V.Ye. STOLYAROV. *Mathematical models and techniques for acceptable risk coverage of data measuring and control systems of transit gas pipelines* [Matematicheskiye modeli i metodiki obespecheniya priyemlemykh riskov informatsionno-izmeritelnykh i upravlyayushchikh sistem tranzitnykh gazoprovodov]. St. Petersburg: Saint Petersburg Electrotechnical University «LETI», 2016. (Russ.).
2. YEREMIN, N.A., V.Ye. STOLYAROV. Evolution of systems for gas transportation control [Evolutsiya sistem upravleniya transportom gaza]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz v neftyanoy promyshlennosti*, 2019, no. 4(549), pp. 5–14, ISSN 0132-2222. (Russ.). DOI: 10.33285/0132-2222-2019-4(549)-5-14.

УДК 622.691.4/5

Мониторинг газопроводов как инструмент оценки влияния нестационарного газопотребления на техническое состояние газотранспортных систем

Д.М. Ляпичев

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1
E-mail: Lyapichev.D@gubkin.ru

Ключевые слова: неравномерность газопотребления, техническое состояние, газоперекачивающий агрегат, технологические трубопроводы, мониторинг, напряженно-деформированное состояние.

Тезисы. Показано, что для оценки и учета влияния неравномерности газопотребления на техническое состояние газотранспортных систем необходима разработка комплекса расчетных моделей. Дано обоснование тому, что автоматические и автоматизированные системы мониторинга технического состояния являются эффективным техническим средством оценки фактического технического состояния магистральных газопроводов, эксплуатируемых при нестационарных режимах работы. Предложен подход к оценке эквивалентной наработки газоперекачивающих агрегатов с учетом данных мониторинга штатными системами газоперекачивающих агрегатов, позволяющий принять во внимание влияние нестационарных режимов их работы.

Неравномерность газопотребления во времени обуславливает необходимость изменения режимов работы объектов газотранспортных систем. Эффективным инструментом компенсации сезонной неравномерности газопотребления в сложных газотранспортных системах является применение подземных хранилищ газа, заполняемых в период сниженного газопотребления в теплое время года. Вместе с тем для компенсации краткосрочной неравномерности газопотребления использование газа подземных хранилищ не всегда возможно или экономически целесообразно, вследствие чего находят применение другие приемы, основным из которых является использование газгольдерной емкости самой газотранспортной системы.

Изменение объема запасенного в газотранспортной системе газа требует изменения режимно-технологических параметров работы входящих в нее объектов, что приводит к изменению эффективности их работы, а также влияет на их техническое состояние. В отличие от моделей прогнозирования неравномерности [1, 2], модели оценки влияния неравномерности газопотребления на изменение технического состояния газотранспортных систем фактически отсутствуют, несмотря на общепризнанное наличие этого влияния. Дефицит таких моделей обусловлен множеством факторов, одним из которых является отсутствие в нормативной документации требований к проведению системного анализа режимов эксплуатации газотранспортных систем в рамках оценки их технического состояния и прогнозирования сроков безопасной эксплуатации. Следует отметить также игнорирование фактического технического состояния газоперекачивающего оборудования при планировании и оптимизации режимов работы газотранспортных систем в широко распространенных диспетчерских программно-вычислительных комплексах.

Учитывая изложенное, а также тот факт, что планируемое увеличение количества коммунально-бытовых потребителей газа на территории России в ближайшее время приведет к росту амплитуды краткосрочных изменений газопотребления, задача разработки моделей оценки влияния неравномерности газопотребления на техническое состояние газотранспортных систем видится крайне актуальной.

Следует отметить, что для разработки таких моделей потребуются инструменты, позволяющие в режиме реального времени оценивать изменение фактического технического состояния оборудования и трубопроводов в процессе изменения режимно-технологических параметров. Такими инструментами служат системы непрерывного автоматического или автоматизированного мониторинга [3].

Для решения поставленной научно-технической задачи наиболее эффективным является применение автоматизированных систем мониторинга на базе встраиваемых в состав объектов средств технического диагностирования, таких как интеллектуальные вставки [3] и другие смарт-элементы [4].

Применительно к трубопроводам основной фактор влияния неравномерности потребления на техническое состояние – это изменение внутреннего давления и температуры газа в процессе эксплуатации, которое приводит к изменению напряженно-деформированного состояния металла труб и соединительных деталей [3]. Таким образом, параметры напряженно-деформированного состояния газопроводов являются необходимыми диагностическими параметрами для решения задачи оценки влияния неравномерности газопотребления.

Рассмотрим возможность применения существующих технических решений в области мониторинга для решения поставленной научно-технической задачи. Как известно, наибольшую точность в качестве средства мониторинга напряженно-деформированного состояния металла имеет метод тензометрии, основанный на регистрации поверхностной деформации металла конструкций с применением датчиков с малой базой [3]. На рис. 1 представлен график изменения напряжений, зафиксированных с применением волоконно-оптических датчиков деформаций

на решетках Брэгга, установленных на металл трубы потенциально опасного участка газопровода Майкоп – Самурская – Сочи. Видно, что частота дискретизации позволяет фиксировать даже незначительные изменения деформаций, связанных с изменением внутреннего давления, что подтверждает возможность применения систем мониторинга для решения поставленной научно-технической задачи.

На рис. 2 показан график изменения продольных деформаций, зафиксированных на одном из сечений участка подводного перехода газопровода через Куйбышевское водохранилище в процессе его протаскивания при проведении строительно-монтажных работ. График показывает, что продольные деформации до начала строительно-монтажных работ и после их окончания отличаются, что однозначно свидетельствует о наличии монтажных напряжений в металле еще до его нагружения внутренним давлением.

Приведенные примеры подтверждают целесообразность проведения комплекса научно-исследовательских работ по разработке моделей оценки влияния неравномерности газопотребления на изменение технического состояния трубопроводов с применением современных средств мониторинга. Накопление данных мониторинга напряженно-деформированного состояния в течение нескольких лет и их сопоставление с результатами технического диагностирования позволит построить

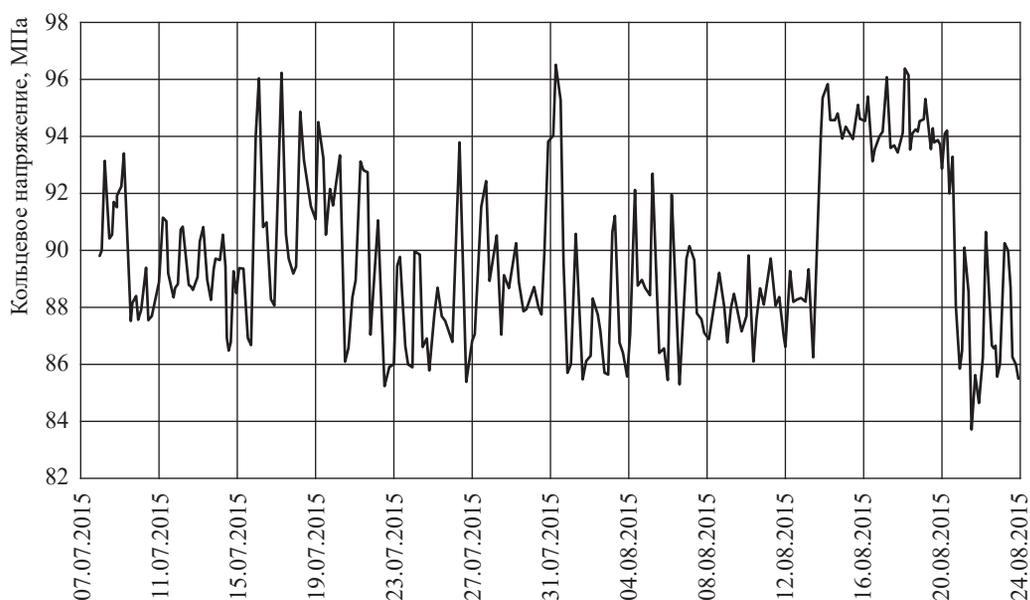


Рис. 1. График изменения кольцевых напряжений в контрольном сечении газопровода Майкоп – Самурская – Сочи

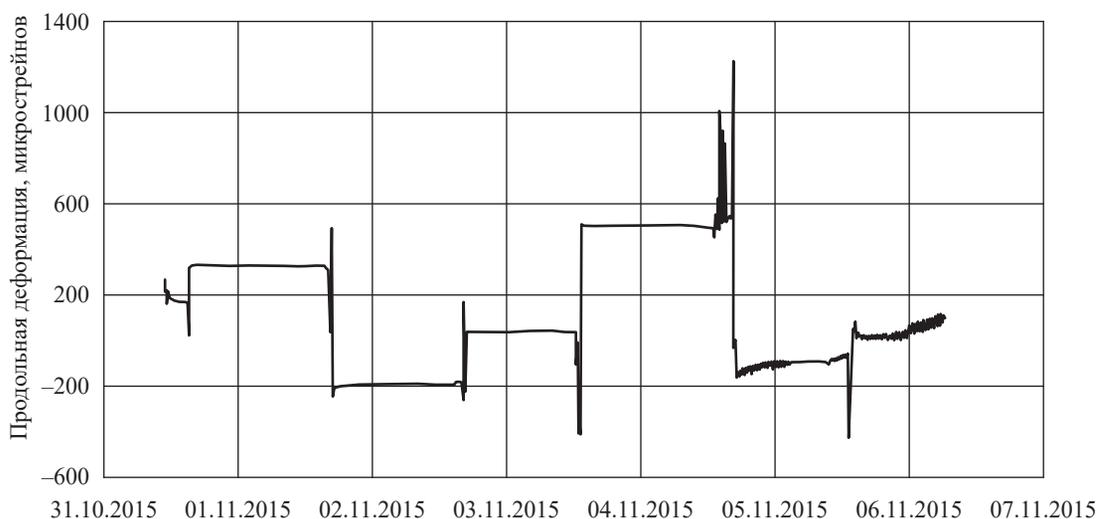


Рис. 2. График изменения продольных деформаций в ходе строительно-монтажных работ (протаскивания плети труб) на подводном переходе газопровода

необходимые модели, в том числе модели влияния на динамику развития коррозионных процессов [5].

Аналогично трубопроводам для мониторинга технического состояния основного технологического оборудования целесообразно применять системы мониторинга на базе штатных средств измерений [6]. Применение таких систем позволит учесть накопление рассеянной поврежденности оборудования в процессе всего жизненного цикла. Применительно к газоперекачивающим агрегатам, наиболее подверженным влиянию изменения режимов работы на техническое состояние, перспективным видится применение методологии эквивалентной наработки, в рамках которой вместо фактического времени работы оборудования используют расчетную величину наработки, принятую таким образом, чтобы исчерпание ресурса на фактических режимах работы за календарное время работы было эквивалентно исчерпанию ресурса на номинальном режиме

работы за принятую расчетную величину наработки.

В рамках данной методологии применение средств мониторинга позволит не только фиксировать все изменения режимов работы, но и корректировать величину эквивалентной наработки с учетом фактического изменения технического состояния контролируемых системами мониторинга деталей и узлов.

При этом формула оценки эквивалентной наработки ($T_{\text{экв}}$) примет следующий вид:

$$T_{\text{экв}} = \sum_{i=1}^{n_1} a_i^1 + \sum_{j=1}^{n_2} a_j^2 + \sum_{k=1}^n t_k b_k,$$

где a_i^1 – коэффициент влияния i -го пуска; n_1 – количество пусков; a_j^2 – коэффициент влияния j -го вынужденного (аварийного) останова; n_2 – количество вынужденных (аварийных) остановов; t_k – время эксплуатации на режиме k -й нагрузки; b_k – коэффициент для режима k -й нагрузки; n – общее число режимов разной нагрузки.

Список литературы

1. Сухарев М.Г. Анализ и управление стационарными и нестационарными режимами транспорта газа / М.Г. Сухарев, Р.В. Самойлов. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2016. – 399 с.
2. Никаноров В.В. Подсистема прогнозирования газопотребления крупного промышленного кластера АСУТП магистрального транспорта газа / В.В. Никаноров, С.Г. Марченко, Л.И. Бернер и др. // ИТНОУ: Информационные технологии в науке, образовании и управлении. – 2017. – № 3. – С. 20–24.

3. Ляпичев Д.М. Мониторинг технического состояния газопроводов: учеб. пособие / Д.М. Ляпичев, А.С. Лопатин. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2021. – 216 с.
4. Ляпичев Д.М. Перспективы применения соединительных элементов трубопроводов со встроенными средствами измерений для мониторинга напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов / Д.М. Ляпичев, М.М. Адмакин, М.Г. Полетаев // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 1 (50): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 101–106.
5. Гутман Э.М. Механохимия металлов и защита от коррозии / Э.М. Гутман. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Metallurgiya, 1981. – 271 с.
6. Ляпичев Д.М. Практические аспекты применения систем мониторинга и предиктивной аналитики газоперекачивающих агрегатов / Д.М. Ляпичев, Д.П. Никулина, А.А. Фильченкова // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2023. – № 2 (311). – С. 98–108.

Monitoring of gas pipelines as an instrument for assessing effect of uneven gas consumption on technical health of gas transportation systems

D.M. Lyapichev

Gubkin University, Block 1, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation
E-mail: Lyapichev.D@gubkin.ru

Abstract. Author shows that to estimate and to consider the effect of the uneven gas consumption on the technical health of the gas transportation systems, the analytic simulators are required. He grounds the efficiency of the automatic and the automated monitoring systems in respect to assessment of the factual technical status of the trunk gas pipelines operated in transient regimes. Author suggests an approach to assessment of the equivalent operating hours of the gas-pumping units with consideration of the data monitored by the regular equipment of the gas-pumping units. This method enables considering the impact of their transient operation.

Keywords: fluctuation of gas consumption, technical health, gas-pumping unit, process pipelines, monitoring, stress-strain behavior.

References

1. SUKHAREV, M.G., R.V. SAMOYLOV. *Analysis and control of steady and transient regimes of gas transportation* [Analiz i upravleniye statsionarnymi i nestatsionarnymi rezhimami transporta gaza]. Moscow: Gubkin University, 2016. (Russ.).
2. NIKANOROV, V.V., S.G. MARCHENKO, L.I. BERNER et al. Gas consumption forecast subsystem for large industrial hub for gas pipelines APCS [Podsystema prognozirovaniya gazopotrebleniya krupnogo promyshlennogo klastera ASUTP magistralnogo transporta gaza]. *ITNOU: Informatsionnyye Tekhnologii v Nauke, Obrazovanii i Upravlenii*, 2017, no. 3, pp. 20–24, ISSN 2587-6309. (Russ.).
3. LYAPICHEV, D.M., A.S. LOPATIN. *Monitoring of technical status of gas pipelines* [Monitoring tekhnicheskogo sostoyaniya gazoprovodov]. Moscow: National University of Oil and Gas «Gubkin University», 2021. (Russ.).
4. LYAPICHEV, D.M., M.M. ADMAKIN, M.G. POLETAYEV. Outlooks for application of pipe connectors with integral measuring instruments for monitoring stress-strain behavior of process pipelines [Perspektivy primeneniya soyedinitelnykh elementov truboprovodov so vstroynnymi sredstvami izmereniy dlya monitoring napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya tekhnologicheskikh truboprovodov]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, no. 1: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking, pp. 101–106. ISSN 2306-8949. (Russ.).
5. GUTMAN, E.M. *Mechanochemistry of metals and anticorrosive protection* [Mekhanokhimiya metallov i zashchita ot korrozii]. Moscow: Metallurgiya, 1981. (Russ.).
6. LYAPICHEV, D.M., D.P. NIKULINA, A.A. FILCHENKOVA. Practical aspects of application of monitoring systems and predictive analytics systems of gas pumping units [Prakticheskiye aspekty primeneniya sistem monitoring i prediktivnoy analitiki gazoperekachivayushchikh agregatov]. *Trudy Rossiyskogo Gosudarstvennogo Universiteta Nefti i gaza imeni I.M. Gubkina*, 2023, no. 2 (311), pp. 98–108, ISSN 2073-9028. (Russ.).

УДК 622.691.4:62-192

Обработка комплекса замеров режимных параметров газотранспортной системы: постановка задачи, примеры расчетов по оценке состояния оборудования и приборов

М.Г. Сухарев^{1,2*}, Р.В. Самойлов¹

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

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

* E-mail: mgsukharev@mail.ru

Ключевые слова: газотранспортная система, режимная диагностика, проверка измерительных приборов, метод максимального правдоподобия, идентификация параметров.

Тезисы. Системы сбора и передачи информации на газотранспортных сетях совершенствуются, но их возможности используются не в полной мере. В статье в постановочном ключе обсуждаются некоторые из этих возможностей, а именно: оценка состояния трубопроводов и силового оборудования, идентификация систематических ошибок и отказов измерительных приборов, учет дисбалансов при расчете притоков и отборов газа. Указывается, что наиболее рациональным подходом к решению этих задач является построение стохастических моделей. Стохастических – поскольку измерения и передача параметров режима неизбежно сопряжены со случайными ошибками.

При разработке алгоритмов и компьютерной реализации моделей встречаются определенные трудности. В статье не приводятся методы, которые позволили бы получить решение задач в общей постановке, но даны примеры, показывающие, что трудности преодолимы и как именно. Один из примеров относится к распознаванию систематических ошибок манометров на участке действующего магистрального газопровода. Разработанная модель реализована с помощью пакета прикладных программ общего назначения. Есть основания полагать, что те же подходы окажутся эффективными при решении ряда других проблем, актуальность которых стала очевидной в последние годы. К таким проблемам относятся диагностика отказов одного из измерительных приборов метрологического комплекса, калибровка измерительной аппаратуры, диагностика постепенных отказов трубопроводов (снижение коэффициентов эффективности) и силового оборудования (просадка напорной и/или мощностной характеристики газоперекачивающих агрегатов). Разработанные алгоритмы могут стать базой для расширения возможностей системы автоматического обнаружения утечек на газопроводе. Можно надеяться, что такая система будет достаточно эффективна даже при использовании штатных SCADA-измерений режимных параметров газового потока: давления, температуры, расхода. Эффективность методов достигается за счет комплексного учета всех взаимосвязанных измерений приборами газотранспортной системы.

Техническая политика ПАО «Газпром» направлена на совершенствование процедур оперативного управления и краткосрочного планирования газотранспортных систем (ГТС). Для достижения этой цели совершенствуется оснащение технологических объектов контрольно-измерительными приборами и системами телеметрии, поддерживается высокий уровень компьютеризации. Информационное обеспечение ГТС позволяет собирать и обрабатывать большие объемы информации о процессах транспортировки газа. Возросший информационный потенциал используется, однако, не в полной мере. Более широкое вовлечение информационных возможностей в оперативное управление Единой системы газоснабжения РФ сдерживается дефицитом научно-методических и программных разработок в сфере режимной диагностики (РД).

РД – это область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов ГТС по замерам режимных параметров газового потока. Возможности и перспективы РД в настоящее время недооценены. РД в применении к ГТС включает оценку технического состояния основного технологического оборудования, т.е. трубопроводов и газоперекачивающих агрегатов,

и приборного комплекса. Режимная диагностика не может заменить другие формы диагностического контроля, ее следует рассматривать не вместо, а вместе с другими освоенными практикой видами диагностики.

РД основана на обработке оперативной информации, поступающей с технологического объекта. Поскольку замеры режимных параметров сопряжены с ошибками, а ошибки носят случайный характер, модели РД являются стохастическими, т.е. строятся методами теории вероятности, случайных процессов и математической статистики. Модели во многом зависят от особенностей промышленного объекта и от проблемы, на решение которой они направлены. Поэтому практически невозможно разработать универсальные рекомендации, пригодные для любых ситуаций – штатных и аварийных. Частной задачей РД оборудования является распознавание местоположения и момента частичного отказа [1] трубопровода. Возможными причинами могут служить гидратные пробки, скопление конденсата и др. Задача наталкивается на существенные трудности в случае систем закольцованной структуры. Тем не менее, как показано на примере сложного газопровода-отвода [2], процедуру решения можно разработать, причем проще это сделать, сочетая формальные методы с эвристическими – экспертным знанием технологического объекта.

В области совершенствования метрологического обслуживания ГТС задачами РД является выявление приборов, состояние которых дрейфует к критической области. Следует либо их заменить, либо устроить их внеочередную поверку. Особенно сложными могут оказаться распознавание самого факта появления постепенного отказа в измерительном комплексе и идентификация отказавшего прибора. Достаточно обратиться к публикации Л. Ботева и П. Джонсона [3], где приведены два реальных примера ситуаций, имевших место в системе газоснабжения Великобритании. В обоих случаях трудно распознаваемые ошибки расходомеров приводили к искажению коммерческой информации в течение длительного времени: в одном случае – более года (385 сут), в другом – трех месяцев (90 сут). Трудности в обнаружении неисправностей объяснялись тем, что отказы были постепенными, вызванными медленно развивающимися дефектами. Подход к проблеме

и математический аппарат ее решения продемонстрированы ниже на примере обработки совокупности замеров давления на магистральном газопроводе [4, 5].

Стандартная процедура статистической отчетности промышленного предприятия – подведение балансов – для газовой отрасли имеет свою специфику. По закону сохранения массы поступление (приток) газа за произвольный промежуток времени в любую систему равно оттоку с учетом изменения количества газа в трубопроводах системы. В бухгалтерских документах, если дебет не сходится с кредитом, надо искать ошибку. С балансом газа сложнее. Составить баланс, правильно оценить все притоки и отборы оказывается весьма непростой проблемой. Несмотря на то что не всегда и не всем хотелось бы раскрывать детали этой проблемы, в отечественной периодике есть немало публикаций по данной теме [6–11]. Не обходят тему и зарубежные издания. Тем не менее проблема не закрыта, и принципиальных сдвигов в ее решении не видно. Представляется, что прогресс возможен при комплексном учете всей режимной и метрологической информации и только на базе адекватных стохастических моделей.

Названные проблемы весьма непростые. Над их решением работают специалисты во многих странах, для энергообеспечения которых газовая отрасль имеет немаловажное значение. Авторы не ставили своей целью охарактеризовать в статье проведенные исследования по затронутым проблемам, хотя обзор публикаций по каждой из них был бы полезной и своевременной работой. Цель авторов скромнее и заключается она в том, чтобы обратить внимание на неиспользуемые возможности информационного обеспечения системы газоснабжения, перечислить направления, где, по всей видимости, можно добиться успеха, прилагая сравнительно небольшие усилия.

В следующих разделах статьи перечисленные проблемы обсуждаются. Первые две охарактеризованы более подробно, на уровне идей приводится методический аппарат исследования. Последние даны в эскизном изложении.

Идентификация систематических ошибок приборов

Начнем с проблемы идентификации систематических ошибок приборов в измерительном кластере. Покажем, как по совокупности

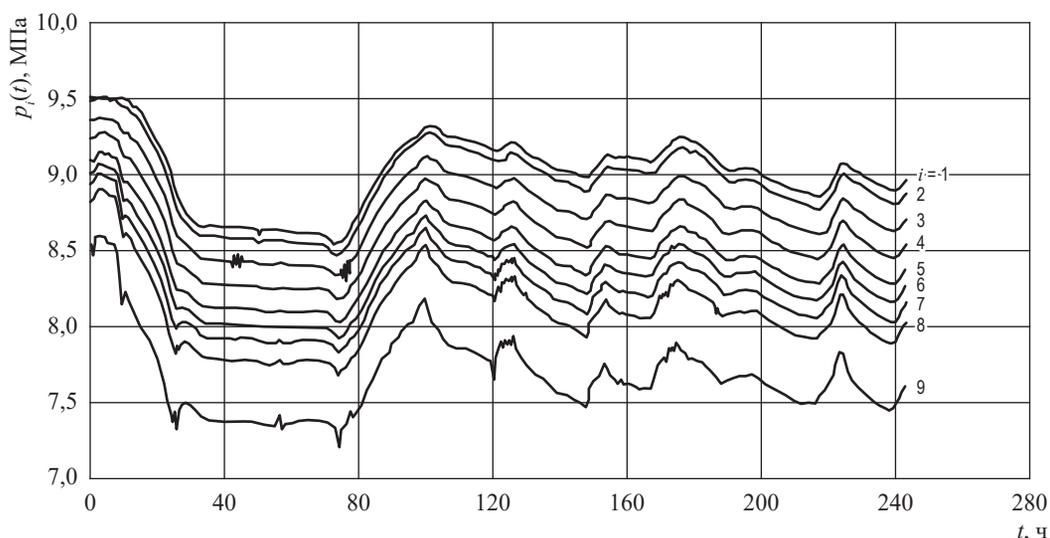


Рис. 1. Графики функций $p_i(t)$, $i = 1, \dots, 9$:
отсчет i ведется сверху вниз, номера секций увеличиваются в направлении течения газа

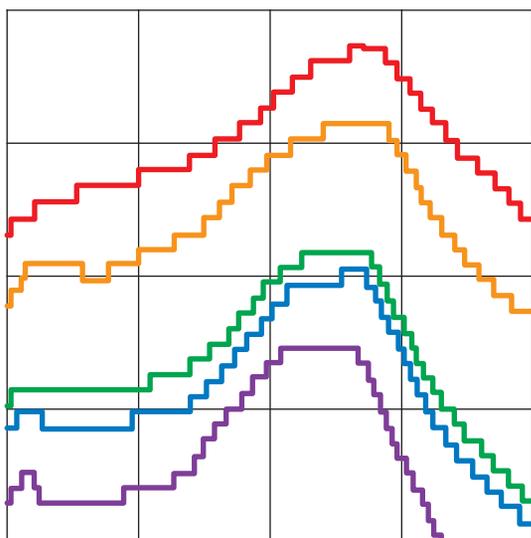


Рис. 2. Фрагмент графиков функций $p_i(t)$,
построенных по SCADA-информации

замеров давления на магистральном газопроводе можно осуществлять поверку манометров. Газопроводы оборудованы SCADA-системами, которые используются в основном для своевременного обнаружения аварийных ситуаций. Поверка измерительной аппаратуры не является функцией SCADA-системы. Однако может являться, если при обработке информации учесть режимно-технологические взаимосвязи параметров газового потока, измеряемых всеми приборами на рассматриваемом объекте.

Метод продемонстрируем на примере обработки совокупности замеров давления на конкретном участке магистрального

газопровода: диаметр труб – 1420 мм, длина участка – 176,9 км, по трассе расположены девять пунктов замера ($i = 1, \dots, 9$), которые разбивают участок на восемь секций с длинами 26; 29,2; 27,8; 25,3; 14,3; 24,6; 17,3; 12,4 км соответственно. Обрабатывались замеры давления – функции $p_i(t)$ (рис. 1). Функции $p_i(t)$ фактически являются дискретнозначными, так как информация о них передается по SCADA в дискретном виде. Фрагмент записи функций $p_i(t)$ в крупном масштабе представлен на рис. 2. Интервал времени между сеансами связи SCADA – 1 мин, шаг шкалы по давлению – 0,01 МПа.

Для описания взаимозависимости между параметрами газового потока использовалась модель стационарного квазиизотермического течения – нормативная¹ модель технологических расчетов магистральных газопроводов [12]. Рассматриваемый участок газопровода горизонтальный, поэтому расчетная формула имеет вид:

$$p_s^2 - p_f^2 = c \Delta \lambda T_{cp} z_{cp} L D^{-5} q^2, \quad (1)$$

где p_s, p_f – значения давления в начале и в конце участка соответственно; Δ – относительная плотность газа по воздуху; L, D – длина и внутренний диаметр трубопровода соответственно; q – коммерческий расход газа; $z_{cp} = z(p_{cp}, T_{cp})$ – среднее значение коэффициента

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

сжимаемости, где p_{cp} , T_{cp} – средние интегральные по участку значения давления и температуры газа; c – константа для соблюдения размерности. Множитель λ является «подправленным» коэффициентом гидравлического сопротивления $\lambda_{тр}$. Формула (1) регламентирована для проектных расчетов¹ магистральных газопроводов и повсеместно используется также для расчетов эксплуатационных. Согласно СТО Газпром 2-3.5-051-2006¹ при турбулент-

$$\lambda = \frac{\lambda_{тр}}{E^2} \equiv \frac{0,067 \left(\frac{2K}{D} \right)^{0,2}}{E^2}, \text{ где } K -$$

коэффициент шероховатости. Множитель E называется коэффициентом эффективности и вводится с целью адаптации результатов расчетов к фактическим режимам эксплуатации.

Формула (1) применима не только к участку в целом, но и к каждой из секций. Для всех секций участка имеет место равенство расходов $q_1 = \dots = q_8 = q$ из-за отсутствия попутных отборов по участку.

Для демонстрации результатов вместо коэффициентов эффективности удобно пользоваться величинами $\gamma_i = E_i^{-2}$; $i = 1, \dots, 8$ (рис. 3). Ломаные на рис. 3 соответствуют трем моментам времени t , угловые точки ломаных имеют координаты $(x_i, \gamma_i(t))$, $i = 1, \dots, 7$, где x_i – координата середины секции, расстояние вдоль оси трубы от начала отсчета до середины секции. На график нанесены все точки, кроме $(x_8, \gamma_{8,t})$, которая не помещается на чертеж при выбранном масштабе по оси ординат. Дело в том,

что для всех трех значений времени $\gamma_{8,t} \approx 5,5$, т.е. намного больше остальных $\gamma_i(t)$. Все секции газопровода находятся примерно в одинаковом техническом состоянии, поэтому коэффициенты эффективности секций (а следовательно, и γ_i) не должны значительно отличаться друг от друга. Но значения γ_i оценены по замеренным значениям давления $p_i(t)$, $i = 1, \dots, 9$ и отличаются значительно. Более других выбивается из ряда точка γ_8 . Чем же объясняется этот эффект? Физических оснований для объяснений нет. Незначительная зависимость от времени свидетельствует, что причиной не может быть использование стационарных уравнений, т.е. пренебрежение в модели аккумулирующей способностью трубопровода.

Единственно приемлемой гипотезой о причине рассогласования коэффициентов эффективности является наличие систематических ошибок при измерении давления. Для исследования влияния ошибок введем обозначения: p_i – истинное значение измеряемой величины; δp_i – систематическая ошибка; $p_i^* = p_i + \delta p_i$ – результат измерения. По рис. 3 можно понять, что наиболее правдоподобными гипотезами будут $\delta p_6 \neq 0$, $\delta p_1 \neq 0$ и $\delta p_9 \neq 0$. Введем в модель в качестве неизвестных эти величины и коэффициенты эффективности, положив, что все они равны, т.е. $E_i = E$. Получим следующие оценки: $E = 1,0016$; $\delta p_1 = -0,0873$ МПа; $\delta p_6 = -0,0303$ МПа; $\delta p_9 = -0,3475$ МПа.

По рис. 4 (синяя линия) видно, что в результате учета систематических ошибок ситуация улучшилась, разброс оценок γ_i уменьшился.

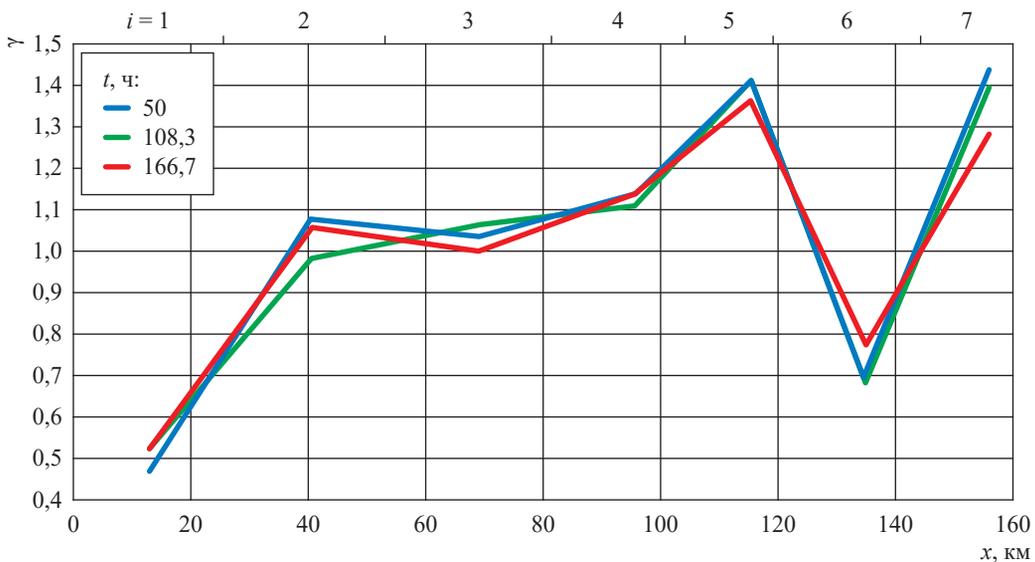


Рис. 3. Значения функции $\gamma_{i,t}$, $i = 1, \dots, 7$

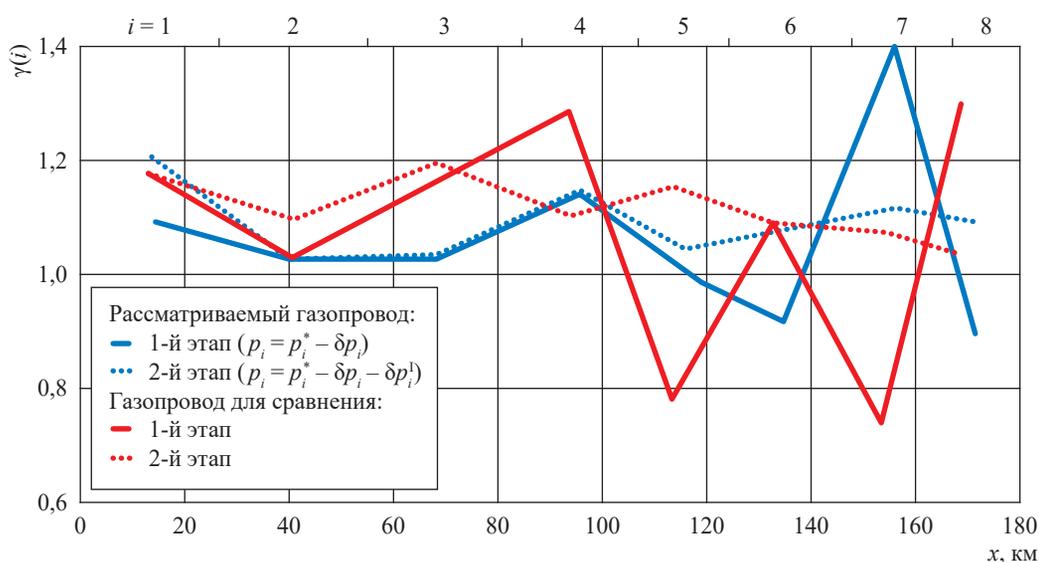


Рис. 4. Оценки значений λ_i ($i = 1, \dots, 7$) после двух этапов устранения систематических ошибок

Однако все равно имеются значительные изменения γ_i при переходе от одной секции к другой. Полученные результаты позволяют выдвинуть гипотезу о наличии систематической ошибки δp_i^1 . Вводя и эту неизвестную величину в модель идентификации, получим новые оценки (см. рис. 4, синий пунктир). Для полноты картины наряду с рассматриваемым газопроводом приведены данные по другому трубопроводу (см. рис. 4, красные линии и пунктир).

Результаты вычислительного эксперимента, проведенного на базе реальных эксплуатационных замеров, показывают, что абсолютные значения систематических ошибок нельзя считать малыми. Учет их в модели течения газа позволяет «сгладить» ломаные (см. рис. 3) и получить разброс оценок γ_i (см. рис. 4, пунктирные линии), объяснимый случайными факторами.

Итак, для проверки и калибровки измерительной аппаратуры предложена методика, позволяющая оценивать систематические ошибки измерений в процессе эксплуатации газопроводной системы. Процедура оценивания строится на основе обработки замеров взаимосвязанных режимных параметров течения газа, полученных с помощью штатных измерительных приборов, и не требует установки дополнительного диагностического оборудования. Численные расчеты по реальному трубопроводу продемонстрировали работоспособность предлагаемой методики при обработке SCADA-информации.

Идентификация коэффициентов эффективности пассивной ГТС²

В принципиальном плане метод обработки оперативной информации может быть перенесен на ГТС произвольной конфигурации. Ранее [2] предложены и исследованы процедуры, предназначенные для идентификации коэффициентов эффективности. В качестве объекта для иллюстрации взят сложный газопровод-отвод (рис. 5), который имеет два источника – узлы 10 и 11, три стыковых узла (7, 8, 9) и шесть потребителей (остальные 6 вершин структурного графа). Потребителями являются газораспределительные станции (ГРС).

Для гидравлического расчета системы требуется задание 11 параметров режима – граничных условий (ГУ). В качестве ГУ естественно задавать, например, внешние притоки и отборы – поставки потребителям и поступления в источниках – и давление. Для однозначности расчета надо, чтобы в каждом узле был задан один параметр, причем среди них обязательно должно быть по крайней мере одно давление. Если замеряется больше параметров, чем требуется ГУ, то появляется возможность оценить некоторые коэффициенты расчетной модели. На практике обычно бывает важно оценивать коэффициенты эффективности.

Поскольку исходным материалом служат результаты замеров, модель оценки является

² Пассивной называется ГТС без активных элементов – компрессоров.

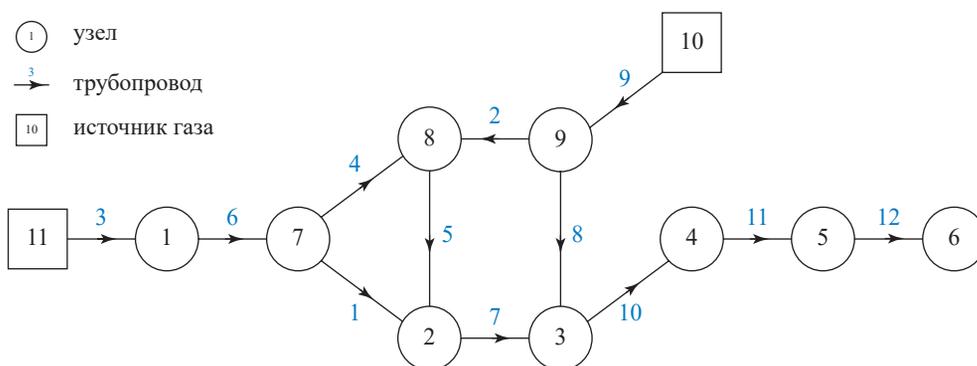


Рис. 5. Принципиальная схема газопровода-отвода

стохастической. Совокупность ГУ представляет собой вектор; обозначим его через \mathbf{Y}^* . Компонентами \mathbf{Y}^* являются внешние притоки и отборы Q_k^* и давления p_m^* . Обозначив через $\delta\mathbf{Y}^*$ ошибку замера, получим $\mathbf{Y}^* = \mathbf{Y} + \delta\mathbf{Y}^*$. Как принято в теории ошибок, считаем ошибки гауссовскими величинами. Для оценки применяем метод максимального правдоподобия. Оцениваемыми величинами служат истинные значения режимных параметров \mathbf{Y} и коэффициенты эффективности E . Проблема сводится к задаче математического программирования при наличии ограничений в виде равенств. Ограничениями являются уравнения математической модели для гидравлического расчета ГТС. Критерий оптимизационной задачи записывается в виде взвешенной суммы квадратов отклонений замеров от искомым величин [2]. Чем больше измеряемых параметров и сеансов передачи информации, тем точнее оценки.

Вычислительная сторона задачи математического программирования, безусловно, представляет методический интерес. Дело в том, что функция цели оптимизационной задачи может быть многоэкстремальной. Сложность вычислительной процедуры быстро возрастает с увеличением количества оцениваемых параметров и обусловлена многоэкстремальностью критерия и ограничениями в виде равенств. Ограничения исследуются в теории гидравлических цепей [12] и часто оказываются весьма чувствительными к изменению ГУ. Решение оптимизационной задачи во многом зависит от того, насколько удачно выбрано начальное приближение.

Решение в случае рассматриваемого газопровода-отвода получено с помощью привлечения экспертных знаний о технологическом объекте [2]. Для газопровода-отвода естественно было предположить, что

коэффициенты эффективности трубопроводов не на много отличаются друг от друга, т.е. трубопроводы находятся примерно в одинаковом техническом состоянии. Поэтому начальное приближение (1-й этап решения) было построено в предположении, что все коэффициенты эффективности равны: $E_1 = \dots = E_{12} = E$. Оптимизационная задача с одним оцениваемым коэффициентом трудностей не вызывает, проведенный расчет дал оценку $\hat{E}^{(1)} = 0,918$.

На рис. 6 представлена одна из компонент решения – давление в узле 5. Решение 1-го этапа изображается кривой $\hat{P}_5^{(1)}(t)$, которая хотя и воспроизводит особенности замеров, однако вызывает желание улучшить степень согласованности. Методом чувствительности выявлено, что на рассогласование приближения 1-го этапа с результатами замеров наибольшее влияние оказывают коэффициенты эффективности трубопроводов 11 и 12. Поэтому на 2-м этапе решалась оптимизационная задача с тремя оцениваемыми коэффициентами эффективности: 1) $E = E_1 = \dots = E_{10}$; 2) E_{11} ; 3) E_{12} . Получены следующие оценки: $\hat{E}^{(2)} = 0,918$; $\hat{E}_{11}^{(2)} = 0,917$; $\hat{E}_{12}^{(2)} = 0,925$. Оказалось, что решение 2-го этапа практически совпадает с диспетчерской информацией – замерами режимных параметров. На рис. 6 компонента решения $\hat{P}_5^{(2)}(t)$ визуально не отличается от кривой замеров. Полученные результаты дают для каждого параметра более качественную оценку, чем непосредственный замер этого параметра, потому что оценка максимального правдоподобия учитывает всю совокупность замеров режимных параметров в их взаимосвязи. Это значит, что оценки незамеряемых величин – коэффициентов эффективности – также являются наиболее обоснованными в условиях существующего метрологического обеспечения ГТС.

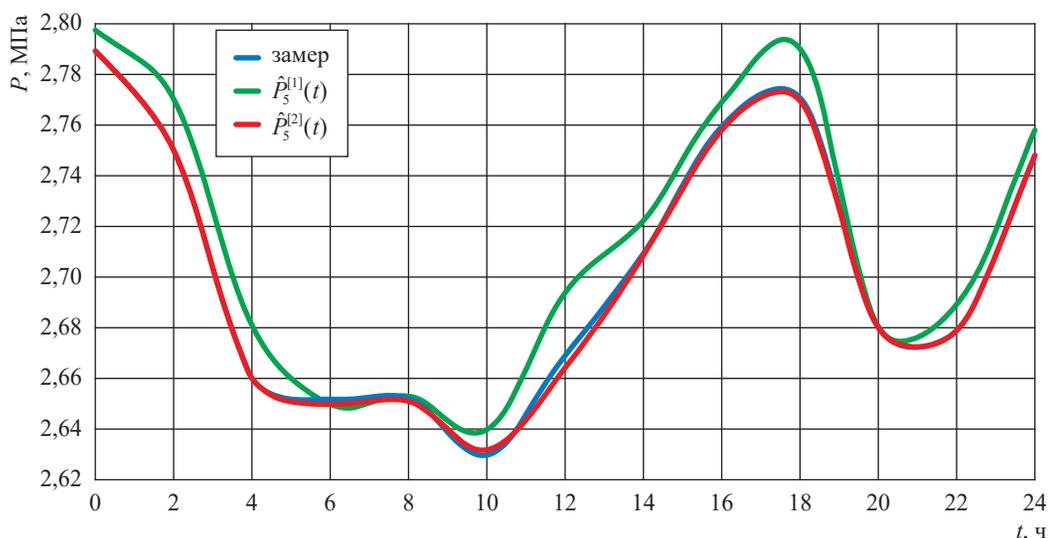


Рис. 6. Давление у потребителя в узле 5 (см. рис. 5)

Идентификация постепенных отказов работоспособности приборов

Диагностика отказов измерительных приборов по статистике наблюдений за режимными параметрами является важной задачей оперативного управления трубопроводными системами. Ее значение возрастает с увеличением степени автоматизации и компьютеризации производственных процессов трубопроводного транспорта. Помимо рассмотренной выше задачи выявления систематических ошибок манометров практика выдвигает множество других задач. Их решение иногда требует преодоления серьезных препятствий методического плана. По-видимому, этим объясняются слабая проработанность проблемы, практическое отсутствие эффективных математических моделей для исследования. Такой задачей является разработка алгоритмов, оперативно отслеживающих возникновение систематических ошибок для ГТС произвольной структуры. Возможны различные постановки этой задачи. Выше уже упоминалась ситуация, когда постепенно ухудшающаяся метрологическая характеристика одного из приборов приводит к серьезным последствиям в газовом бизнесе [3]. В теории надежности есть понятие постепенных (деградационных) отказов работоспособности [1]. Они отличаются от внезапных отказов, когда работоспособность объекта снижается одновременно (обычно скачкообразно). Обнаружение именно постепенных отказов сопряжено с особыми трудностями [3].

Модели постепенных отказов также являются стохастическими и строятся на базе

метода максимального правдоподобия. Не вдаваясь в математические детали, приведем на примере проведенного вычислительного эксперимента [13] в фрагментарном изложении технологическую постановку задачи и укажем на особенности ее решения. Рассматривался газопровод-отвод (см. рис. 5), на котором измерялись давления во всех узлах, подача потребителям (узлы 1...6) и притоки в источниках (узлы 10, 11). В качестве исходных данных взяты осредненные за каждый час замеры режимных параметров в течение 8 сут (192 ч). По совокупности замеров отслеживалось изменение коэффициента эффективности, который полагался равным для всех 12 трубопроводов ГТС.

Имитировался постепенный отказ одного из расходомеров. При отказе в момент t_1 на этом расходомере возникает систематическая ошибка, которая возрастает от нуля до значения c , и на этом уровне стабилизируется. Отслеживалось влияние ошибки прибора на оценку состояния ГТС, которое характеризуется оценками коэффициентов эффективности трубопроводов. Рис. 7 позволяет составить представление о результатах проведенного вычислительного эксперимента. Для выявления отказа применялся метод кумулятивных сумм, являющийся эффективным аппаратом обнаружения разладки временных рядов [14]. Рис. 7 показывает изменение показателя L_t , который вычисляется в методе кумулятивных сумм [14].

Имитировалась следующая ситуация: в момент $t_1 = 72$ ч возникает неисправность расходомера в узле 5, из-за чего

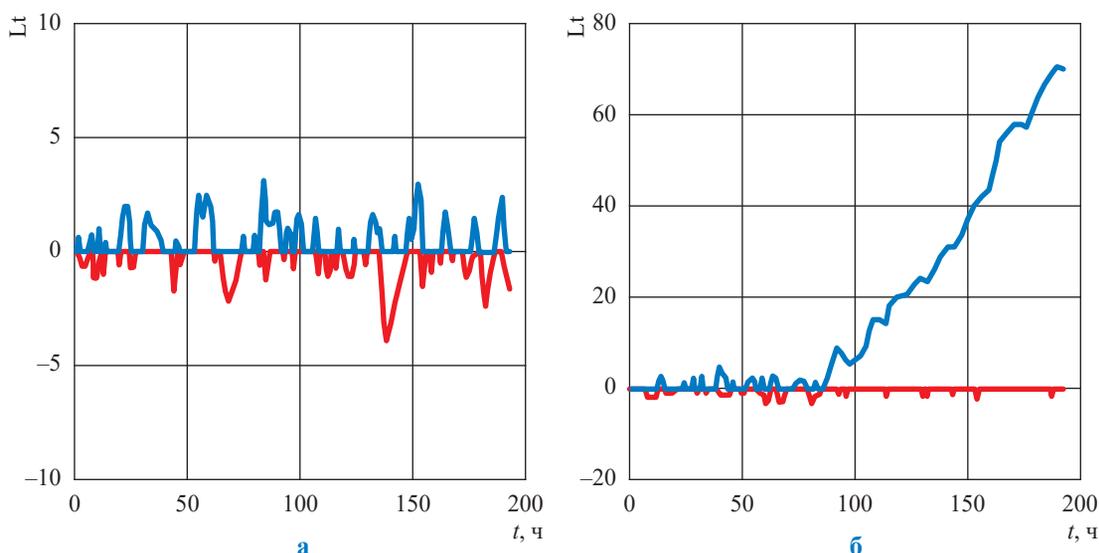


Рис. 7. Влияние отказа расходомера в узле 5 газопровода-отвода (см. рис. 5) на оценки коэффициентов эффективности ($c = 0,015$ МПа): а – трубопровод 2, разладки нет; б – трубопровод 12, разладка начиная с $t = 72$ ч

систематическая ошибка прибора постепенно нарастает от 0 до $c = 0,015$ МПа в момент $t_2 = 100$ ч. Неисправность может быть обнаружена по разладке временных рядов, характеризующих динамику оценок параметров состояния, в данном случае коэффициентов эффективности E . Статистика Lt – один из возможных вариантов критерия, т.е. функции, используемой для обнаружения отказа. Видно, что на оценку коэффициента E для участка 2 (см. рис. 7а) неисправность прибора не влияет, а на участке 12 (см. рис. 7б) влияние несомненно. Таким образом, отслеживая динамику показателей метода кумулятивных сумм, можно не только установить факт отказа, но и указать примерно совокупность приборов, среди которых находится отказавший.

Режимная диагностика газоперекачивающих агрегатов

Диагностика состояния ГТС по текущим наблюдениям за параметрами режима охватывает весьма широкий круг производственных ситуаций. Настоящая статья не ставит целью дать исчерпывающее описание проблемы. Однако представляется, что было бы ошибкой ограничиться приведенной выше задачей об оценке коэффициентов эффективности пассивной (без компрессоров) ГТС. Приведем краткие сведения о режимной диагностике газоперекачивающего агрегата (ГПА).

Штатными приборами измеряются следующие параметры режима: P_{in} , P_{out} – давление

на входе и выходе нагнетателя, T_{in} , T_{out} – температура на входе и выходе нагнетателя, n – число оборотов нагнетателя. Кроме того, если ГПА работает с электроприводом, измеряется мощность N на муфте компрессора. Оценку объемного расхода Q можно сделать, используя замеры общестанционных параметров режима, в частности, расхода. Математическая модель ГПА связывает эти параметры: она включает напорную $\varepsilon(Q, n)$, мощностную $N(Q)$ и КПД- $\eta(Q)$ характеристики, которые являются функциями приведенного объемного расхода. Для компьютерного моделирования расчетные формулы можно представить в следующем виде:

$$N = \frac{55,6 P_{in} Q (\varepsilon^{0,3} - 1)}{\eta(Q) n} \text{ для мощности}^3; \quad (2)$$

$$\frac{P_{out}}{P_{in}} = \varepsilon(Q, n) \text{ для напора}; \quad (3)$$

$$T_{out} = T_{in} \varepsilon^{\frac{m-1}{m}} \text{ и для температуры}, \quad (4)$$

где m – показатель политропы. Математическая модель компрессора помимо ограничений в виде равенств (2)–(4) включает еще ряд технологических ограничений в виде неравенств: по максимальным значениям давления, температуры нагнетания и мощности [12].

³ Формула регламентирована отраслевым нормативом¹, где указана размерность всех входящих в нее переменных.

Правилами эксплуатации предусмотрены различные операции для контроля технического состояния ГПА. Предложены диагностические признаки, динамика которых позволяет оценить состояние подсистем ГПА: газового тракта нагнетателя, тракта подачи топливного газа, масляной системы или агрегата в целом. В отличие от этих частных задач технологического контроля, предлагаемая методика относится к диагностированию ГПА в целом и учитывает всю информацию по штатным замерам параметров режима и все связывающие их физические (термодинамические) соотношения и ограничения, определяемые конструктивными особенностями установки.

Целью режимной диагностики является распознавание не внезапных, а постепенных отказов, характеризующихся плавным снижением уровня работоспособности объекта. Проявляются такие отказы в просадке напорной либо мощностной характеристики или обеих вместе. В модели для идентификации просадки вводятся поправочные коэффициенты K_ε , K_N , т.е. вместо уравнения (3) рассматривается

уравнение $\frac{P_{out}}{P_{in}} = K_\varepsilon \varepsilon(Q, n)$. Аналогичным образом

изменяется и уравнение (4). Проблема формализуется как задача поиска таких значений параметров режима и коэффициентов K_ε , K_N , которые обеспечивают максимум функции правдоподобия.

С вычислительной точки зрения распознавание постепенного отказа осложняется нелинейностью ограничений и многоэкстремальностью критерия. Для решения этой задачи естественно воспользоваться итерационной процедурой с ньютоновской линеаризацией на каждом итерационном шаге. Вычислительная специфика процедуры зависит от количества оцениваемых параметров режима и коэффициентов адаптации. Целевая функция может быть многоэкстремальной и овражистой, что определяет высокие требования к выбору начального приближения итерационной процедуры. Доказать практическую приемлемость методики можно проведением вычислительного эксперимента, в котором имитируются реальные особенности технической системы: ее структура, паспортные характеристики ГПА и др. Пробные эксперименты для двух типов ГПА мощностью 16 и 25 МВт показали работоспособность процедуры: методика дает

адекватные оценки коэффициентов адаптации, при решении наблюдалась быстрая сходимость итерационной процедуры.

Разбалансы в системах газоснабжения

Еще одной проблемой, связанной с обработкой диспетчерских замеров, является подведение балансов между поступлением газа в систему и его подачей потребителям. В силу многих естественных причин постоянно возникают нестыковки, заставляющие поставщиков и потребителей изобретать различные ухищрения для того, чтобы балансы сошлись. Проблема подведения балансов в газовой индустрии – проблема неучтенного газа – давно находит отражение в научно-технической периодике и в других информационных российских [6–11, 15] и зарубежных [3, 16, 17] источниках. Проблема подведения балансов актуальна для магистральных газопроводов [6–8], магистральных распределительных систем [7, 9, 11, 15–17], распределительных сетей [9–11] и систем газосбора [15]. На сайте энергетической компании National Grid, работающей в США и Великобритании, помещается представительная статистика по неучтенному газу в Великобритании. Необходимость оценить разбалансы объясняется многими факторами. Действительно, важно выяснить, какова доля потерь, обусловленных различными причинами: технологическими (выбросы в атмосферу при ремонтах, запуск агрегатов и т.д.), ошибками моделирования, несанкционированными отборами и злоупотреблениями, ошибками учета, случайными и систематическими ошибками измерения.

Попытки разработать такие процедуры обнаружения разбалансов, которые удовлетворяли бы всех участников бизнес-процесса, обречены на неудачу, если они базируются на детерминированном подходе. Успех может быть достигнут, если пользоваться стохастическим подходом, учтя при этом все источники возможных ошибок, в том числе систематические ошибки приборов и человеческий фактор. А эта парадигма неизбежно приведет к моделям того типа, которые перечислены в настоящей работе.

Процедуры алгоритмизации и вычислительной реализации рассмотренных в статье задач имеют много общего. Их сложность

определяется прежде всего количеством оцениваемых коэффициентов модели. Решение зависит также от состава и количества средств измерений, их точности, расположения на технологических объектах. Эксперименты по реализации математических моделей для различных ГТС, различных постановок задачи показали, что численное решение можно получить с помощью пакетов прикладных программ общего назначения. Однако это не гарантирует, что такая же ситуация будет иметь место при решении других задач подобного рода.

Не исключено, что в других случаях придется обращаться и к коммерческим проблемно-ориентированным пакетам. В каждом конкретном случае для того, чтобы подобрать подходящую вычислительную процедуру требуется провести специальное исследование. Численные решения рассмотренных выше оптимизационных задач получены с помощью алгоритмов Левенберга – Марквардта или Недлера – Мида. Весьма вероятно, что полезными могут оказаться и другие методы оптимизации.

Список литературы

1. Надежность систем энергетики: сб. рекомендуемых терминов. – М.: Энергия, 2007. – 192 с.
2. Sukharev M.G. Identification of model flow parameters and model coefficients with the help of integrated measurements of pipeline system operation parameters / M.G. Sukharev, M.A. Kulalaeva // *Energy*. – 2021. – Т. 232. – Ст. № 120864.
3. Botev L. Applications of statistical process control in the management of unaccounted for gas / L. Botev, P. Johnson // *J. Nat. Gas Sci. Eng.* – 2020. – Т. 76. – Ст. № 103194.
4. Сухарев М.Г. Методика поверки измерительной аппаратуры в процессе эксплуатации магистральных газопроводов и их систем / М.Г. Сухарев, К.О. Косова // *Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина*. – 2017. – № 2 (287). – С. 103–114.
5. Сухарев М.Г. Оперативная корректировка показаний измерительных приборов на магистральном газопроводе по замерам режимных параметров / М.Г. Сухарев, К.О. Косова // *Территория Нефтегаз*. – 2018. – № 9. – С. 14–23.
6. Горбунов С.С. Построение системы идентификации источников и причин небаланса газа в газотранспортной системе / С.С. Горбунов, А.В. Костандян, В.А. Дубинин и др. // *Газовая промышленность*. – 2019. – № S2 (786). – С. 68–76.
7. Андришин М.П. Динамика показателей статистической отчетности дисбаланса газа / М.П. Андришин, Е.А. Игуменцев // *Материалы IX Международной научно-технической конференции «Метрология-2014»*, г. Харьков, 15–17 октября 2014 г. – С. 427–430.
8. Павловский М.А. Применение методов математической статистики для анализа причин дисбаланса транспорта природного газа в трубопроводной газотранспортной системе / М.А. Павловский // *Нефтегазовое дело*. – 2012. – № 1. – С. 69–74.
9. Игнатъев А.А. Оценка величины разбаланса объемов поставленного и потребленного газа с использованием методики расчета случайных погрешностей / А.А. Игнатъев, Д.В. Белов // *Вестник Тамбовского университета*. – 2012. – Т. 17. – Вып. 3. – С. 1014–1016.
10. Саликов А.Р. Разбаланс в сетях газораспределения / А.Р. Саликов // *Газ России*. – 2015. – № 4. – С. 36–41.
11. Тухбатуллин Ф.Г. О причинах разбаланса природного газа в системе газораспределения и методах прогнозирования его причины / Ф.Г. Тухбатуллин, Д.С. Семейченков // *Территория Нефтегаз*. – 2017. – № 6. – С. 14–20.
12. Сухарев М.Г. Анализ и управление стационарными и нестационарными режимами транспорта газа / М.Г. Сухарев, Р.В. Самойлов. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 399 с.
13. Sukharev M.G. Devices operability control through gas supply system mode parameter routine measurement history / M.G. Sukharev, M. Chupin // *Journal of Process Control*. – 2023. – Т. 121. – С. 73–84.
14. Никифоров И.В. Последовательное обнаружение изменения свойств временных рядов / И.В. Никифоров. – М.: Наука, 1983. – 199 с.
15. Бугуцкий И.В. Автоматический расчет запаса газа в межпромысловых газопроводах / И.В. Бугуцкий, С.В. Дегтярев, М.И. Тюшевский // *Газовая промышленность*. – 2022. – № 06. – С. 62–67.

16. Haydell M. Unaccounted-for gas / M. Haydell // American School of Gas Measurement Technology: Proceedings. – 2001. – С. 148–153.
17. Arpino F. Unaccounted for gas in natural gas transmission networks: Prediction model and analysis of the solutions / F. Arpino, M. Dell’Isola, G. Ficco et al. // J. Nat. Gas Sci. Eng. – 2014. – № 17. – С. 58–70.

Processing a complex of regime parameters for gas transportation system: tasking, examples of calculations referred to health assessment of equipment and instruments

M.G. Sukharev^{1,2*}, R.V. Samoylov¹

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

² Gubkin Univesity, Block 1, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: mgsukharev@mail.ru

Abstract. The telemetry systems at gas pipelines networks are constantly advancing, but their performance capabilities are not used in full. The article sets the problem and discusses some applications: assessment of pipeline and power facilities condition, identification of systematic errors and failures of the measuring instruments, imbalance consideration while calculating gas inflows and off takes. It is argued that development of the random models is the most reasonable method of solving these problems, because measurements and the data transmission are always accompanied by random errors.

When developing algorithms and computer implementation of models, certain difficulties are encountered. This article does not highlight any methods providing solutions of general tasks, but it contains the examples demonstrating that the troubles could be overcome. One example relates to recognition of the systematic errors of the gauges at a sector of an active trunk gas pipeline. The suggested model is realized using a package of the all-purpose applied utilities. It seems that the same approaches will be efficient for solving another topical tasks like fault diagnosis and calibration of the measuring instruments, diagnosis of degradation for the pipelines (decrease of the efficiency factors) and power equipment (drop of the of pressure and/or power characteristics of the gas-compressor units). The suggested algorithms could become a base for creation of a system for the automatic detection of the leaks at a gas pipeline. One can hope that such a system will be enough efficient even at conventional SCADA-measurements of the regime parameters of a gas flow like pressure, temperature, flow rate. Efficacy of these methods is reached due to the complex consideration of all the interrelated data measured by the instruments of a gas transmission network.

Keywords: gas transportation system, regime diagnostics, verification of measuring instruments, maximum likelihood method, identification of parameters.

References

1. *Reliability of power systems: collection of the recommended terms* [Nadezhnost system energetiki: sbornik rekomenduyemykh terminov]. Moscow: Energiya, 2007. (Russ.).
2. SUKHAREV, M.G., M.A. KULALAEVA. Identification of model flow parameters and model coefficients with the help of integrated measurements of pipeline system operation parameters. *Energy*, 2021, vol. 232, no. 120864, ISSN 0360-5442.
3. BOTEV L., P. JOHNSON. Applications of statistical process control in the management of unaccounted for gas. *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, 2020, vol. 76, no. 103194, ISSN 1875-5100.
4. SUKHAREV, M.G., K.O. KOSOVA. Method of pressure gages calibration while operation of gas mains and their systems [Motodika poverki izmeritelnoy apparatury v protsesse ekspluatatsii magistralnykh gazoprovodov i ikh sistem]. *Trudy Possiyskogo gosudarstvennogo universiteta nefi i gaza im. I.M. Gubkina*, 2017, no. 2(287), pp. 103–114, ISSN 2073-9028. (Russ.).
5. SUKHAREV, M.G., K.O. KOSOVA. On-line data adjustment of meters in trunk gas lines by measurements of operation mode parameters [Operativnaya korrektyrovka pokazaniy izmeritelnykh priborov na magistralnom gazoprovode po zameram rezhimnykh parametrov]. *Territoriya Neftegaz*, 2018, no. 9, pp. 14–23, ISSN 2072-2745. (Russ.).
6. GORBUNOV, S.S., A.V. KOSTANDYAN, V.A. DUBININ et al. Development of an approach for identification of sources and causes of gas unbalance in gas transmission system [Postroyeniye sistemy identifikatsii istochnikov i prichin nebalansa gaza v gazotransportnoy sisteme]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2019, no. S2 (786), pp. 68–76, ISSN 0016-5581. (Russ.).
7. ANDRIISHIN, M.P., Ye. A. IGUMENTSEV. Dynamics of gas imbalance statistics [Dinamika pokazateley statisticheskoy otchetnosti disbalansa gaza]. In: *Proc. of the IX International R&D conference “Metrology-2014”*, Kharkov, 15–17 October 2014, pp. 427–430. (Russ.).

8. PAVLOVSKIY, M.A. Application of statistical methods to analyse the causes of imbalance in the gas transmission system [Primeneniye metodov matematicheskoy statistiki dlya analiza prichin disbalansa transporta prirodnogo gaza v truboprovodnoy gazotransportnoy sisteme]. *Neftegazovoye Delo*, [online], 2012, no. 1, pp. 69–74, ISSN 1813-503X. (Russ.).
9. IGNATYEV, A.A., D.V. BELOV. Evaluation of imbalance amount of delivered and used gas volumes with use of random errors calculation methodics [Otsenka velichiny razbalansa obyemov postavlenogo i potreblennogo gaza s ispolzovaniyem metodiki rascheta sluchaynykh pogreshnostey]. *Vestnik Tambovskogo Universiteta*, 2012, vol. 17, is. 3, pp. 1014–1016, ISSN 1810-0198. (Russ.).
10. SALIKOV, A.R. Imbalance in gas distributing systems [Razbalans v setyakh gazoraspredeleniya]. *Gaz Rossii*, 2015, no. 4, pp. 36–41, ISSN 2307-1648. (Russ.).
11. TUKHBATULLIN, F.G., D.S. SEMEYCHENKOV. The reasons for the imbalance of natural gas in the gas distribution system and methods of its value prediction [O prichinakh razbalansa prirodnogo gaza v sisteme gazoraspredeleniya i metodakh prognozirovaniya yego prichiny]. *Territoriya Neftegaz*, 2017, no. 6, pp. 14–20, ISSN 2072-2745. (Russ.).
12. SUKHAREV, M.G., R.V. SAMOYLOV. *Analysis and control of stationary and transient regimes of gas transportation* [Analiz i upravleniye statsionarnymi i nestatsionarnymi regimami transporta gaza]. Moscow: Gubkin University, 2016. (Russ.).
13. SUKHAREV, M.G., M. CHUPIN. Devices operability control through gas supply system mode parameter routine measurement history. *Journal of Process Control*, 2023, vol. 121, pp. 73–84, ISSN 0959-1524.
14. NIKIFOROV, I.V. *Sequential discovery of property changes for time series* [Posledovatelnoye obnaryzheniye izmeneniya svoystv vremennykh ryadov]. Moscow: Nauka, 1983. (Russ.).
15. BUGUTSKIY, I.V., S.V. DEGTYAREV, M.I. TYUSHEVSKIY. Automatic gas inventory calculation in the gas gathering pipelines [Avtomaticheskiiy raschet zapasa gaza v mezhpromyslovykh gazoprovodakh]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2022, no. 06, pp. 62–67, ISSN 0016-5581. (Russ.).
16. HAYDELL, M. Unaccounted-for gas. In: *American School of Gas Measurement Technology: Proceedings*, 2001, pp. 148–153.
17. ARPINO, F., M. DELL'ISOLA, G. FICCO et al. Unaccounted for gas in natural gas transmission networks: Prediction model and analysis of the solutions. *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, 2014, no. 17, pp. 58–70, ISSN 1875-5100.

ТЕХНОЛОГИИ ХРАНЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА

УДК 62-93; 97; 98

Физико-математическая модель вскипания криогенной жидкости в емкости при снижении давления

С.П. Горбачев^{1*}, З.С. Аюпова¹

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

* E-mail: sten37go@gmail.com

Ключевые слова:

хранение криогенных жидкостей, сжиженный природный газ, дренаж пара, вскипание жидкости, переполнение емкости.

Тезисы. При транспортировании криогенной жидкости в закрытой емкости из-за внешнего теплопритока повышаются ее давление и температура. При сбросе паров криогенной жидкости из емкости происходит увеличение кажущегося уровня жидкости, и при высокой степени заполнения возможен перелив жидкости через дренажный или предохранительный клапаны. Выброс сжиженного природного газа наружу приводит к пожароопасной ситуации. Цель данной работы – определить условия перелива криогенной жидкости при сбросе паров из емкости.

Увеличение кажущегося уровня жидкости при снижении давления имеет место также при барботировании пара через слой воды в теплотехнических устройствах, и при расчете переходного процесса предполагается, что скорость изменения давления постоянна. В работе предложена физико-математическая модель процесса вскипания криогенной жидкости в замкнутой емкости при снижении давления, отличающаяся тем, что характер изменения давления определяется в результате решения задачи. Такой подход позволяет оценивать возможность перелива жидкости при сбросе паров из емкости в зависимости от степени заполнения емкости, высоты слоя жидкости, пропускной способности дренажных устройств.

Если криогенная жидкость, в том числе сжиженный природный газ (СПГ), транспортируется в емкости с закрытым дренажем, то из-за внешнего теплопритока возрастают температура и давление жидкости. Поскольку при транспортировании происходит перемешивание жидкости, то она находится в равновесном гетерогенном состоянии (температуры пара и жидкости равны равновесному значению, между жидкостью и паром существует граница раздела фаз).

При снижении давления в емкости путем сброса пара через дренажный клапан происходит вскипание жидкости (объемное парообразование в равновесной жидкости при снижении давления), в каждом сечении жидкости появляется паровая фаза, и истинное паросодержание (относительная площадь сечения, занятая паром) увеличивается. При постоянной массе жидкости это приводит к увеличению объема парожидкостной смеси (явление «набухания») и, соответственно, к перемещению границы раздела фаз (рис. 1). При этом, если при «набухании» объем парожидкостной среды превысит объем емкости, емкость переполняется и жидкость проливается через дренажный трубопровод наружу, что нежелательно, особенно при хранении и транспортировании СПГ.

А.М. Кутеповым и др. [1] рассматривался нестационарный процесс «набухания» при вынужденном течении паровых пузырей через слой жидкости (процесс барботирования) в неограниченном объеме при изменении давления. При этом предполагалось, что скорость изменения давления известна и постоянна во времени. Решение основывалось на эмпирической зависимости истинного паросодержания от параметров потока. В такой же постановке рассматривался процесс «набухания» криогенной жидкости в ограниченном объеме, и получено аналитическое решение

для перемещения границы раздела фаз в зависимости от скорости изменения давления [2]. На основании анализа решения показано, что переходный процесс протекает в три этапа. Во время первого этапа пар, образовавшийся в процессе вскипания, остается в объеме жидкости. При этом кажущийся уровень жидкости увеличивается, и граница разделения фаз перемещается. Во время второго этапа пар выходит через границу разделения фаз, количество пара в объеме жидкости уменьшается, кажущийся уровень жидкости понижается пока не стабилизируется. На третьем этапе количество пара, выходящего через границу разделения фаз жидкости, равно количеству образовавшегося пара и движение границы прекращается (квазистационарный режим).

Наибольшее значение «набухания» соответствует окончанию первого периода, длительность которого равна времени всплытия пузырей через слой жидкости. Расчеты на основании этого решения показали, что переполнение емкости с равновесной жидкостью при снижении давления возможно при первоначальной степени заполнения свыше 80 %.

Цель данной работы – определить максимальную величину «набухания» жидкости в криогенной емкости (ограниченный объем) с учетом возможного ее переполнения при сбросе пара из свободного пространства. При этом следует оценить возможность использовать допущение о постоянной скорости изменения давления и целесообразность определять величину «набухания» с учетом истечения пара из емкости через дренажный (предохранительный) клапан в окружающую среду и при уменьшении объема свободного пространства из-за перемещения границы разделения фаз.

Рассмотрим процесс вскипания криогенной жидкости в емкости при снижении давления в следующей постановке (см. рис. 1). Имеем криогенную емкость с высокоэффективной изоляцией, частично заполненную криогенной жидкостью в равновесном состоянии при давлении P_0 . Свободное пространство емкости сообщается с окружающей средой через дренажный клапан. В начальный момент времени дренажный клапан раскрывается, происходит истечение пара в атмосферу, давление в свободном пространстве емкости снижается. При снижении давления начинается вскипание криогенной жидкости и увеличение «кажущегося уровня» (перемещение границы раздела пара

и жидкости). Перемещение границы раздела фаз приводит к уменьшению объема свободного пространства и, соответственно, к увеличению давления над зеркалом жидкости. Таким образом, давление в емкости зависит от расхода пара через дренажный клапан и от скорости перемещения границы фаз пара и жидкости.

Перемещение границы раздела фаз определяется скоростью изменения объема жидкости в процессе вскипания, которая, в свою очередь, зависит от массы пара, образовавшегося при вскипании жидкости, и определяется из уравнения

$$\frac{dM_L}{dt} = \frac{M_L c_s}{r} \frac{dT_s}{dt} \quad (1)$$

С использованием уравнения Клапейрона – Клаузиуса

$$\frac{dP_s}{dT_s} = \frac{1}{T_s} \frac{r}{v_v - v_L} \quad (2)$$

и уравнения (1) изменения объема жидкости и истинного паросодержания при изменении давления можно представить в следующем виде:

$$\frac{dV_1(\tau)}{dt} = \frac{1}{\rho_L} \frac{dM_L}{dt} = V_{20} K_p \frac{P_1(\tau)}{dt} \quad (3)$$

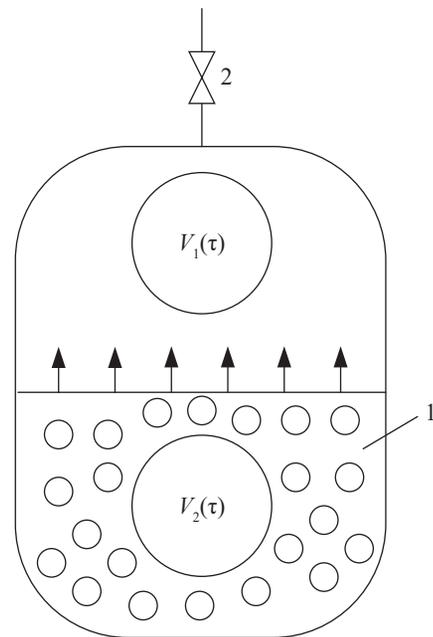


Рис. 1. Расчетная схема процесса вскипания: 1 – емкость с криогенной жидкостью; 2 – дренажный клапан; $V_1(\tau)$ – объем свободного пространства в емкости; $V_2(\tau)$ – объем жидкости в емкости

$$K_p = \frac{c_s T_s \rho_L}{r^2 \rho_v^2}. \quad (4)$$

В уравнениях (1)...(4): M_L – масса жидкости в емкости, кг; τ – время; T_s – равновесная температура жидкости, К; r – теплота парообразования, Дж/кг; c_s – теплоемкость жидкости, Дж/(кг·К); P_s – равновесное давление; v_L , v_v – соответственно удельные объемы жидкости и пара в равновесном состоянии, м³/кг; $V_1(\tau)$, м³; V_{20} – начальный объем жидкости, м³; $P_1(\tau)$ – давление в емкости во время переходного процесса, Па; ρ_L , ρ_v – соответственно плотности жидкости и пара, кг/м³.

Интегрирование уравнений (2)...(4) позволяет определить текущий объем свободного пространства:

$$V_1(\tau) = V_{10} + K_p V_{20} (P_1(\tau) - P_0), \quad (5)$$

где V_{10} – начальный свободный объем емкости, м³; P_0 – начальное давление в емкости, Па.

Относительный объем, занимаемый жидкостью в процессе «набухания», по отношению к объему емкости можно представить как

$$\frac{V_2(\tau)}{V_0} = 1 - \frac{V_1(\tau)}{V_0}, \quad (6)$$

где V_0 – геометрический объем емкости, м³. При этом, если в переходном процессе $\frac{V_2(\tau)}{V_0} > 1$,

то имеет место переполнение емкости. Таким образом, условие переполнения емкости жидкостью можно определить по изменению объема свободного пространства емкости в зависимости от изменения давления.

Для определения изменения давления в переходном процессе целесообразно использовать уравнение первого начала термодинамики для открытых систем применительно к свободному пространству емкости [3]. В нестационарной постановке и при отсутствии теплообмена с окружающей средой уравнение имеет вид:

$$\frac{V_1(\tau)}{\eta} \frac{dP_1(\tau)}{d\tau} = -\mu P_1(\tau) \frac{dV_1(\tau)}{d\tau} + \sum (\mu v_1(\tau) (P_1(\tau) - \Delta h) \frac{dM_v(\tau)}{d\tau}), \quad (7)$$

где $M_v(\tau)$ – масса пара в свободном пространстве, кг; Δh – разность между энтальпиями газа в системе и поступающим газом извне, Дж/кг;

$$v_1(\tau) = \frac{V_1(\tau)}{M_v(\tau)} - \text{удельный объем пара в паровом}$$

пространства внутреннего сосуда. В нашем случае пар можно рассматривать как идеаль-

ный газ. Тогда $\eta = k - 1$; $\mu = \frac{k}{k-1}$; $k = \frac{c_p}{c_v}$, где

c_p , c_v – соответственно изобарная и изохорная теплоемкости, Дж/(кг·К). Температуру пара в емкости можно принять постоянной. Тогда значения энтальпий пара в свободном объеме и пара, входящего в свободный объем, равны и $\Delta h_k = 0$.

При этих допущениях изменение давления в свободном пространстве емкости при отводе пара в окружающую среду через клапан и при уменьшении объема свободного пространства из-за перемещения границы разделения фаз описывается следующим образом:

$$\frac{dP_1(\tau)}{d\tau} = k \frac{P_1(\tau)}{V_1(\tau)} \frac{dV_1(\tau)}{d\tau} - k \frac{P_1(\tau)}{M_v(\tau)} \frac{dM_v(\tau)}{d\tau}. \quad (8)$$

Изменение массы пара в свободном объеме равно расходу пара через дренажный клапан в атмосферу, т.е.

$$\frac{dM_v(\tau)}{d\tau} = \beta f \xi \sqrt{\frac{2P_1(\tau)}{v_1(\tau)}}, \quad (9)$$

где $\beta = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{1}{k-1}} \sqrt{2\frac{k}{k+1}}$ – коэффициент исте-

чения газа из отверстия при сверхкритическом перепаде давлений; f – площадь проходного сечения дренажного клапана, м²; ξ – коэффициент расхода дренажного трубопровода.

$$w_b = 1,54 \sqrt{\left(g \sigma \frac{\rho_L - \rho_v}{\rho_L^2}\right)} \cdot 1,4 \left(\frac{\rho_L}{\rho_v}\right)^{0,2} \left(1 - \frac{\rho_v}{\rho_L}\right)^5, \quad (10)$$

где w_b – скорость всплывания пузырей пара в жидкости, м/с; g – ускорение свободного падения, м/с²; σ – поверхностное натяжение криогенной жидкости, Н/м [4].

Решение системы уравнений (3), (5), (8), (9) позволяет определить изменение давления и свободного объема емкости при дренаже пара из резервуара и условия переполнения емкости. В качестве примера рассмотрим процесс вскипания СПГ в горизонтальной емкости со следующими параметрами: диаметр и длина внутреннего сосуда соответственно $D_1 = 2,5$ м и $L_1 = 6$ м; объем внутреннего сосуда $V_0 = 30$ м³; давление срабатывания предохранительного клапана $P_0 = 0,8$ МПа; степень заполнения емкости перед открытием предохранительного клапана после транспортирования

$\psi_0 = 0,95$. Диаметр дренажного клапана составляет 0,04 м.

Из уравнения (10) определяем групповую скорость всплытия пузырей $w_b = 0,472$ м/с.

Ранее показано [2], что длительность первого периода «набухания» жидкости при вскипании (τ_b) равна времени всплытия пузыря через слой жидкости. В нашем случае слой жидкости примерно равен диаметру сосуда, и время всплытия пузыря $t_b = \frac{D_1}{w_b} = 4,87$ с.

$$t_b = \frac{D_1}{w_b} = 4,87 \text{ с.}$$

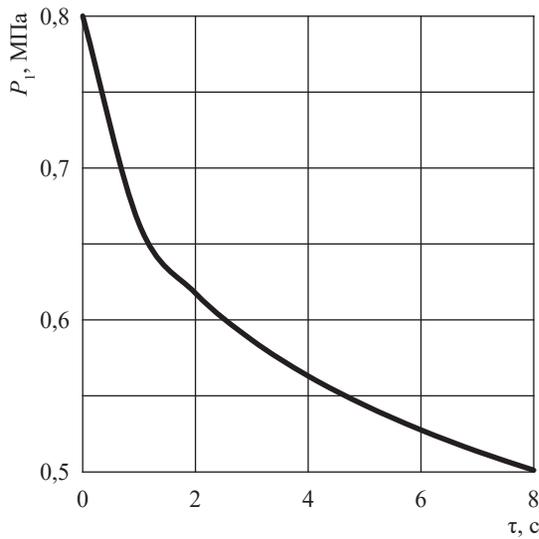


Рис. 2. Изменение давления в емкости на первом этапе процесса вскипания, МПа

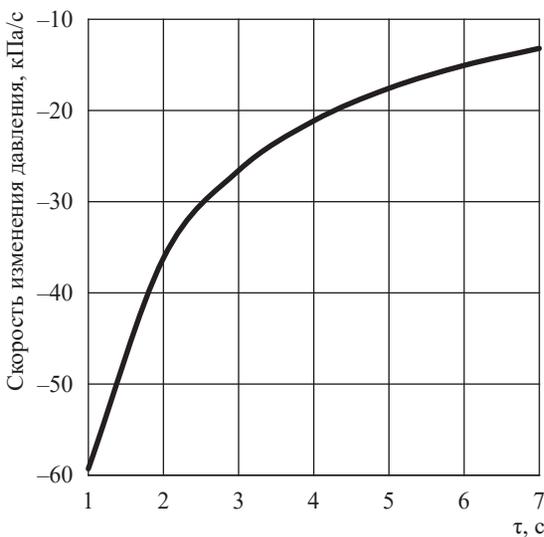


Рис. 3. Изменение производной давления на первом этапе процесса вскипания жидкости в емкости

Решая совместно уравнения (3), (5), (8), (9) определяем для 1-го периода переходного процесса изменение давления в емкости от времени, изменение производной давления в емкости и изменение относительного объема свободного пространства емкости. Результаты расчетов представлены на рис. 2–4.

Результаты расчетов показывают, что допущение о постоянном значении скорости изменения давления в переходном процессе для данного случая неприемлемо (значение производной $\frac{dP_1}{dt}$ за первые 8 с уменьшается в 4 раза),

и это предполагает новый подход к расчету и организации безопасного дренажа пара из емкости.

Если степень заполнения емкости составляет 95 %, то через 4,87 с после открытия дренажного клапана диаметром 0,04 м происходит переполнение емкости – степень заполнения равна 1 (рис. 4). Если диаметр дренажного клапана равен 0,03 м, то в конце процесса «набухания» степень заполнения составит 0,993, что практически также соответствует переполнению.

Следует заметить, что степень «набухания» жидкости при вскипании сильно зависит от времени всплытия пузыря пара, которое, в свою очередь, определяется высотой слоя жидкости. Таким образом, эффект «набухания» сильнее проявляется в вертикальных емкостях,

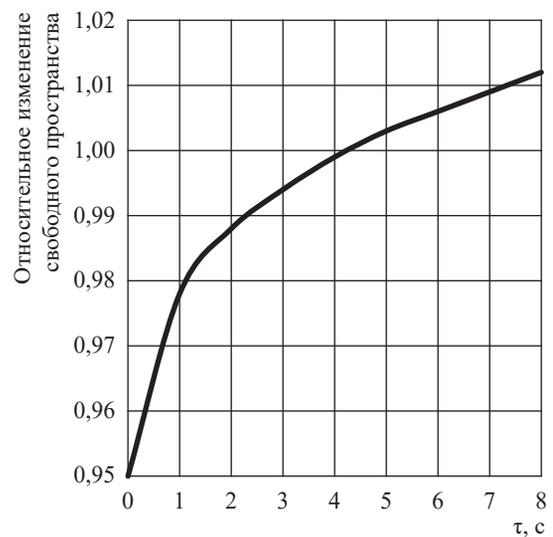


Рис. 4. Изменение относительного объема свободного пространства емкости при вскипании жидкости

где высота слоя жидкости больше, чем у горизонтальных.

Выводы

Аналитическое решение задачи о развитии процесса вскипания равновесной жидкости в ограниченном объеме при снижении давления при сбросе пара из емкости удовлетворительно описывает процесс «набухания» применительно к условиям хранения криогенных жидкостей.

Математическое моделирование показало, что, в отличие от теплотехнических систем с барботированием пара, расчет процесса вскипания криогенной жидкости в замкнутом объеме при сбросе давления необходимо проводить с учетом реального изменения давления пара в переходном процессе.

Объем «набухания» криогенных жидкостей в емкости при сбросе давления увеличивается, в частности, при увеличении пропускной

способности дренажного клапана и увеличении высоты слоя жидкости.

Список литературы

1. Кутепов А.М. Гидродинамика и теплообмен при парообразовании / А.М. Кутепов, Л.С. Стерман, Н.Г. Стюшин. – М.: Высшая школа, 1986. – 448 с.
2. Горбачев С.П. Описание нестационарного вскипания криогенной жидкости в сосуде при снижении давления / С.П. Горбачев // Технические газы. – 2005. – № 6. – С. 22–25.
3. Филимонов В.Е. Анализ термодинамических процессов при переменной массе рабочего тела / В.Е. Филимонов // Криогенная техника: сб. – Балашиха: НПО «Криогенмаш», 1977. – С. 21–32.
4. Лабунцов Д.А. Паросодержание двухфазного адиабатного потока в вертикальных каналах / Д.А. Лабунцов, И.П. Корнюхин, Э.А. Захаров // Теплоэнергетика. – 1968. – № 4. – С. 62–68.

Physical and mathematical model of boiling of cryogenic liquid in a container when pressure decreases

S.P. Gorbachev^{1*}, Z.S. Ayupova¹

¹ Gubkin University, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: sten37go@gmail.com

Abstract. When transporting cryogenic liquid in a closed container, the pressure and temperature of this liquid increase due to the external heat inflow. When cryogenic liquid vapors are discharged from the tank, the apparent level of the liquid increases, and if the degree of filling is high, the liquid may overflow through the drain or safety valve. The release of LNG to the outside leads to a fire hazard situation. The purpose of this work is to determine the conditions for the overflow of cryogenic liquid when vapors are discharged from the tank.

An increase in the apparent level of the liquid with a decrease in pressure also takes place during the bubbling of steam through a layer of water in thermal devices, and when calculating the transient process, it is assumed that the rate of pressure change is constant. Authors suggest the physical and mathematical models of the process of boiling of a cryogenic liquid in a closed container at a decrease in pressure, which differs in that the nature of the pressure change is determined as a result of solving the problem. This approach enables assessing the possibility of liquid overflow when discharging vapors from the tank depending on the degree of filling of the tank, on the height of the liquid layer, on the capacity of drainage devices.

Keywords: storing cryogenic fluids, liquefied natural gas, drainage of vapor, ebullition of a liquid, tank overflow.

References

1. KUTEPOV, A.M., L.S. STERMAN, N.G. STYUSHIN. *Hydrodynamics and heat exchange at evaporation* [Gidrodinamika i teploobmen pri paroobrazovanii]. Moscow: Vysshaya shkola, 1986. (Russ.).
2. GORBACHEV, S.P. The description of non-stationary boiling of the cryogenic liquid in the vessel at pressure reduction [Opisaniye nestatsionarnogo vskipaniya kriogennoy zhidkosti v sosude pri snizhenii davleniya]. *Tekhnicheskiye Gazy*, 2005, no. 6, pp. 22–25, ISSN 1682-0355. (Russ.).
3. FILIMONOV, V.Ye. Analysis of thermodynamic processes at variable mass of working medium [Analiz termodinamicheskikh protsessov pri peremennoy masse rabocheho tela]. In: *Cryogenic engineering* [Kriogennaya tekhnika]: collected bk. Balashikha, Russia: NPO “Kriogenvash”, 1977, pp. 21–32. (Russ.).
4. LABUNTSOV, D.A., I.P. KORNYUKHIN, E.A. ZAKHAROV. Vapor content in a binary adiabatic flow at vertical channels [Parosoderzhaniye dvukhfaznogo adiatnogo potoka v vertikalnykh kanalakh]. *Tploenergetika*, 1968, no. 4, pp. 62–68, ISSN 0040-3636. (Russ.).

УДК 665.725:621.59

Разработка системы предупреждения внештатной ситуации для холодильной машины технологического процесса сжижения природного газа

Л.А. Шельгин^{1*}, С.Ю. Поляков¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

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

Тезисы. Исследуется проблема идентификации и предупреждения внештатной ситуации в части переходных режимов производительности главного криогенного теплообменного аппарата холодильной машины технологического процесса сжижения природного газа на смеси хладагентов. На основе анализа управления регулируемым параметром разработана система, направленная на предупреждение внештатной ситуации производства сжиженного природного газа.

Для широкого круга технологических процессов, связанных с переносом теплоты и совершением работы, существует определенный набор внештатных ситуаций, вызванных потерями рабочего тела. К таким процессам относится в том числе процесс сжижения природного газа с использованием холодильной машины (ХМ).

Из-за конструктивных особенностей испарителей ХМ при аварийной потере рабочего тела могут возникать определенные проблемы управления в связи с недостаточным охлаждением природного газа на переходных режимах эксплуатации. Предотвратить такие ситуации возможно за счет создания системы предупреждения внештатной ситуации (СПС). Элементами системы могут стать контуры управления холодопроизводительностью и производственной возможностью технологического процесса.

При аварийной потере рабочего тела возможно нарушение работоспособности как технологического процесса в целом, так и отдельно взятого оборудования (испарителя, компрессора, запорно-регулирующей арматуры, конденсатора). Задачей анализа является при этом определение параметров безопасной работы оставшихся (работоспособных) контуров управления технологическим процессом. К наиболее важным параметрам управления можно отнести температуру, давление, а также параметры, которые имеют специфическую направленность, например уровень жидкой фазы рабочего тела в отдельном оборудовании или узлах машин. Поэтому анализ должен включать вопросы нестационарного теплообмена, а также проблему «смачиваемости» испарителя. Необходимо также рассмотреть процессы «затопления» испарителя в теплообменном аппарате.

Постановка задачи

В последнее время двухфазным системам посвящено достаточно много экспериментальных и теоретических исследований. Это связано не только с тем, что примерно 70 % ХМ, применяемых в крупнотоннажном производстве сжиженного природного газа (СПГ), используют «кипящие» технологические процессы, но и с тем, что при определенных аварийных ситуациях (разгерметизации, аварии с потерей смеси холодильного агента (СХА) или СПГ, росте мощности тепловыделения, резком снижении или прекращении расхода СХА/СПГ) некипящие системы с однофазными СХА или СПГ могут превращаться в кипящие с двухфазной парожидкостной СХА (либо СПГ).

В явном виде эта проблема хорошо просматривается в случае гипотетической аварии с потерей СХА в главном криогенном теплообменном аппарате (ГКТА). В этом

Ключевые слова: промышленная безопасность, предупреждение внештатной ситуации, переходные режимы, технологический процесс, сжиженный природный газ, смесь хладагента.

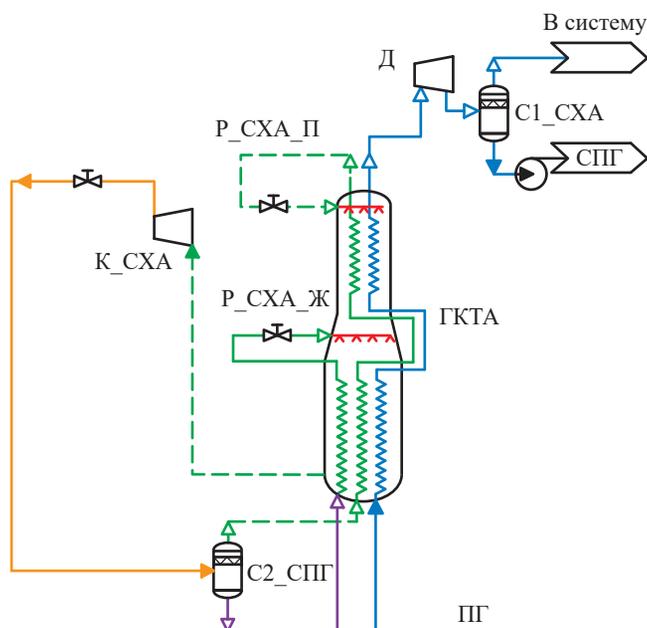


Рис. 1. Принципиальная схема ХМ на СХА:
 ПГ – природный газ; C1 – сепаратор СПГ;
 C2 – сепаратор СХА; K_CXA – компрессор СХА

случае при аварии проявляются наиболее явно те аспекты двухфазных систем, которые характерны и важны для двухфазных потоков в элементах ГКТА: теплоотдача в нестационарных условиях, неустойчивость циркуляции и др.

Многообразие технологических процессов сжижения затрудняет унификацию оборудования и проектных решений, соответственно расширяя номенклатуру технических способов обеспечения безопасности (барьеров безопасности). По этой причине авторами была сделана попытка разработки единого подхода к СПС, который базируется на определении границ регулируемых параметров в переходных режимах работы основного оборудования и системы автоматической защиты ХМ¹.

Основные результаты

На основании рассмотренных в литературе технологических схем сжижения природного газа [1–3] на рис. 1 представлена принципиальная схема управления ХМ на СХА, где каждый элемент имеет свой определенный функционал. Надо отметить, что отличительной особенностью ХМ технологических процессов

сжижения природного газа является не только поддержание постоянной холодопроизводительности, но и способность работать в широком диапазоне производительности товарного продукта, т.е. СПГ (30...110 %).

Для технологии, представленной на рис. 1, задача поддержания постоянной температуры и изменения производительности решается посредством трех регуляторов: двух терморегулирующих устройств для СХА (P_CXA_Ж, P_CXA_П) и одного СПГ-детандера (Д). «Горячий» регулятор P_CXA_Ж управляет потоком жидкости СХА, «холодный» регулятор P_CXA_П регулирует парообразный поток СХА. Детандер СПГ управляет производительностью ХМ. P_CXA_Ж и P_CXA_П регулируют процесс охлаждения, а Д управляет производительностью. Эти три элемента управления являются основой системы управления.

Холодопроизводительность в основном зависит от количества жидкой СХА. Изменение ее агрегатного состояния от жидкого под высоким давлением до парообразного при низком давлении позволит обеспечить значительно большую охлаждающую способность, чем охлаждение при переходе от парообразного потока высокого давления к парообразному потоку низкого давления. В рассматриваемой ХМ жидкая СХА является основным источником охлаждения. Парообразный поток СХА конденсируется в теплом пучке и переносит охлаждающую среду из теплого пучка в холодный пучок. Изменение расхода жидкой СХА оказывает большое влияние на холодопроизводительность ХМ. Эта функция может использоваться в качестве первичного средства управления общим охлаждением.

Термодинамический расчет [4] и опыт производства СПГ показал, что производительность СПГ практически линейно зависит от расхода жидкой СХА. Это создает основу для контура управления с обратной связью, который может регулировать установку расхода жидкой СХА. Оператор осуществляет supervisory управление производительностью, задавая требуемые характеристики холодопроизводительности. Сама система управления находится под локальным контролем различных регуляторов, чтобы удерживать показатели процесса в рамках технологической карты, определяемой ограничениями применяемого оборудования.

¹ Предлагаемый подход является продолжением научных исследований выдающихся ученых ООО «Газпром ВНИИГАЗ»: д.т.н. проф. В.С. Сафонова, д.т.н. проф. Г.Э. Одишарии, к.т.н. Н.И. Изотова, к.т.н. Ю.Г. Мutowина.

Ограничитель СПГ-расхода регулирует данный параметр в соответствии с расходом потока жидкой СХА. Умножение скорости потока жидкой СХА на отношение СПГ-расхода к расходу жидкой СХА позволяет рассчитать заданный параметр контроллера расхода СПГ. Эта операция передает изменения в СПГ-производительности, требуемые основным регулятором расхода, в контроллер СПГ-потока с помощью расхода жидкой СХА. При изменении расхода жидкой СХА изменяется СПГ-производительность. Поскольку охлаждение, представленное потоком жидкой СХА, и тепловая нагрузка охлаждения в виде производственного СПГ-потока изменяются одновременно, температура СПГ остается относительно неизменной.

Как уже отмечалось, изменение расхода парообразной СХА может быть связано с температурой СПГ линейной зависимостью, что определяется работой холодного пучка ГКТА. В холодном пучке СПГ переохлаждается до требуемой температуры потоком парообразной СХА. Изменение этого расхода оказывает непосредственное влияние на температуру СПГ. Аналогично СПГ-производительности установка регулятора расхода парообразной СХА связана со скоростью потока жидкой СХА отношением расходов парообразной и жидкой СХА. Таким образом, изменения в СПГ-производительности преобразуются в изменения холодопроизводительности ГКТА, не влияя на температуру СПГ. Регулятор температуры СПГ контролирует соотношение расходов парообразной и жидкой СХА для определения нового значения потока парообразной СХА.

Как было сказано выше, расход жидкой СХА является основным показателем холодопроизводительности, а СПГ-производительность представляет основную нагрузку на систему. Если система сбалансирована, СПГ-производительность и температура СПГ находятся в установленном диапазоне регулирования. В случае уменьшения соотношения расходов СПГ и жидкой СХА система будет «приспосабливаться» к новым регулируемым параметрам при тех же производительности и температуре СПГ. Поскольку СПГ-производительность остается такой же, а соотношение этих величин уменьшается, то расход жидкой СХА должен увеличиться. Увеличение расхода жидкой СХА обеспечивает

большую холодопроизводительность; при этом ни СПГ-производительность, ни температура на входе и выходе не изменились, поэтому такая повышенная холодопроизводительность должна быть отражена в других регулирующих параметрах. Дополнительную холодопроизводительность можно представить как разницу между температурой на входе в К_СХА и температурой жидкой СХА на входе в ГКТА (ΔT). При этом регулируемым параметром переходных режимов может быть уровень жидкой СХА в сепараторе (C1_СХА).

На рис. 2 представлена принципиальная схема управления холодопроизводительностью ХМ и СПГ-расходом. Как пример, в табл. 1 представлено соотношение уровней холодопроизводительности ХМ с вариантами регулирования максимальной и минимальной нагрузки.

Закон управления, реализуемый в рассматриваемой ХМ, выглядит следующим образом: $X = \text{const}$ (управляемый параметр) за счет управляющего фактора M_p при внешнем воздействии M_n . К числу управляемых параметров ХМ можно отнести заданную температуру в ГКТА, уровень жидкости в испарителе ГКТА, уровень жидкости в сепараторе C1_СХА. Рассмотрим в качестве управляемого параметра X уровень жидкости в ГКТА (H , м).

Для анализа работы регулятора надо знать переходную характеристику $H = f(\tau)$, которая определяется при решении уравнения вида:

$$(M_p - M_n)dt = SdH, \quad (1)$$

где τ – время; M_p – объемный расход СХА, м³/с; M_n – изменение объемного расхода СХА, м³/с, из-за внешних воздействий (давление / температура СХА); S – площадь поперечного сечения испарителя ГКТА, м².

Частное решение уравнения (1) при неизменной площади сечения испарителя ГКТА и при начальных условиях $\tau = 0, H = H_0$:

$$H(\tau) = \frac{M_p - M_n}{S} \tau + H_0. \quad (2)$$

В этом случае переходная характеристика по уровню жидкости в испарителе ГКТА имеет линейный характер.

В процессе работы ХМ из-за отказов отдельных узлов или агрегатов, а также нарушений в системе энергоснабжения могут возникать требующие оперативного реагирования внештатные режимы, а именно: повышение

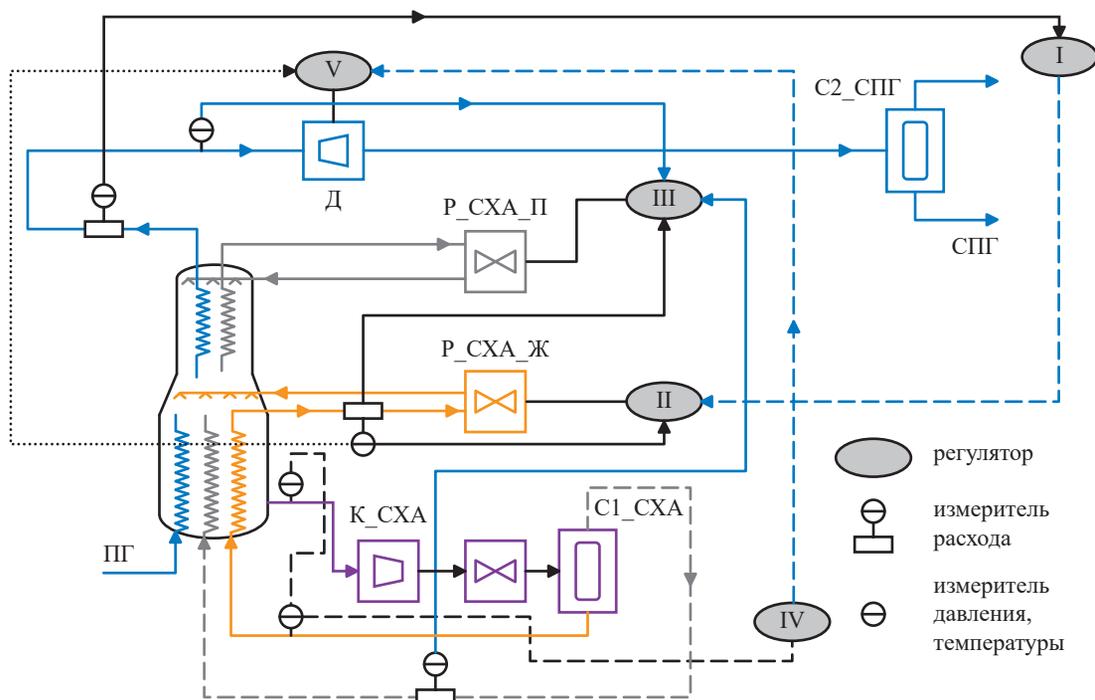


Рис. 2. Принципиальная схема управления холодопроизводительностью ХМ и расходом СПГ

Таблица 1

Варианты включения ХМ

Уровень холодопроизводительности ХМ	Нагрузка	
	максимальная	минимальная
Максимальная (выше пропускной способности P_CXA)	P_CXA_П + P_CXA_Ж или P_CXA_Ж	P_CXA_П + P_CXA_Ж или P_CXA_Ж
Минимальная (ниже, чем допускает P_CXA)	P_CXA_П + P_CXA_Ж или P_CXA_П	P_CXA_Ж или P_CXA_П

давления и температуры, изменения уровня жидкой фазы рабочего тела в отдельном оборудовании или узлах машин, прекращение смазки трущихся пар и т.д. При этом имеют место следующие барьеры безопасности: остановка ХМ, включение аварийных устройств, дренаж СХА на факельную установку или перепуск в другие аппараты. Для первых трех ситуаций основным исполнительным органом защиты является СПС, для последней – специальные предохранительные устройства (предохранительные клапаны).

Количество параметров, контролируемых с помощью СПС, может зависеть от вида оборудования, его размеров и производительности, вида хладагента и др. Обычно число защит увеличивается с увеличением размеров оборудования, изменением количественного и качественного состава рабочего тела.

СПС ГКТА зависит от типа испарителя и рабочего тела. Для рассматриваемого случая испарители могут быть разделены на два основных типа: с кипением внутри труб и с кипением в межтрубном пространстве. В отличие от других объектов регулирования испаритель по свойствам близок к интегрирующему звену. В связи с этим питание испарителя не может осуществляться без регулятора (ручного или автоматического), так как даже незначительное возмущение, например изменение тепловой нагрузки на испаритель, может привести к его переполнению и, следовательно, к влажному ходу компрессора, к нарушению пределов технологической устойчивости и выходу оборудования из строя.

Существуют три косвенных показателя, позволяющих оценить заполнение испарителя: перегрев выходящей из испарителя

Таблица 2

Регулируемые параметры холодильного оборудования

Оборудование	Давление			Перепад давления в маслосистеме	Температура						Уровень жидкости	Осевой сдвиг вала
	кипения (температура)	на входе	на выходе		на выходе	масла	масла редуктора	обмоток электродвигателя	подшипников	СХА на выходе		
К_СХА		+	+	+	+	+	+	+	+	+		+
Испаритель с внутритрубным кипением											+	
Испаритель с межтрубным кипением	+	**										
С1_СХА											+	

* Допускается остановка компрессора после включения предупредительной сигнализации.

** Допускается включение через предупредительную сигнализацию.

парообразной СХА, уровень жидкой СХА и давление кипения СХА. Первый показатель обоснован тем, что перегрев пара на выходе из испарителя зависит от количества находящейся в испарителе СХА: чем это количество больше, тем меньше перегрев. При полностью заполненном испарителе, т.е. когда жидкость смачивает всю теплопередающую поверхность, перегрев стремится к нулю. При использовании уровня жидкости в испарителе как показателя заполнения следует иметь в виду, что он может отличаться от фактического уровня. Это обуславливается различными степенями насыщения кипящей жидкости паром и, следовательно, различными значениями плотности двухфазного флюида. Давление кипения как показатель заполнения испарителя используют редко, в основном в малых машинах. Ограниченность применения объясняется тем, что давление кипения зависит не только от заполнения испарителя, но также от других факторов.

Из вышесказанного следует, что СПС испарителя должна предотвращать возникновение внештатных режимов, коими могут являться переполнение испарителя жидкой СХА и замерзание СХА. Попадание жидкой СХА в паровую линию может привести к влажному ходу компрессора и вследствие этого к гидравлическим ударам. Опасность замерзания возникает при значительном снижении тепловой нагрузки.

В табл. 2 приведен рекомендуемый перечень регулируемых параметров для наиболее распространенных видов холодильного оборудования.

Таким образом, специфика изучения проблемы потери СХА состоит в том, чтобы показать предельные параметры охлаждаемого природного газа, особенно температуру и расход, которые не должны превышать допустимые значения для всех идентифицированных случаев повреждений контуров управления ГКТА.

Перечисленные в настоящей работе регулируемые параметры не являются исчерпывающими, но могут рассматриваться как пример построения СПС.

Уменьшение числа регуляторов, включаемых в СПС, может являться одним из способов повышения уровня надежности и безопасности технологического процесса сжижения природного газа.

Также надо отметить, что организация профилактических проверок и ремонтов в процессе эксплуатации играет крайне важную роль в обеспечении безопасной работы ХМ. Эти меры, если они выполняются через необходимые промежутки времени, могут практически исключить внештатные ситуации. В процессе эксплуатации должен действовать график профилактических проверок, периодичность которых нужно выбирать с учетом фактических показателей надежности и безопасности.

Список литературы

1. Изотов Н.И. Сжиженные природные газа. Технологии и оборудование / Н.И. Изотов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 306 с.
2. Федорова Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование / Е.Б. Федорова. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. – 159 с.
3. Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы / Б.С. Рачевский. – М.: Нефть и газ, 2009. – 640 с.
4. Шельгин Л.А. Современные методы анализа термодинамической эффективности технологических процессов сжижения природного газа / Л.А. Шельгин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 4. – С. 38–43.

Development of a system preventing non-standard situations in operation of a gas liquefaction refrigerator

L.A. Shelygin^{1*}, S.Yu. Polyakov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

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

Abstract. The relevance of the investigated problem lies in the identification and prevention of non-standard situation in the part of transmission regime of the main cryogenic heat exchanger (MCHE) of the refrigeration machine of the gas processing on the refrigerant mixture. On the basis of the analyzed control of the regulated parameter, a system was developed to prevent an abnormal situation of LNG production.

Keywords: industry safety, non- standard situation, transmission technology regime, gas processing, liquefied natural gas, refrigerant mixture.

References

1. IZOTOV, N.I. *Liquefied natural gases. Technologies and machinery* [Szhizhennyye prirodnyye gazy. Tekhnologii i oborudovaniye]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
2. FEDOROVA, Ye.B. *Contemporary state and development of global LNG industry: technologies and equipment* [Sovremennoye sostoyaniye i razvitiye mirovoy industrii szhizhennogo prirodnogo gaza: tekhnologii i oborudovaniye]. Moscow: Gubkin University, 2011. (Russ.).
3. RACHEVSKIY, B.S. *Liquefied hydrocarbon gases* [Szhizhennyye uglevodorodnyye gazy]. Moscow: Neft i Gaz, 2009. (Russ.).
4. SHELYGIN, L.A. Modern methods for analyzing thermodynamic efficacy of natural gas liquefaction procedures [Sovremennyye metody analiza termodinamicheskoy effektivnosti tekhnologicheskikh protsessov szhizheniya prirodnogo gaza]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2020, no. 4, pp. 38–43, ISSN 2070-6820. (Russ.).

УДК 665.725.: [624.953:620.181.5]

Некоторые вопросы оценки прочности, надежности и риска аварии конструкций изотермических резервуаров

Х.М. Ханухов¹, А.В. Алипов^{1*}

¹ ООО «НПК Изотермик», Российская Федерация, 117587, г. Москва, Варшавское ш., д. 125, стр. 1, секция 11

* E-mail: isotremik@yandex.ru

Тезисы. Обсуждаются вопросы проектирования изотермических резервуаров (ИР) для хранения сжиженных газов, вопросы идентификации опасностей при оценке риска аварии ИР и выбора приемлемого риска, наиболее безопасные конструктивные формы ИР.

Ключевые слова: хранение сжиженных газов, изотермический резервуар, риск аварии.

Статья посвящена некоторым устоявшимся принципам, приемам и методам повышения безопасности при проектировании ИР для хранения сжиженных газов, которые представляются авторам не бесспорными и заслуживающими обсуждения.

Изотермический резервуар (ИР) – сосуд для хранения сжиженных газов при постоянной температуре, близкой к температуре кипения, и давлении насыщенных паров хранимого продукта, близком к атмосферному давлению. Для большинства промышленных сжиженных газов температура изотермического хранения отрицательная, например, для аммиака – около минус 34 °С, для сжиженного этилена – минус 104 °С, для сжиженного природного газа – минус 163 °С, для сжиженного азота – минус 196 °С и т.д.

ИР представляет собой термос, состоящий из двух коаксиально расположенных друг в друге вертикальных цилиндрических сосудов с плоскими днищами и купольными или коническими крышами, между которыми содержится теплоизоляция. Характерное значение отношения радиуса R цилиндрической оболочки к толщине стенки t составляет, как правило, от 1300 до 2500. Это отношение является множителем, пропорционально которому рассчитывается максимальное (кольцевое) напряжение σ в стенке резервуара в зависимости от внутреннего давления p на любом уровне от днища (0,5...0,7 м и более).

$$\sigma = p \frac{R}{t},$$

где p – суммарное гидростатическое и избыточное давление испаряющегося газа.

Существуют около десяти различных модификаций конструкции ИР. На рис. 1 и 2 приведены принципиальные схемы двух основных конструкций ИР – со стационарной герметичной купольной внутренней крышей (см. рис. 1) и с подвесной плоской паропроницаемой внутренней крышей (см. рис. 2). Оба ИР являются резервуарами полного сдерживания аварийного разлива продукта хранения по территории предприятия.

Вертикальный цилиндрический резервуар обладает следующей особенностью. Резервуар предназначен для сдерживания гидростатического давления жидкости и плохо приспособлен для сдерживания давления газа, образующегося при естественном испарении сжиженного газа в результате теплопритока из окружающей среды. (Испаряющийся газ непрерывно отбирается на повторное сжижение компрессорной установкой и вновь в сжиженном виде подается в резервуар.)

Причину различий в способности цилиндрического резервуара сдерживать гидростатическое давление жидкости и избыточное давление газа обуславливают два фактора: 1) резкое изменении кривизны на стыке цилиндрической оболочки-стенки

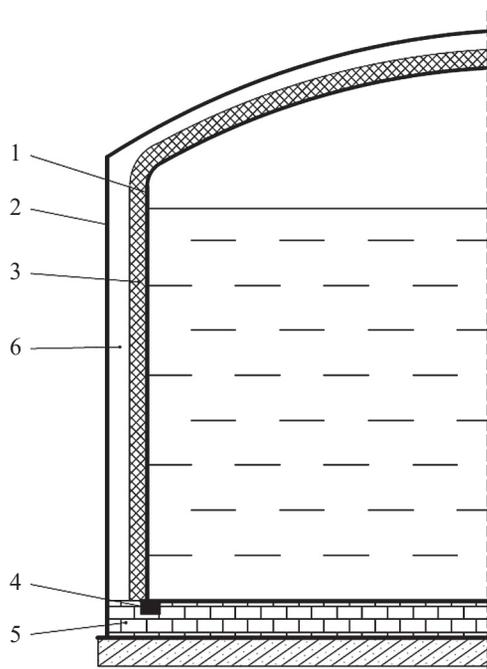


Рис. 1. Двустенный ИР полного сдерживания:

1 – внутренний корпус ИР, рассчитанный на гидростатическое давление продукта и давление газа над продуктом (первый контур сдерживания); 2 – наружный корпус ИР, рассчитанный на гидростатическое давление продукта и давление газа над продуктом (второй контур полного сдерживания); 3 – твердая тепловая изоляция; 4 – опорное кольцо стенки; 5 – тепловая изоляция днища; 6 – пустое межстенное пространство

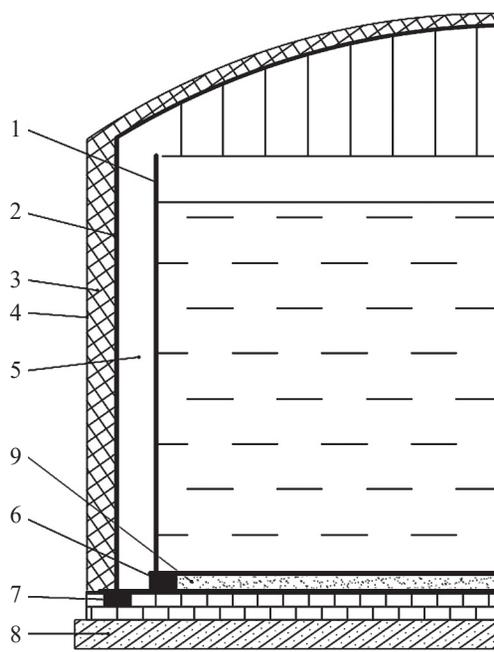


Рис. 2. Двустенный ИР полного сдерживания с подвесной крышей:

1, 2, 3 – см. в экспликации к рис. 1;
4 – наружное защитное покрытие твердой тепловой изоляции; 5 – пустое межстенное пространство; 6 – опорное кольцо стенки внутреннего корпуса; 7 – опорное кольцо стенки наружного корпуса; 8 – ростверк; 9 – выравнивающий слой в междонном пространстве

с плоским дном или крышей; 2) воздействие гидростатического давления на стенку и дно резервуара, а давления газа – также еще и на крышу. При возрастании внутреннего давления подъемная сила, действующая на крышу резервуара, через стенку передается на крайку (край) дна, и при этом на участках резкого изменения кривизны оболочки происходит резкое возрастание внутренних напряжений. Для предотвращения возможности подъема края дна под действием подъемной силы применяется крепление низа стенки к основанию равномерно расположенными по окружности стенки анкерными пластинами или анкерными болтами на расстояниях 2,0...2,5 м друг от друга (в количестве, как правило, нескольких десятков).

Для сравнения укажем, что сосуды, предназначенные для хранения газов под высоким

давлением, проектируются в виде оболочек с плавным изменением кривизны от стенки к дну и существенно меньшим отношением радиуса стенки к ее толщине – от нескольких десятков до нескольких сотен.

Согласно расчетам, возможности вертикального ИР по сдерживанию давления газа на порядок меньше, чем давления жидкости. Во-первых, внутреннее избыточное давление газа ($P_{\text{газ}}$), на которое практически проектируются современные ИР, не превышает 20 кПа. При превышении давления вдвое, т.е. при $P_{\text{газ}} = 40$ кПа, внутренние напряжения в стенке на удалении 0,5 м и более от стыка с дном возрастут не более чем на 10 %. Но в местах резкого изменения кривизны оболочки, т.е. на стыке обечайки с дном и крышей ИР, условные упругие изгибные напряжения возрастут в три-четыре раза,

т.е. настолько, что с высокой долей вероятности может произойти разрушение анкеров и далее сварного соединения с отрывом крыши или днища от стенки и необратимой деформацией корпуса ИР.

Оценим численно эффект от подъемной силы для ИР диаметром 50 м (площадь крыши 1965 м², периметр 157 м) при $P_{\text{газ}} = 40$ кПа (это 4 т на квадратный метр площади крыши). При количестве анкеров на периметре крыши ИР не больше 80 шт. подъемная сила составит $F_{\text{под}} = 1965 \times 40 = 78600$ кН, т.е. 8015 т, что за вычетом собственного веса металлоконструкций создает неприемлемо высокую нагрузку на анкера (около 100 т на каждый).

В действительности при немногочисленных катастрофических авариях изотермических резервуаров имел место сценарий аварии, связанный именно с аварийным повышением внутреннего давления (табл. 1). Во всех приведенных в табл. 1 случаях причина аварии ИР заключалась не в наличии дефектов проектирования или монтажа резервуара, не в росте внутренних дефектов сварных соединений, а в грубом нарушении персоналом предприятия правил эксплуатации резервуара при полностью исправной основной конструкции, т.е. корпуса самого ИР.

Вторая по тяжести последствий и частоте причина аварий ИР – образование вакуума в парогазовом пространстве над хранимой жидкостью и потеря устойчивости стенкой резервуара, причинами чему могут послужить превышение скорости откачки продукта, неисправность вакуумных клапанов и др. Зона потери устойчивости в этом случае охватывает в основном часть стенки, расположенную над жидкостью, с незначительным распространением вниз – в область, занимаемую жидкостью.

Это может привести к деформации верхней части внутреннего корпуса (с собственной герметичной крышей) с малой вероятностью отрыва стенки от днища. Поэтому тяжесть последствий при таком сценарии аварии ИР существенно меньше, чем при возрастании внутреннего давления (см. табл. 1, 2-ю строку).

Одна из особенностей ИР: марки сталей и сплавов, применяющиеся в конструкциях ИР для хранения сжиженных газов при низкой температуре, не подвержены общей коррозии. Общая или язвенная коррозия металла – нехарактерные типы повреждения для ИР, которые можно не учитывать при расчетах параметров конструкции ИР при проектировании или анализе риска их аварии. Перестраховка в виде припуска на коррозию 2...3 мм, с чем приходится сталкиваться на практике при обсуждении технических заданий на проектирование ИР, неоправдана и ведет только к утяжелению и удорожанию конструкции. Имея 30-летний опыт обследования резервуарных конструкций, авторы могут утверждать, что различные элементы резервуара, даже для хранения нефтепродуктов или других агрессивных сред, не корродируют с одинаковой скоростью, а элементы изотермического резервуара для хранения сжиженных газов практически не корродируют вообще. Например, в зарубежных проектах ИР для хранения сжиженного природного газа при температуре минус 163 °С припуск на коррозию принят равным от нуля до 0,3 мм, и это оправдано практикой.

С безопасностью и надежностью конструкций связано понятие риска аварии конструкции. Существуют два определения риска. Первое определение: риск – это функция (как правило, произведение) частоты или вероятности аварии (инцидента) и меры

Таблица 1

Аварии на изотермических хранилищах аммиака

Дата и место аварии	Характер аварии
Ноябрь 1970 г., г. Блэр, штат Небраска, США	Переполнение резервуара в результате выхода из строя запорно-регулирующей арматуры и приборов контроля технологического процесса
Ноябрь 1978 г., фирма J.R. Simplot Company, г. Покателло, США	Потеря устойчивости оболочки ИР жидкого аммиака емкостью 7 тыс. т вследствие образования вакуума в результате выхода из строя запорно-регулирующей арматуры или клапанов
Октябрь 1984 г., фирма Arkadian Co, г. Гейсмар, штат Луизиана, США	Разрыв крыши аммиачного хранилища емкостью 15 тыс. т в результате повышения внутреннего давления из-за выхода из строя запорно-регулирующей арматуры
Март 1989 г., г. Ионава, СССР	Полное разрушение резервуара для изотермического хранения аммиака емкостью 10 тыс. т в результате повышения внутреннего давления из-за выхода из строя компрессора и запорно-регулирующей арматуры

тяжести последствий аварии. Если тяжесть последствий измерять количеством человеческих жизней, то размерность риска – количество погибших в год. Соответственно, размерность риска материальных потерь в результате техногенной аварии – материальные потери (в рублях, долларах, евро) в год. Согласно второму определению, отраженному, в частности, в ГОСТ Р ИСО 31000-2019 «Менеджмент риска. Принципы и руководство», риск – следствие влияния неопределенностей на достижение поставленных целей, где неопределенность – состояние полного или частичного отсутствия информации, необходимой для понимания события, его последствий и их вероятностей.

Если первое определение навскидку представляется основой для практических расчетов или оценок риска, то второе определение (по нашему мнению, чрезвычайно важное) представляется отвлеченным, скорее философским, чем имеющим практическое значение. Действительно, казалось бы, как считать риск неопределенности, т.е. того, что неизвестно.

Первое определение риска провоцирует на выполнение тех видов расчетов, на которые есть апробированные методики, т.е. считать то, что расчетчики умеют. Первое, что приходит в голову и традиционно применяется при оценке риска аварии резервуаров, – это расчет роста трещин от зарождения до критической величины при максимальной проектной нагрузке как хорошо разработанная процедура механики разрушения. Но на практике (см. табл. 1) в истории изотермического резервуаростроения не было случая разрушения от роста трещин при проектном режиме эксплуатации.

Интерес к расчету скорости роста дефектов базируется на предположении, что условно бездефектная конструкция может работать практически безотказно. В применении к ИР это так, но с поправкой «...при строгом соблюдении проектного режима эксплуатации». И нарушение проектного режима выступает на первый план как причина возможной аварии. Например, в атомной энергетике сами по себе физические процессы, связанные с радиацией, ведут к водородному охрупчиванию металла, т.е. к деградации его свойств, и, соответственно, расчет вероятности критического роста трещин является актуальной задачей, обусловленной физикой процесса. В резервуаростроении на первый план по важности

возможных негативных последствий аварии выступает неспособность идеально собранного резервуара противостоять аварийному повышению в нем давления газа.

Таким образом, согласно второму определению, риск – понятие, связанное с недостаточностью знаний о свойствах конструкции. Риск начинается там, где кончается знание. Вывод из этого определения следующий: пока конструкция, построенная в соответствии с проектом, работает в пределах проектных параметров, в том числе при максимальных значениях нагрузок, т.е. в области нашего знания, риск ее разрушения (повреждения) минимален. При анализе риска аварии ИР на этапе идентификации опасностей максимальные значения проектных нагрузок не могут быть приняты в качестве факторов риска. Эксплуатация резервуара при максимальном уровне налива хранимого продукта не является фактором риска. Циклический режим работы – налив-слив продукта в пределах установленного проектом количества циклов – также не является фактором риска. И максимальные проектные нагрузки, и циклический режим нагружения – предусмотренные проектом естественные состояния резервуара.

Поскольку аварии с разрушением ИР случались в истории крайне редко, нельзя провести полноценную статистическую оценку частоты аварий ИР. Тем не менее простая оценка показывает нам примерный порядок цифр по частоте аварий ИР. Так, количество ИР для хранения различных сжиженных газов в России – около 60 единиц. Среднее время эксплуатации ИР к настоящему времени – 45 лет. Количество «резервуаро-лет», т.е. произведение количества ИР на среднее время эксплуатации, оцениваем значением 2700. Количество «резервуаро-лет» по аммиачным ИР в США за 1965–1985 гг. оцениваем значением 5600. За прошедшие с 1985 г. 37 лет эта оценка по 280 ИР, существующим в США в 1985 г. – еще 10360 «резервуаро-лет». Таким образом, в России и США за $2700 + 5600 + 10360 = 18660$ «резервуаро-лет» произошел 1 задокументированный случай аварии, сопровождавшейся полным разрушением ИР, – в г. Ионава в 1989 г. в результате остановки компрессора и повышения давления в ИР. Различий в конструкциях ИР в России и США, построенных до 1985 г., практически не было, поэтому оценку частоты аварий объединяем в общую. Частоту аварий

изотермического резервуара с одной силовой стенкой оцениваем величиной, не превышающей $P_1 = 1/18660 = 0,5 \cdot 10^{-4} \text{ год}^{-1}$.

Данными о количестве резервуаров в США, построенных после 1985 г., мы не располагаем, кроме того, позднее во всем мире применялись более совершенные системы обеспечения безопасности, поэтому более поздние инциденты, если они и были, не являлись бы однородными случайными явлениями с теми, что происходили ранее.

С течением времени при отсутствии новых аварий их частота, оцененная таким простым образом, уменьшилась бы (например, еще через 50 лет сократилась бы вдвое), однако порядок числа частоты аварий примерно сохранился бы и приблизился к данным в табл. 2. Приведенная выше оценка весьма условная, цель ее – показать, что данные о частоте аварий, приведенные в документах Ростехнадзора, в частности в табл. 2, взяты не «с потолка», а примерно соответствуют частоте аварий, наблюдаемой на сегодняшний день в действительности.

При анализе риска аварии ИР следует учитывать то, что реальное количество крупных аварий с разрушением корпуса ИР происходило в России и за рубежом крайне редко – в единичных случаях, поэтому приведенная оценка частоты аварий ИР в прошлом не является оценкой вероятности и практическую ценность для прогнозирования частоты будущих аварий не представляет. Статистика частоты отказов вспомогательных конструкций (насосов, компрессоров, клапанов и т.д.), применяемых именно в изотермическом резервуаростроении, практически отсутствует. Статистические оценки частоты аварий элементов инфраструктуры изотермических хранилищ (ИХ), взятые по аналогии из других областей техники, также условны и не вполне корректны.

Согласно определению «случайное явление – это такое явление, которое при неоднократном воспроизведении одного и того же опыта протекает каждый раз несколько по-иному» [1], принципиально важно то, что при статистических оценках параметров случайных явлений основные условия «опытов» сохраняются неизменными. В применении к ИР – сложной конструкции с различными конструктивными решениями, развитой инфраструктурой функционирования ИХ, с различными системами обеспечения

безопасности эксплуатации – нельзя говорить о «сохранении условий опыта», поэтому статистика аварий ИР, даже если бы она была, была бы весьма условной. Кроме того, во многом единичные случаи аварий были обусловлены не только одновременным отказом нескольких систем обеспечения безопасности, но и человеческим фактором. Таким образом, на основе того, что когда-то персоналом предприятия было принято неосмотрительное решение, приведшее к аварии, невозможно предсказать, когда в следующий раз подобное решение будет принято повторно, но на другом предприятии, что приведет к отказу таких же технических устройств и в конечном итоге к тому же самому результату.

Единичные случаи произошедших аварий ИР не поддаются математическому описанию. Например, для оценки частоты возможных аварий ИР не подходят методы оценки частоты редких событий, основанные на известной и повторяющейся средней частоте редкого события (распределение Пуассона и аналогичные). Не годятся также различные модификации метода Монте-Карло, в частности, применяемые для оценки частоты редких событий в аэрокосмической отрасли [2], так как в нашем случае неизвестны законы распределения вероятностей основных параметров модели, как, в общем, и сами параметры модели.

Из того факта, что один или даже несколько раз в истории произошло крушение ИР, невозможно оценить возможную частоту аналогичных событий в будущем. Теоретически можно оценить (возможно, грубо) частоту аварии ИР исходя не из имеющейся скудной статистики, а из структуры системы и логики взаимодействия ее составных частей, например, методом деревьев отказов. При применении метода деревьев отказов важно правильно установить основную причину возможного аварийного разрушения ИР, поэтому ниже приведены возможные, на взгляд авторов, причины в порядке убывания их важности.

Неправильное принятие возможной причины аварии приводит к неверным результатам. Например, оценка риска аварии ИР, произведенная авторами в предположении, что максимальный риск достигается при циклическом многократном наливе продукта на полную высоту и затем сливе при наличии в стенке резервуара трещин допустимого размера, приводит к значению вероятности разрушения

Таблица 2

Частота разгерметизации резервуаров и изотермических хранилищ

Тип оборудования	Частота разгерметизации, год ⁻¹			
	Полное разрушение		Продолжительный выброс в окружающую среду через отверстие диаметром 10 мм	Продолжительный выброс в межстенное пространство через отверстие диаметром 10 мм
	Мгновенный выброс всего объема в окружающую среду	Мгновенный выброс всего объема в межстенное пространство		
Одностенный резервуар, в котором имеется одна оболочка для хранения жидкости. Вторая (внешняя) оболочка обеспечивает защиту только от воздействия окружающей среды и при разрушении внутренней оболочки не может удерживать ни газ, ни жидкость	$1 \cdot 10^{-5}$	–	$1 \cdot 10^{-4}$	–
Резервуар с внешней защитной оболочкой, предназначенной для удержания жидкости. Внешняя оболочка не обеспечивает защиты от внешних воздействий	$1 \cdot 10^{-6}$	$1 \cdot 10^{-5}$	–	$1 \cdot 10^{-4}$
Резервуар с двумя силовыми оболочками. Внешняя оболочка обеспечивает защиту от внешних воздействий, но не удерживает газ	$2,5 \cdot 10^{-8}$	$1 \cdot 10^{-7}$	–	$1 \cdot 10^{-4}$
Резервуар полного сдерживания	$1 \cdot 10^{-8}$	–	–	–
Заглубленный резервуар, уровень жидкости в котором находится ниже уровня земли	–	$1 \cdot 10^{-8}$	–	–
Подземное хранилище, полностью закрытое грунтом	$1 \cdot 10^{-8}$	–	–	–

ИР в 200 раз меньше наблюдаемой реально частоты разрушения $0,5 \cdot 10^{-4}$. Значит ли это, что полученная таким путем оценка есть оценка частоты аварий ИР. Нет, не значит. Это говорит о том, что наличие трещины – в данном случае несущественная опасность.

Для оценки частоты аварий ИР в зависимости от конструкции в федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности¹, а также в документе² Ростехнадзора приводится табл. 2. Представленные в табл. 2 данные о частоте аварий резервуара с одной силовой стенкой ($10^{-4} \dots 10^{-5}$) по порядку цифр не противоречат оценке авторов $0,5 \cdot 10^{-4}$ (см. выше). Данные в табл. 2 нельзя

рассматривать как результаты строгого расчета, которого в данной области может не быть вовсе. Это скорее таблица, к которой следует подходить как к аксиоме, выражающей современные представления о частоте чрезвычайно редких событий (10^{-8}). Табл. 2 должна служить ориентиром конструктору, показывающим, насколько сильно влияет выбор конструкции ИР на частоту возможной разгерметизации. Табл. 2 получена, по-видимому, методом экспертных оценок, согласуется со здравым смыслом и, по всей видимости, является вполне рабочим инструментом, например, для оценки риска последующего развития аварии после головного события – аварии самого резервуара, в целях обоснования безопасности ИР.

Принимать ли частоту исходного события, т.е. аварии ИР, по табл. 2 как постулат для дальнейшей оценки риска развития аварии или оценивать частоту аварии ИР непосредственно, используя, например, метод деревьев отказов, зависит от решения специалиста по оценке риска.

¹ См.: ФНП ПБ «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожарных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».

² См.: Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах: Руководство по безопасности / Ростехнадзор. – М.: НТЦ исследований проблем промышленной безопасности, 2016. – (Серия 27: Декларирование промышленной безопасности и оценка риска. – Вып. 16).

Анализ риска аварии при конструировании ИР производится со следующими целями:

1) выбор типа конструкции ИР с минимально возможным риском аварии для решения поставленной задачи по хранению сжиженного газа с заданными техническим заданием характеристиками;

2) выбор участка расположения ИР с минимально возможным риском аварии (если это возможно), оценка влияния аварии ИР на безопасность соседних производственных и инфраструктурных объектов, соседних территорий, персонала предприятия и населения;

3) принятие решения о допустимости риска – сравнение расчетного риска аварии ИР с допускаемым риском (при наличии его значения) с целью установления достаточности принятых решений и мероприятий по обеспечению безопасности или необходимости проведения дополнительных мероприятий (применения дополнительных средств обеспечения безопасности).

В соответствии с ГОСТ Р 51901-2002 «Менеджмент риска. Анализ опасности и работоспособности» целью анализа риска является получение ответов на три вопроса:

1) что может выйти из строя (идентификация опасности)?

2) с какой вероятностью это может произойти (анализ частоты)?

3) каковы последствия этого события (анализ последствий)?

Опасность аварии с нанесением ущерба жизни и здоровью людей, а также имуществу присутствует всегда – на любой стадии эксплуатации ИР. Риск аварии минимален для ИР, построенного в соответствии с проектом, при работе в проектном режиме и (резко) возрастает при нарушении проектных условий эксплуатации.

ИР не изолированная конструкция. Он является основной частью ИХ сжиженного газа и окружен инфраструктурой – насосами для закачки и откачки продукта, компрессорной установкой для повторного сжижения испаряющегося газа, различными клапанами, трубопроводной обвязкой, измерительными приборами и др. Именно отказом инфраструктурных агрегатов и конструкций объясняются причины происшедших ранее аварий. Поэтому анализ риска аварии ИР методом деревьев отказов должен производиться с привлечением идентификации

опасностей, исходящих от отказов всех частей ИХ. Возможно, правильнее было бы выбрать максимальную из двух оценок – по табл. 2 или непосредственную.

К факторам риска аварии ИР при эксплуатации относятся неопределенности, не учитываемые при проектировании ИР, выход параметров конструкции или параметров процесса хранения сжиженного газа за установленные проектом рамки, а также случайные воздействия, а именно [3]:

1) аварийное превышение установленного проектом предельного значения внутреннего давления газа в резервуаре;

2) создание аварийного вакуума в резервуаре;

3) аварийное превышение предельного уровня налива хранимого продукта;

4) отказ устройств, обеспечивающих безопасную эксплуатацию ИР: клапанов, компрессоров и др. (может привести к ситуациям, перечисленным выше в пп. 1–3);

5) явление ролловера, характерное для сжиженного природного газа;

6) наличие недопустимых дефектов сварных соединений в конструкциях ИР, в том числе трещиноподобных, не обнаруженных при монтаже или сдаче ИР, или образовавшихся в процессе эксплуатации;

7) отсутствие уверенности в равнопрочности металла сварных соединений и основного металла стенки резервуара, что особенно важно для высокопрочных сталей;

8) возможность образования межкристаллитной коррозии;

9) наличие недопустимых дефектов формы стенок ИР – выпучин, вмятин, «угловатостей» в местах сварных соединений;

10) наличие дефектов формы днища резервуара: вмятин, «хлопунов» и т.п., превышающих установленные проектом допуски, образование сквозных дефектов на днище;

11) неоднородная осадка основания ИР;

12) деформация анкерных пластин или ослабление натяжения анкерных болтов;

13) деградация теплофизических свойств теплоизоляции, в том числе превышение установленной проектом влажности, плотности засыпной изоляции и т.п., повышение теплопроводности, деградация свойств компенсирующих матов;

14) повреждения или промерзание ростверка;

15) повреждения элементов трубопроводной обвязки ИР (трубопроводов, задвижек);

16) отказ или повреждение приборов, регистрирующих технологические параметры процесса;

17) внешние воздействия – взрыв или пожар на соседнем объекте, падение массивных предметов на поверхность ИР.

Во всех этих случаях факторы риска связаны с незнанием истинного состояния конструкции или нагружения либо нарушением проектного режима эксплуатации.

Наличие дефектов в конструкции резервуара, разумеется, влияет на безопасность, но поставлено авторами не на первое место.

Изложенный выше анализ факторов риска, а также отечественного и зарубежного опыта эксплуатации ИХ показывает, что конструкция самого ИР является конечной точкой аварии, но не ее источником. Это связано с тем, что к аварии, как правило, приводит превышение предельного значения давления (положительного или отрицательного) газа или предельного уровня налива. А это, в свою очередь, связано с надежной работой инфраструктуры хранения (насосы, компрессоры, запорно-регулирующая арматура, трубопроводы). Следовательно, ненадежная работа инфраструктурного оборудования может явиться «спусковым крючком» дальнейшего негативного развития событий: повышения давления (непроектных нагрузок), роста спящих дефектов и повреждений в материале и форме конструкций и далее аварии.

Разумеется, ранжирование возможных причин аварии по степени опасности означает не строгую зависимость, а лишь тенденцию. Повышение внутреннего давления до опасного предела в резервуаре большого объема занимает несколько часов или даже суток и, естественно, может привести к повреждению или разрушению резервуара не всегда, а лишь при стечении прочих неблагоприятных обстоятельств – отказе клапанов, невозможности оперативно исправить ситуацию и пр.

Возьмем идеализированный пример, иллюстрирующий отличие области знания от области риска. Предположим, что основные элементы некой резервуарной конструкции корродируют с постоянной скоростью 0,1 мм в год. До тех пор, пока толщины элементов конструкции находятся в допустимых пределах, определенных расчетом, риск аварии минимален и определяется не толщиной и, соответственно,

прочностью основных элементов, а другими факторами, связанными с недостаточностью знаний о прочих свойствах конструкции. Допустимые пределы толщин элементов конструкции определяются при этом по известным методикам с запасом.

Стандартный прием повышения надежности согласно ГОСТ 27751-2014 «Надежность строительных конструкций и оснований» – введение в расчетные формулы по определению толщины стенок резервуарных конструкций коэффициента надежности по ответственности сооружения γ_n , значение которого в зависимости от расположения и объема ИР, а также вида хранимого продукта принимается равным 1,1...1,2. Метод основан на снижении пропорционально данному коэффициенту напряжений в конструкции. Отрицательная сторона такого подхода: применение этого коэффициента к резервуарным конструкциям приводит к повышению толщин основных элементов резервуара – стенки, кровли, днища, т.е. к утяжелению и, соответственно, к удорожанию конструкции.

Приводит ли этот прием к повышению надежности и снижению риска аварии? По мнению авторов, если и приводит, то в небольшой степени. Из всех факторов риска, перечисленных выше, увеличение толщины стенки резервуара снижает риск неравнопрочности основного металла и металла сварных соединений. В обоих случаях: и при толщине конструкции, рассчитанной по принятым апробированным многолетней практикой методикам, и при толщине, увеличенной на 10...20 % по сравнению с толщиной, достаточной для обеспечения прочности, мы находимся в области знаний, не снижая факторы риска. Повышая толщину элементов конструкции сверх необходимой, мы пытаемся, находясь в области знаний свойств конструкции, улучшить эти свойства, т.е. компенсировать риск «сверхзнанием» того, что и так известно. Факторы риска, а именно, незнание всех свойств конструкции и условий ее эксплуатации, которые могут привести к аварии, при этом не снижаются, а могут даже и увеличиться. Например, качество сварки или качество контроля качества сварных соединений при увеличении толщины металла сверх необходимых 30...40 мм могут снизиться. В небольшой степени увеличение толщины может компенсировать наличие трещин в сварных соединениях или дефектов геометрии конструкций ИР, но это факторы,

которые не принимаются в расчет при проектировании ИР и мало влияют на расчетную величину риска.

В ряде случаев владельцы резервуарных парков требуют от проектировщика нового резервуара применить повышенный коэффициент надежности по ответственности сооружения, вплоть до 1,5, мотивируя свое решение тем, что будущий резервуар опасен, находится в черте города и т.п. Это приведет к резкому утяжелению и удорожанию конструкции с незначительным снижением риска аварии.

Введение повышенного коэффициента надежности по ответственности сооружения – это требование ГОСТ 27751, и его выполнение необходимо, но, тем не менее, подходить к выбору значения γ_n следует с пониманием того, что эта мера мало что дает реально в плане снижения риска аварии. В истории не было случая аварии с разрушением ИР по причине недостаточной толщины его стенки, крыши или днища.

Проблемой при расчете риска является и выбор той границы, которая отделяет область знания от области риска. Например, при расчете риска аварии из-за коррозионного повреждения проектная толщина стенки ИР с большой натяжкой и большим запасом может быть использована в качестве этой границы, так как идеология, заложенная в определение проектной толщины стенки, – достаточность толщины однородного листа металла для обеспечения прочности – не связана с риском работы листовой конструкции с переменной толщиной листа, т.е. пораженной язвенной коррозией.

Традиционная схема ИР, применявшаяся в СССР и России, – двухстенный ИР с двумя купольными стационарными крышами (см. рис. 1). По этой схеме спроектировано и построено большинство ИР в СССР. Согласно современным представлениям риск аварии такого ИР не минимален среди прочих вариантов конструкции. Связано это с тем, что в числе факторов риска на первом месте – аварийное повышение внутреннего давления. При аварийном повышении внутреннего давления во внутреннем резервуаре до значения 35...40 кПа с большой вероятностью может произойти разрушение внутреннего резервуара с проливом содержимого во внешний резервуар. При невозможности остановить дальнейшее повышение давления с большой вероятностью может произойти разрушение наружного резервуара с проливом содержимого в окружающую среду.

Наиболее безопасной схемой ИР для большинства сжиженных газов является конструкция с открытым внутренним «стаканом» и подвесной паропроницаемой крышей, несущей теплоизоляцию. Прочную и герметичную купольную крышу имеет только наружный резервуар. Поскольку давление на внутренний резервуар действует в этом случае как изнутри, так и снаружи, то избыточного внутреннего давления во внутреннем резервуаре нет. По оценке такая конструкция снижает риск аварии по сравнению с конструкцией с двумя купольными крышами в 100...1000 раз (см. табл. 2). Причем рациональный выбор конструктивной формы снижает именно факторы риска, чего нельзя добиться увеличением толщины элементов конструкции.

До сих пор остается открытым и не решенным на федеральном уровне вопрос о величине приемлемого (допустимого) риска. Решение этого вопроса важно для оценки допустимости достигнутого уровня безопасности на опасных промышленных объектах (ОПО) или необходимости принятия мер (вложения дополнительных средств) по снижению величины риска аварии ОПО до приемлемого уровня. Без установления допустимого риска оценка риска в значительной степени лишена смысла.

Единой позиции в федеральной и ведомственной нормативной документации в РФ, как и в научном сообществе, по этому вопросу нет.

Ранее И.С. Жуковым и М.В. Лисановым [4] проведен анализ критериев допустимого риска в России и за рубежом и предложены основные принципы установления критериев допустимого риска:

- допустимый риск гибели людей не должен превышать фоновый риск гибели при различных видах бытовой деятельности как по естественным (старость, болезнь), так и по неестественным причинам;
- риск гибели населения вне производственного объекта должен быть существенно ниже риска гибели персонала ОПО (в 10...100 раз).

Представляется, что достаточно сравнивать только со смертью от неестественных причин, так как общая смертность, очевидно, многократно превышает эту величину, а персонал ОПО, как правило, не входит в группу риска по старости и болезням.

В России смертность от внешних причин, не связанных со старостью и болезнями,

Таблица 3

**Фоновые риски гибели людей на ОПО в России
за период 2009–2018 гг. по отраслям промышленности**

Отрасль	p/p_0	$10^{-4}p$
Нефтедобывающая промышленность	0,45	1,10
Нефтеперерабатывающая промышленность	0,31	0,75
Нефтехимическая промышленность	0,16	0,38
Газодобывающая промышленность	0,07	0,17
Магистральный трубопроводный транспорт	0,04	0,10
Угольная промышленность, в том числе подземная угледобыча	1,69	4,10
Горнодобывающие производства	0,70	1,70
Металлургическая промышленность	0,12	0,30
Производство, хранение и применение взрывчатых материалов промышленного назначения	2,52	6,10
Фоновый уровень – ДТП и пожары	1,00	2,42

за 2019–2021 гг. держалась примерно на постоянном уровне и составляла от 93,8 до 95,3 человека в год на 100 тыс. населения, т.е. $(9,4...9,5) \cdot 10^{-4}$ [5]. В передовых в этом плане странах смертность от внешних причин находится на уровне $(1,8...2,2) \cdot 10^{-4}$ год⁻¹, т.е. в четыре-пять раз ниже.

В табл. 3 приведены данные о величине фонового риска гибели людей на ОПО в нашей стране за период 2009–2018 гг. [6]. За опорный уровень среднегодового числа погибших принято число 242 на миллион жителей, погибших при дорожно-транспортных происшествиях (ДТП) и пожарах, т.е. $p_0 = 2,42 \cdot 10^{-4}$.

Предложенные И.С. Жуковым и М.В. Лисановым [4] единые критерии допустимого риска, очевидно, соответствующие здравому смыслу и обладающие однозначностью и простотой:

1) частота разрушения зданий и сооружений с потерей несущей и ограждающей способности или пригодности к дальнейшей эксплуатации не должна превышать 10^{-4} год⁻¹;

2) индивидуальный риск гибели людей на территории ОПО не должен превышать 10^{-4} год⁻¹;

3) индивидуальный риск гибели людей вне ОПО (на соседних предприятиях, в соседних населенных пунктах, на соседних транспортных путях) не должен превышать 10^{-6} год⁻¹.

Даны также критерии социального риска [4]. Кривая $F(N)$ социального риска³, рассчитанная для каждой составляющей

ОПО, должна удовлетворять следующим требованиям:

4) $F(N) \leq 5 \cdot 10^{-3} N^{-2}$ год⁻¹ – для людей на территории ОПО, территории других объектов эксплуатирующей организации;

5) $F(N) \leq 10^{-3} N^{-2}$ год⁻¹ – для людей на территории соседних предприятий, населенных пунктов или транспортных коммуникаций (авто- и железные дороги);

6) частота эскалации аварии между составляющими ОПО, между рассматриваемым ОПО и объектами эксплуатирующей организации не должна превышать 10^{-4} год⁻¹.

Таким образом, согласно данным критериям индивидуальный риск смертности от аварии на ОПО должен быть на порядок ниже смертности от всех внешних причин в России в настоящее время и вдвое ниже смертности от внешних причин в передовых в этом плане странах. На наш взгляд, на данный момент это вполне приемлемый уровень индивидуального допустимого риска, который впоследствии может быть скорректирован в соответствии со складывающейся реальностью.

Соглашаясь принципиально с логической, качественной стороной данных критериев, считаем, что критерии 4 и 5, на наш взгляд, нуждаются в количественной корректировке.

Пример: Пусть на ОПО имеются люди, которые безусловно могут быть смертельно поражены в течение 24 ч при серьезной аварии (дежурная смена, охрана и др.). Тогда для них индивидуальный риск равен частоте аварии F , максимально допускаемое значение которой для одностенного ИР $F = 10^{-5}$. Подставляя это значение F в критерий (4), получаем

³ F – частота возникновения сценариев аварий, в которых пострадало на определенном уровне не менее N чел.

Частота реализации опасности, случаев/год	Социальный ущерб				
	погибло более одного человека, имеются пострадавшие	погиб один человек, имеются пострадавшие	погибших нет, имеются серьезно пострадавшие	серьезно пострадавших нет, имеются потери трудоспособности	лиц с потерей трудоспособности нет
> 1					
1...10 ⁻¹					
10 ⁻¹ ...10 ⁻²					
10 ⁻² ...10 ⁻³					
10 ⁻³ ...10 ⁻⁴					
10 ⁻⁴ ...10 ⁻⁵					
10 ⁻⁵ ...10 ⁻⁶					

■ зона неприемлемого риска, необходимы неотложные меры по уменьшению риска
■ зона жесткого контроля, необходима оценка целесообразности мер по уменьшению риска
■ зона приемлемого риска, нет необходимости в мероприятиях по уменьшению риска

Рис. 3. Матрица для определения опасности аварий ИР по критерию «частота реализации – социальный ущерб»

$$N_{\max}^2 = \frac{5 \cdot 10^{-3}}{10^{-5}} = 500, \text{ т.е. максимально допус-}$$

каемое число погибших сотрудников ОПО с вероятностью 10^{-5} $N_{\max} = 22$ чел. (При аварии ИР в г. Ионава в 1989 г. погибли семь человек.) Из критерия (5) в этом случае следует, что допустимое число погибших вне территории ОПО – $N_{1\max} = 10$ человек.

Считаем, что критерии 4 и 5 должны быть на порядок более жесткими, а именно:

- *критерий 4:* $F(N) \leq 5 \cdot 10^{-4} N^{-2}$ год⁻¹ – для людей на территории ОПО, территории других объектов эксплуатирующей организации;
- *критерий 5:* $F(N) \leq 10^{-4} N^{-2}$ год⁻¹ – для людей на территории соседних предприятий, населенных пунктов или транспортных коммуникаций.

Такая модификация приведет к тому, что при аварии с ожидаемой $F = 10^{-5}$ допустимое число погибших составит $N_{\max} = 7$, $N_{1\max} = 3$.

Вполне вероятно, что при принятии данных критериев (с предложенной авторами настоящей статьи корректировкой или без нее) табл. 2 подлежит корректировке в соответствии со здравым смыслом и экспертными оценками.

Высказываются предложения о связи уровня допустимого риска с бытовым риском, разным для различных регионов России, в зависимости от фактического фонового риска, наблюдаемого в том или ином регионе, что также вполне приемлемо, хотя и более сложно [7].

На федеральном уровне не решены также вопросы о величине допустимого риска финансовых потерь: должен ли это быть единый

уровень для всей страны и всех ОПО, или свой уровень для каждого региона, или каждое предприятие должно назначать свой уровень допустимых финансовых потерь, самостоятельно или по согласованию с муниципальными органами власти и т.д.?

В ведомственном документе⁴ МЧС России для определения допустимости уровня риска человеческих и финансовых потерь при проектировании зданий и сооружений рекомендуются матрицы риска, показанные на рис. 3, 4.

Таким образом, если первый вариант оценки риска можно отнести к терминалу хранения, где триггером аварии самого резервуара является нарушение технологического процесса (повышение давления внутри резервуара), то второй этап (матрицы риска для определения допустимого уровня риска человеческих и финансовых потерь) можно использовать при расчете последствий аварии на терминале хранения сжиженного газа на окружающую среду.

Вопрос о выборе того или иного варианта оценки допустимого риска остается открытым, в частности, распространять ли опыт МЧС (см. рис. 3, 4) на другие отрасли в неизменном виде или с модификациями и т.п.?

В свете вышесказанного представляется, что методы оценки риска будут иметь

⁴ См.: МДС 11-16.2002. Методические рекомендации по составлению раздела «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций» проектов строительства предприятий, зданий и сооружений. – М.: МЧС России, 2001.

Частота реализации опасности, случаев/год	Финансовый ущерб, МРОТов				
	> 200000	20000...200000	2000...20000	200...2000	< 200
> 1	Red			Yellow	
$1...10^{-1}$	Red		Yellow		
$10^{-1}...10^{-2}$	Red	Yellow		Green	
$10^{-2}...10^{-3}$	Yellow	Green			Green
$10^{-3}...10^{-4}$	Yellow	Green		Green	
$10^{-4}...10^{-5}$	Green	Green			
$10^{-5}...10^{-6}$	Green				

Рис. 4. Матрица для определения опасности аварий ИР по критерию «частота реализации – финансовый ущерб». МРОТ – минимальный размер оплаты труда, установленный законодательством Российской Федерации. С 1 января 2024 г. МРОТ составляет 19242 руб. См. экспликацию к рис. 3

преобладающее влияние на определение несущей способности конструкций и обеспечение их безопасной эксплуатации. Так, оценив роль и степень опасности каждого из элементов конкретного сооружения (конструктивные элементы, приборы, оборудование, трубопроводы, запорно-регулирующая арматура) с точки зрения его безопасной эксплуатации и заложив эти данные в автоматизированную программу оценки риска, можно максимально приблизиться к оценке «необходимых» условий для обеспечения прочности. Автоматизированная программа оценки риска, составленная на этапах проектирования или эксплуатации, будет сама, на основе заложенных в ней вероятностных оценок, определять степень влияния отклонений каждого из элементов на промышленную, экологическую и пожарную безопасность. Таким образом эксплуатационная безопасность будет обеспечиваться роботизированным комплексом, лишенным «человеческого фактора», оставляя на долю управленца принятие окончательного решения.

Каковы же выводы данной статьи и реальные меры по повышению надежности конструкций изотермических резервуаров?

1. Происходившие в истории резервуаростроения аварии с частичным или полным разрушением ИР связаны не с внутренними дефектами монтажа основной конструкции, т.е. самой емкости, не с ошибками проектирования, а с грубым нарушением правил эксплуатации или нарушениями в работе инфраструктурных элементов ИХ – компрессоров, клапанов, запорно-регулирующей арматуры,

приводящими к нарушению проектного режима эксплуатации.

2. При оценке риска резервуарных конструкций на этапе идентификации опасностей следует исходить из физической природы и особенностей конструкции. Особенность работы резервуарной конструкции с плоским днищем и купольной или конической крышей – это плохая пригодность или неспособность бездефектной, идеальной конструкции противостоять аварийному повышению давления газа в резервуаре.

3. В аспекте идентификации опасностей при оценке риска на первый план выдвигаются опасности, связанные с работой инфраструктуры ИХ, приводящие к аварийному выходу технологических параметров процесса хранения сжиженного газа за пределы проектного режима эксплуатации.

4. При оценке риска аварии ИР следует отдавать предпочтение методам оценки, основанным на определении риска как следствии неопределенностей достижения поставленных целей, в частности неопределенностей, связанных с человеческим фактором.

5. В плане повышения безопасности конструкций ИР на первом месте стоит оптимальный выбор конструктивной формы, что подтверждается нормативными документами^{1,2} (см. табл. 2).

6. Целесообразно решить: к какому уровню ответственности отнести вопрос о приемлемом риске в применении к изотермическому резервуаростроению – к региональному, федеральному или уровню предприятия.

Список литературы

1. Вентцель Е.С. Теория вероятностей / Е.С. Вентцель. – М.: Высшая школа, 2002.
2. Morio J. Estimation of rare event probabilities in complex aerospace and other systems / J. Morio, M. Balesdent. – Cambridge, MA: Woodhead Publishing Limited, 2016. – (Woodhead publishing in mechanical engineering. – № 720).
3. Ханухов Х.М. Импортзамещение в изотермическом резервуаростроении для хранения сжиженного природного газа. Проблемы и перспективы развития / Х.М. Ханухов, Н.В. Четвертухин, А.В. Алипов и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 2 (51): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 116–141.
4. Жуков И.С. О единых критериях допустимого риска на опасных производственных объектах / И.С. Жуков, М.В. Лисанов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 2 (51): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 82–90.
5. Российский статистический ежегодник. 2022. – М.: Росстат, 2022. – https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/Ejegovodnik_2022.pdf
6. О фоновых уровнях опасности аварийных происшествий на опасных промпредприятиях // Анализ опасностей и оценка техногенного риска. – <http://riskprom.ru/publ/19-1-0-449>
7. Грановский Э.А. Техническое регулирование безопасности промышленных объектов // Безопасность в техносфере. – 2016. – Т. 5. – № 1. – С. 56–65.

Few questions of assessing strength, reliability and accident risks for design modifications of isothermal tanks

Kh.M. Khanukhov¹, A.V. Alipov^{1*}

¹ NPK Izotermik LLC, Section 1, Block 1, Bld. 125, Varshavskoye shosse, Moscow, 117587, Russian Federation

* E-mail: isotremik@yandex.ru

Abstract. Authors discuss the questions of designing the isothermal tanks for storing the liquefied gases, the issues of hazard identification at assessing the risks of a tank failure, the patterns for the assumed risk selection, and the safest designs of the isothermal tanks.

Keywords: storing liquefied gases, isothermal reservoir, risk of an accident.

References

1. VENTSEL, Ye.S. *Probability theory* [Teoriya veroyatnostey]. Moscow: Vysshaya shkola, 2002. (Russ.).
2. MORIO, J., M. BALESDENT. Estimation of rare event probabilities in complex aerospace and other systems. In: *Woodhead publishing in mechanical engineering*, no. 720. Cambridge, MA: Woodhead Publishing Limited, 2016.
3. KHANUKHOV, Kh.M., N.V. CHETVERTUKHIN, A.V. ALIPOV, A.I. SMORODIN. Import substitution in isothermal reservoir building for storing liquefied natural gas. Challenges and outlooks [Importozameshcheniye v izotermicheskom rezervuastroenii dlya khraneniya schizhennogo prirodnogo gaza. Problemy i perspektivy razvitiya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, no. 2: Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 116–141. ISSN 2306-8949.
4. ZHUKOV, I.S., M.V. LISANOV. About the unity of acceptable risk criteria at hazardous production facilities [O yedinykh kriteriyakh dopustimogo riska na opasnykh proizvodstvennykh obyektakh]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, no. 2: Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 82–90. ISSN 2306-8949.
5. *Russian statistical yearbook. 2022* [online]. Moscow: Federal State Statistic Service (Rosstat), 2022. Available from: https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/Ejegovodnik_2022.pdf. (Russ.).
6. On the background hazard levels of accidents at dangerous industrial facilities [O fonovykh urovnyakh opasnosti avariynykh proissheshtviy na opasnykh promproizvodstvakh]. In: *Analysis of hazards and assessment of manmade risk* [Analiz opasnostey i otsenka tekhnogenno riska] [online]. Available from: <http://riskprom.ru/publ/19-1-0-449>. (Russ.).
7. GRANOVSKIY, E.A. Technical regulation of industrial facilities' safety [Tekhnicheskoye regulirovaniye bezopasnosti promyshlennykh obyektov]. *Bezopasnost v Tekhnosfere*, 2016, vol. 5, no. 1, pp. 56–65, ISSN 1998-071X. (Russ.).

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УДК 614.841

Анализ процессов, сопровождающих истечение сжиженных углеводородных газов под давлением в виде перегретой жидкости, паров или газа в аварийных ситуациях при разгерметизации или разрушении резервуаров

И.А. Болодьян^{1*}, Л.П. Вогман¹

¹ ФГБУ ВНИИПО МЧС России, Российская Федерация, 143903, Московская обл., микрорайон ВНИИПО, г. Балашиха, д. 12

* E-mail: ivanbolodian@yandex.ru

Ключевые слова: сжиженный углеводородный газ, авария, истечение газа из резервуара, разрушение резервуара, оценка физических процессов, термодинамические функции.

Тезисы. Рассмотрены, сопоставлены с экспериментальными данными и проанализированы аварийные ситуации, связанные с истечением сжиженных углеводородных газов из резервуара при различных сценариях аварии, а именно: полном разрушении резервуара; истечении из нижней части резервуара; истечении из верхней части резервуара (отверстие находится выше уровня жидкости). Эти процессы предшествуют проливу, растеканию, испарению и образованию взрывопожароопасных облаков. Показано, что при полном разрушении резервуара для оценки доли испарившейся жидкости могут быть использованы термодинамические функции, описывающие состояние системы до и после разрушения. При разгерметизации верхней части резервуара физические процессы могут быть также описаны термодинамическими функциями, но растянутыми во времени, что подтверждается экспериментальными исследованиями. При разгерметизации нижней части резервуара под давлением истечение осуществляется в две стадии: вылив жидкой, а затем и выброс газовой фазы. Физическая двухстадийная модель описывается схемой уравнений и также удовлетворительно согласуется с экспериментальными исследованиями.

При хранении сжиженных горючих газов (пропан, бутан, природный газ и др.) могут возникать аварийные ситуации, связанные с разгерметизацией или разрушением резервуаров, в которых они хранятся. В этом случае при авариях горению (взрыву), как правило, предшествуют процессы истечения (часто под давлением), пролива, растекания, испарения и образования взрывопожароопасных парогазовоздушных горючих смесей.

Ранее рассмотрены экспериментальные исследования и выполнен анализ процессов пролива, растекания и испарения криогенных топлив на твердой поверхности [1]. Экспериментальные исследования показали, что вытекающая криогенная жидкость будет находиться в равновесии со своими парами при давлении, равном атмосферному или близком к нему. Это значит, что при подводе тепла начинается процесс кипения жидкости с интенсивностью, пропорциональной величине теплового потока. Полный тепловой поток складывается из нескольких составляющих: потоков тепла, обусловленных излучением (солнце, пламя и т.п.), градиентом температуры окружающей среды и подстилающей поверхности, конвекцией паров над поверхностью жидкости и т.п. Составляющие потока тепла могут существенно отличаться друг от друга, так что одна из них может превалировать и определять интенсивность процесса испарения. Разность температур между пролитой жидкостью и окружающей средой может составлять от 180 °С для сжиженного природного газа (СПГ) до 270 °С

для водорода. Однако столь большой перепад температур не обязательно обеспечивает высокую интенсивность передачи тепла. Это происходит вследствие существования различных режимов кипения жидкости – пленочного, переходного и пузырькового, характеризующихся существенно отличающимися коэффициентами теплопередачи [2]. По мере вскипания жидкости происходит понижение температуры поверхности, а вместе с ней и уменьшение скорости испарения. Поскольку температура поверхности в процессе испарения понижается, то и сам процесс носит нестационарный характер. При мгновенных проливах сжиженных газов на неограниченную поверхность масштабы последствий аварий могут быть значительными. Это связано с тем, что сжиженный газ в течение достаточно короткого промежутка времени может разлиться на большие площади, повышая тем самым интенсивность поступления горючих паров во взрывоопасное облако и увеличивая размеры пламени при возгорании пролива. Размеры аварии, в частности, зависят от вида поверхности и ее влажности, проницаемости грунта. В литературе рассматриваются модели пролива СПГ на неограниченную водную поверхность и разлития жидкости при ее истечении с конечным расходом на твердую горизонтальную поверхность, например, из резервуара в обвалование из земляной насыпи или железобетонного ограждения, установленного вокруг резервуара. *Первая модель* основана на предположении о движении под действием гидростатических сил «внедрения» жидкости с заданной плотностью в воду либо на приравнивании сил распространения СПГ и сопротивления массы воды [3]. *Вторая модель* предусматривает истечение жидкости в обвалование как аварию с полным разрушением резервуара с криогенной жидкостью и образованием мощной гидродинамической волны, способной разрушить обвалование или перекинуться через него, увеличивая площадь разлития жидкости [4]. Движущийся поток жидкости, достигнув защитной преграды, взаимодействует с ней. В результате этого взаимодействия часть жидкости может перелиться через преграду, а часть жидкости в виде отраженной волны устремится в обратную сторону.

Вместе с тем в меньшей степени в литературе уделялось внимание процессам истечения сжиженных углеводородных топлив, которые находятся под давлением в перегретом

состоянии при разрушениях и разгерметизации резервуаров хранения. Истечение перегретой жидкости из резервуаров при нарушении герметичности имеет более сложный характер. Это связано с тем, что при таком истечении часть жидкости превращается в пар и газ. При этом вследствие взрывного характера парообразования значительная часть жидкости может перейти в аэрозоль. Для оценки последствий разрушительного действия взрыва горючих паровоздушных облаков и разработки соответствующих профилактических мероприятий необходимо знание таких параметров, как интенсивность и время истечения жидкой фазы, паров и газа в окружающее пространство, изменение давления в резервуаре. В зависимости от параметров состояния сжиженного горючего газа (температуры, давления, упругости насыщенных паров) могут быть реализованы различные сценарии аварий.

Цель работы заключается в рассмотрении и анализе аварийных ситуаций, связанных с истечением сжиженных углеводородных газов из резервуара при различных сценариях аварии, а именно: полном разрушении резервуара; истечении из нижней части резервуара; истечении из верхней части резервуара (отверстие находится выше уровня жидкости).

Исследование процессов истечения сжиженных углеводородных газов при различных сценариях аварийной ситуации

Полное разрушение резервуара. При полном разрушении резервуара для оценки доли испарившейся жидкости пользуются термодинамическими функциями, описывающими состояние системы до и после разрушения [5–7]. Для определения доли мгновенно испарившейся жидкости в адиабатическом приближении в зависимости от начальной температуры предлагается [5] следующее выражение:

$$x = \frac{H_{T_0} - H_x}{L_x}, \quad (1)$$

где x – доля мгновенно испарившейся жидкости при начальной температуре T_0 ; H_{T_0} – удельная энтальпия жидкости при температуре T_0 ; H_x – удельная энтальпия жидкости в точке кипения при атмосферном давлении; L_x – удельная скрытая теплота парообразования в точке кипения при атмосферном давлении. Количество аэрозоля, образующегося при мгновенном

испарении, приравнивается к количеству образовавшегося пара [5, 7].

Разгерметизация верхней части резервуара (отверстие выше уровня жидкости). При таком сценарии аварии физические процессы аналогичны описанным выше, но растянуты во времени. Если пренебречь теплотой, поступающей в систему из окружающей среды, и считать процесс адиабатическим, то доля испарившейся жидкости также может быть определена из соотношения (1). Эксперименты свидетельствуют о правомерности такого подхода к оценке последствий аварии при выбросе пропана при разгерметизации сосуда выше уровня жидкости в нем. Диаметр отверстия изменялся от 1 до 3 мм, начальная температура варьировалась в диапазоне от 7 до 45 °С.

На рис. 1 представлены зависимости доли испарившейся и выброшенной жидкости от начальной температуры. Видно, что экспериментальные точки удовлетворительно описываются соотношением (1) с учетом образования аэрозоля.

Для анализа аварийных ситуаций, которые могут возникнуть при разгерметизации резервуара выше уровня жидкости, важны также такие параметры, как время выброса горючего газа и интенсивность его истечения в процессе выброса. Поэтому предпринята попытка разработки полуэмпирической модели, позволяющей оценить эти параметры.

Массовый расход истечения парожидкостной фазы через отверстие можно описать соотношением:

$$\frac{dM}{dt} = c_x \rho' S \sqrt{2P\rho_a}, \quad (2)$$

где M – масса жидкости; t – время истечения; c_x – коэффициент истечения; S – площадь отверстия; ρ' – плотность жидкости; P – давление в емкости; $\rho_a = a\rho''$ – плотность истекающей парожидкостной смеси (здесь: a – коэффициент образования аэрозоля; ρ'' – плотность газа).

При сверхкритическом режиме истечения коэффициент истечения c_x имеет постоянное значение, при докритическом – уменьшается с падением давления в соответствии с законом Сен-Венана.

Снижение температуры жидкости вследствие ее испарения описывается уравнением

$$\frac{Mc_p dT}{dt} = L \frac{dM}{dt}, \quad (3)$$

где c_p – удельная теплоемкость; L – теплота испарения жидкости; T – температура. Используя совместно с уравнениями (2) и (3) уравнение состояния и связь давления насыщенных паров с температурой, получим систему уравнений, описывающую процесс истечения в случае разгерметизации резервуара в верхней части.

На рис. 2 представлена зависимость давления от времени при разгерметизации резервуара из отверстия диаметром d , расположенного в резервуаре выше уровня жидкости. Кривые получены расчетом по описанной выше модели, точки – экспериментальные данные.

Сравнение расчетных кривых при различных значениях c_x и экспериментальных данных (см. рис. 2) свидетельствует о том, что

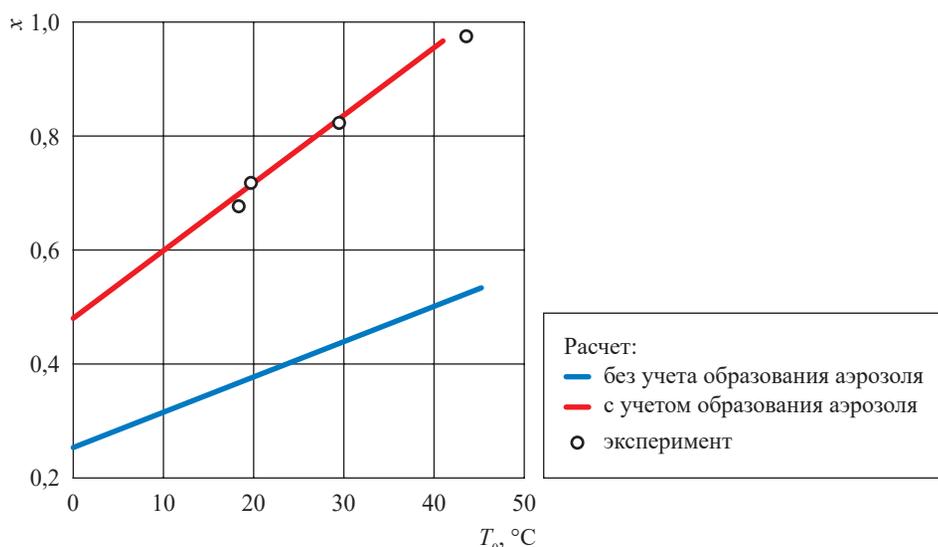


Рис. 1. Зависимость относительной массы выброса пропана от начальной температуры

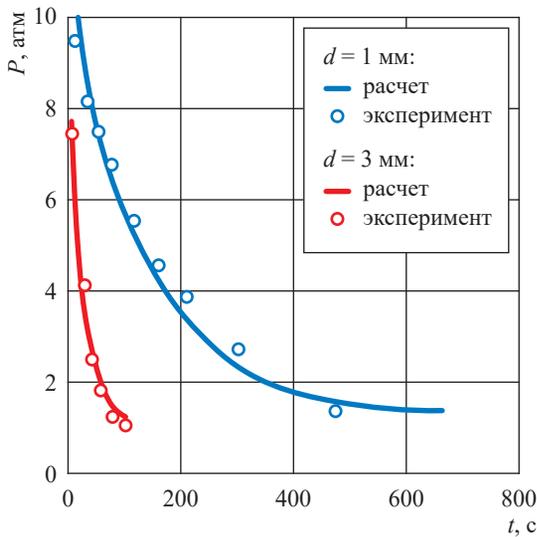


Рис. 2. Зависимость давления в экспериментальной камере объемом 2 м³ от времени

наилучшее согласование наблюдается при $c_x = 0,12$ (для сверхкритического режима истечения). Интенсивность вовлечения капель жидкости в поток пара, по-видимому, зависит от скорости вскипания и высоты парового пространства. Из предположения о распределении капель по диаметру в соответствии с законом Розина – Раммлера [8] для расчета коэффициента образования аэрозоля подобрано следующее выражение:

$$a = 1 - \exp\left(-\sqrt{\frac{u}{0,001}}\right), \quad (4)$$

где u – скорость снижения уровня жидкости в резервуаре вследствие выкипания. Использование уравнения (4) дало удовлетворительное согласование результатов расчета с экспериментальными данными для различных диаметров отверстий (от 1 до 3 мм) и начальных температур жидкости (от 7 до 45 °С).

Разгерметизация нижней части резервуара под давлением. Процесс выброса можно условно разделить на две стадии. На первой стадии через образовавшееся отверстие будет истекать жидкая фаза. Поскольку жидкость находится в перегретом состоянии, то часть ее, попадая в окружающее пространство, сразу испаряется, и истекающий поток представляет собой парожидкостную смесь. Испарение жидкости внутри резервуара происходит с интенсивностью, достаточной лишь для поддержания давления на уровне начального,

поэтому и температура жидкости практически не меняется. Тогда интенсивность истечения жидкости на первой стадии аварии постоянна и описывается уравнением:

$$\frac{dM}{dt} = \frac{c_x \rho' S \sqrt{2gH + P - P_{\text{атм}}}}{\rho'}, \quad (5)$$

где H – высота уровня жидкости; $P_{\text{атм}}$ – давление в окружающей среде; g – ускорение свободного падения.

Вторая стадия стартует в тот момент, когда вся жидкость выброшена в окружающее пространство и начинается выход газа. По мере истечения газа давление в резервуаре падает. Тогда массовая скорость истечения газа рассчитывается по формуле

$$\frac{dM}{dt} = c_x S \sqrt{2P\rho'}. \quad (6)$$

Если предположить адиабатичность расширения газа, то справедливо соотношение

$$PV^\gamma = \text{const}, \quad (7)$$

где V – объем газа; γ – показатель адиабаты. Решая уравнения (6) и (7) совместно с уравнением состояния идеального газа, можно получить зависимость спада давления в объеме по мере истечения газа.

Для определения c_x экспериментально исследованы выбросы жидкого пропана через отверстие в днище емкости экспериментального стенда (диаметр отверстия варьировался от 1 до 3 мм). На рис. 3 сопоставлены данные расчетов по описанной выше модели зависимости давления от времени и экспериментальные данные при различных значениях c_x . Обработка данных при начальных давлениях до 15 атм ($15 \cdot 10^2$ кПа) показала, что значение c_x находится в диапазоне от 0,1 до 0,25. Это согласуется с результатами экспериментов по выбросу пропана из резервуара объемом 2 м³ при начальном давлении 6 атм ($6 \cdot 10^2$ кПа), где диапазон изменения коэффициента истечения c_x составил 0,1...0,3.

Таким образом, предлагаемая расчетная модель истечения сжиженных газов может быть использована для оценки длительности выброса пропана и других углеводородных газов при разгерметизации резервуаров в их нижней части.

Соответственно двум сценариям истечения сжиженных газов (мгновенное или длительное

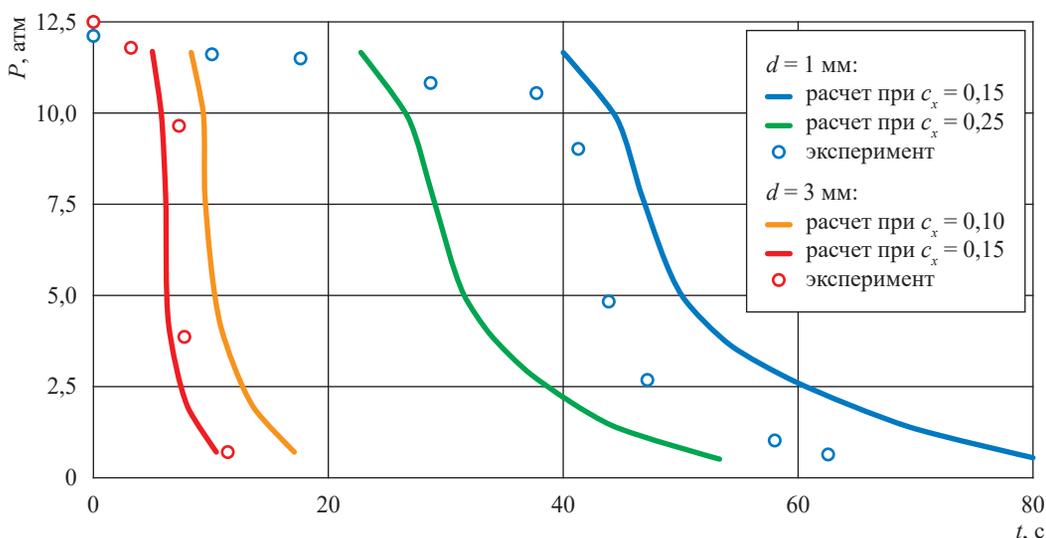


Рис. 3. Зависимость давления от времени выброса горючего газа в экспериментальной камере объемом 2 м^3 при начальном давлении 6 атм ($6 \cdot 10^2 \text{ кПа}$) в сопоставлении с расчетными данными

истечение) и их пролива на ограниченную или неограниченную поверхность на основе физико-математических моделей их утечки разработаны методы¹ оценки опасных факторов пожара при различных сценариях пожаров, взрывов на территории объекта и в селитебной зоне вблизи него [9].

Рассмотрены, сопоставлены с экспериментальными данными и проанализированы аварийные ситуации, связанные с истечением сжиженных углеводородных газов из резервуара при различных сценариях аварии: полном разрушении резервуара; истечении из нижней части резервуара; истечении из верхней части резервуара (отверстие находится выше уровня жидкости). Эти процессы предшествуют проливу, растеканию, испарению и образованию пожаровзрывоопасных облаков. Показано, что при полном разрушении резервуара для оценки доли испарившейся жидкости могут быть использованы термодинамические функции, описывающие состояние системы до и после разрушения. При разгерметизации верхней части резервуара (отверстие выше уровня жидкости) физические процессы могут быть также

описаны термодинамическими функциями, но растянутыми во времени, что подтверждается экспериментальными исследованиями. При разгерметизации нижней части резервуара под давлением истечение осуществляется в две стадии: вылив жидкой, а затем и выброс газовой фаз. Физическая двухстадийная модель описывается представленной схемой уравнений и также удовлетворительно согласуется с экспериментальными исследованиями. Соответственно двум сценариям истечения сжиженных газов и их пролива (мгновенное или длительное истечение) разработаны методы оценки опасных факторов пожара на территории объекта и в селитебной зоне вблизи объекта.

Список литературы

1. Болодьян И.А. Экспериментальные исследования проливов криогенных жидкостей (топлив) / И.А. Болодьян, Л.П. Вогман // Безопасность труда в промышленности. – 2022. – № 8. – С. 44–49.
2. Джордан Д.П. Пленочное кипение и кипение в переходном режиме / Д.П. Джордан // Успехи теплопередачи: сб. статей. – М.: Мир, 1971. – С. 68–143.
3. Science C.T. Pool boiling of ethane between atmospheric pressure and critical pressure / C.T. Science, C.P. Colver, C.M. Sliepcevich // Adv. Cryog. Eng. – 1967. – Т. 12. – С. 395–409.

¹ См. также: Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах: утв. Приказом МЧС России от 10.07.2009 № 404 с изменениями, утв. Приказом МЧС России от 14.12.2010 № 649.

4. Otterman B. Analysis of large LNG spills on water. Part 1. Liquid spread and evaporation / B. Otterman // *Cryogenics*. – 1975. – № 8. – С. 455–460.
5. Маршалл В. Основные опасности химических производств / В. Маршалл. – М.: Мир, 1989. – 672 с.
6. Рачевский Б.С. Взывоопасность при хранении СУГ за рубежом / Б.С. Рачевский, В.С. Сафонов // *Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья*. – 1967. – № 1. – С.16–18.
7. Roberts A.F. Thermal radiation hazards from releases of LPG from pressurized storage / A.F. Roberts // *Fire Safety Journal*. – 1982. – Т. 4. – № 3. – С. 197–212.
8. Hirst W.J. Combustion of large-scale releases of pressurized liquid propane / W.J. Hirst // *Heavy Gas and Risk Assessment III* / ed. by S. Hartwig. – Dordrecht, Netherlands: Reidel, 1986. – С. 267–286.
9. Пособие по определению расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. – М: ФГБУ ВНИИПО МЧС России, 2012. – 241 с.

Analysis of processes accompanying the outflow of liquefied hydrocarbon fuels under pressure in the forms of superheated liquid, vapor or gas in emergency situations during depressurization or destruction of tanks

I.A. Bolodyan^{1*}, L.P. Vogman¹

¹ All-Russian Research Institute for Fire Protection of the Ministry of the Russian Federation for Civil Defense, Emergencies and Elimination of Consequences of Natural Disasters (FGBU VNIPO EMERCOM of Russia), Bld. 12, Balashikha, VNIPO territory, Moscow region, 143903, Russian Federation

* E-mail: ivanbolodian@yandex.ru

Abstract. Authors considered, compared with experimental data and analyzed emergency situations associated with the outflow of liquefied hydrocarbon fuels from the tank under various accident scenarios: complete destruction of the tank; outflow from the lower part of a tank; outflow from the upper part of a tank (the opening is above the liquid level). These processes precede the spillage, spreading, evaporation and formation of fire-explosive clouds of cryogenic fuels. It is shown that with the complete destruction of the tank, thermodynamic functions describing the state of the system before and after the destruction can be used to estimate the proportion of evaporated liquid. When the upper part of the tank is depressurized, physical processes can also be described by thermodynamic functions, but stretched over time, which is confirmed by experimental studies. When the lower part of the tank under pressure is depressurized, the outflow proceeds in two stages: the pouring out of the liquid, and then the release of the gas phase. The physical two-stage model is described by the presented scheme of equations and also agrees satisfactorily with the experimental studies. According to two scenarios of cryogenic fuel expiration and its spillage (instantaneous or prolonged expiration) on a limited or unlimited surface, in accordance with the correspondent physical and mathematical models, methods for assessing fire hazards in various scenarios of fires, explosions on the territory of the facility and in the residential area near the facility have been developed.

Keywords: liquefied hydrocarbon gas, accident, gas seepage from a tank, истечение из резервуара, breakdown of a tank, assessment of physical processes, thermodynamic functions

References

1. BOLODYAN, I.A., L.P. VOGMAN. Experimental studies of cryogenic liquids (fuels) spills [Eksperimentalnyye issledovaniya prolivov kriogennykh zhidkostey (topliv)]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2022, no. 8, pp. 44–49, ISSN 0409-2961. (Russ.).
2. JORDAN, D.P. Film and transition boiling [Plenochnoye kipeniye i kipeniye v perekhodnom rezhime]. In: *Advances in heat transfer* [Uspekhi teploperedachi]: collected articles. Translated from Engl. Moscow: Mir: 1971, pp. 68–143. (Russ.).
3. SCIANCE, C.T., C.P. COLVER, C.M. Sliepcevich. Pool boiling of ethane between atmospheric pressure and critical pressure. *Adv. Cryog. Eng.*, 1967, vol. 12, pp. 395–409, ISSN 0065-2482.
4. OTTERMAN, B. Analysis of large LNG spills on water. Part 1. Liquid spread and evaporation. *Cryogenics*, 1975, no. 8, pp. 455–460, ISSN 0011-2275.
5. MARSHALL, V. *Major chemical hazards* [Osnovnyye opasnosti khimicheskikh proizvodstv]. Translated from English. Moscow: Mir, 1989. (Russ.).

6. RACHEVSKIY B.S., V.S. SAFONOV. Explosion hazard during storage of LPG abroad [Vzryvoopasnost pri khraneniі SUG za rubezhom] // *Transport i Khraneniye Nefteproduktov i Uglevodorodnogo Syrya*, 1967, no. 1, pp. 16–18, ISSN 0131-4270. (Russ.).
7. ROBERTS, A.F. Thermal radiation hazards from releases of LPG from pressurized storage. *Fire Safety Journal*, 1982, vol. 4, no. 3, pp. 197–212, ISSN 0379-7112.8. HIRST, W.J. Combustion of large-scale releases of pressurized liquid propane. In: HARTWIG, S. (ed.). *Heavy Gas and Risk Assessment III*. Dordrecht, Netherlands: Reidel, 1986, pp. 267–286.
8. *Manual for determining the calculated values of fire risk at production facilities* [Posobiye po opredeleniyu raschetnykh velichin pozharnogo riska na proizvodstvennykh ob'yektakh]. Moscow: All-Russian Research Institute for Fire Protection of the EMERCOM of Russia, 2012. (Russ.).

УДК 614.847.3

О разработке нормативных требований пожарной безопасности к экипировке железнодорожного транспорта и бункеровке водного транспорта сжиженным природным газом

А.Ю. Лагозин¹, А.В. Мордвинова^{1,2*}, П.А. Леончук¹, В.П. Некрасов¹

¹ ФГБУ ВНИИПО МЧС России, Российская Федерация, 143903, Московская обл., микрорайон ВНИИПО, г. Балашиха, д. 12

² Национальный исследовательский университет «МЭИ», Российская Федерация, 111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14, стр. 1

* E-mail: 3.5.3@vniipo.ru

Тезисы. Разработаны новые нормативные требования пожарной безопасности для пунктов экипировки железнодорожного транспорта и бункерных причалов водного транспорта, на которых сжиженный природный газ (СПГ) отпускается в качестве моторного топлива. Рассмотрены основные особенности сжиженного природного газа, обуславливающие его высокую пожарную опасность, особенности процессов бункеровки и экипировки, выявлены основные наиболее опасные ситуации, которые могут привести к разливу СПГ, последующему пожару и/или взрыву. Разработаны мероприятия по предотвращению пожаров, ограничению распространения возгораний, а также определены направления экспериментальных исследований эффективности методов локализации пожаров с горением СПГ.

В настоящее время в России продолжается активное развитие рынка малотоннажного сжиженного природного газа (СПГ) и газомоторного топлива. Наряду с расширением строительства криогенных автомобильных заправочных станций, выдающих СПГ в качестве моторного топлива для автомобилей, с учетом актуальности внедрения СПГ как альтернативного вида топлива для железнодорожного и водного транспорта создание и развитие соответствующей заправочной инфраструктуры, а именно пунктов экипировки и бункерных причалов, представляются крайне важными.

Основные достоинства использования СПГ в качестве топлива хорошо изучены и широко освещены в различной научно-технической литературе; так, например, в части применения СПГ для железнодорожного транспорта подчеркивается [1], что газовозы на СПГ являются более экологичным видом тягового подвижного состава по сравнению с тепловозами. Испытания новых разработанных в России типов газовозов на СПГ показали 5-кратный запас по выбросам относительно действующих требований к дизельным двигателям. В части требований к экологичности водного транспорта следует отметить, что требования Международной конвенции по предотвращению загрязнения с судов, а также требования Международной морской организации, ограничивающие количество вредных выбросов в атмосферу водным транспортом (в частности, допустимое содержание серы в судовом топливе снижено в 10 раз), способствуют планомерному отказу от применения традиционных видов нефтяного топлива в судоходстве [2].

Вместе с тем при использовании СПГ в качестве топлива необходимо учитывать его специфические особенности, такие как криогенные и пожаровзрывоопасные свойства, влияющие на безопасность объектов с его обращением. Известно, что СПГ представляет собой криогенную жидкость, которая по сравнению с другими легко воспламеняющимися и горючими жидкостями обладает крайне высоким уровнем поверхностной плотности теплового излучения пламени (до 220 кВт/м²). За счет этого при аварийных проливах, сопровождающихся воспламенением СПГ, существует высокая вероятность поражения тепловым излучением людей, а также расположенного

Ключевые слова: сжиженный природный газ (СПГ), пожарная безопасность, моторное топливо, бункеровка судов, экипировка железнодорожного транспорта, свод правил, нормативный документ, СП 528.1311500.2023, СП 530.1311500.2023.

вблизи технологического оборудования, что, в свою очередь, может привести к эскалации пожара. Несмотря на высокую скорость испарения СПГ, существуют такие режимы истечения (аварийный пролив с определенными расходными характеристиками), при которых за счет криогенных свойств СПГ происходит захлаживание поверхности с образованием слоя (зеркала) жидкости, характерного для традиционного пожара пролива. Интенсивность испарения СПГ (а следовательно, и скорость образования пожаровзрывоопасных облаков газозвоздушной смеси) зависит от ряда параметров, в том числе метеорологических условий окружающей среды и вида поверхности, на которую происходит истечение. Так, при проливе СПГ на твердую поверхность при нормальных условиях разность температур может достигать 180 °С, при этом происходит вскипание СПГ, имеющее характер пузырькового или пленочного кипения. Влияние вида поверхности на скорость испарения СПГ в определенной степени изучена, и соответствующие данные представлены в научной литературе [3, 4]. Следует отметить, что, по данным И.А. Болодяна с соавторами [3], массовая скорость испарения СПГ (по жидкому метану) с поверхности воды почти в 2 раза меньше, чем с твердых поверхностей, что следует учитывать при рассмотрении вопросов безопасности процесса бункеровки водного транспорта.

Также для объектов с обращением СПГ высокую опасность представляет высокотемпературный горящий факел, возникающий при истечении паровой и (или) жидкостной фазы СПГ в случае разгерметизации технологического оборудования. Длина струйного факела газа определяется расходом его истечения. Исследования [5] пожарной опасности горящего факела при струйном истечении паровой и жидкой фаз СПГ показали следующие результаты:

- размеры факела определяют зону непосредственного контакта пламени с окружающими объектами, т.е. характеризуют область наиболее опасного теплового воздействия, интенсивность которого определяется поверхностной плотностью теплового излучения пламени;
- наибольшую опасность представляют горизонтальные факелы. Поражение человека в горизонтальном факеле, а также воздействии горизонтального факела на соседнее

оборудование, приводящее к его разрушению (каскадному развитию аварии), происходит в 30-градусном секторе с радиусом, равным длине факела;

- при истечении жидкой фазы СПГ из отверстия с эквивалентным диаметром до 100 мм при мгновенном воспламенении происходит полное сгорание истекающего продукта в факеле без образования пожара пролива и без возможности формирования волн давления.

На сегодняшний день инфраструктура экипировки и бункеровки СПГ в России мало развита, и одним из главных замедляющих ее развитие факторов является несовершенство нормативно-правовой базы, в том числе недостаточность требований в области обеспечения пожарной безопасности. Действующие нормативные требования¹ пожарной безопасности к объектам с обращением СПГ не распространяются на пункты экипировки и бункерные причалы СПГ.

Функционирование пунктов экипировки железнодорожного транспорта СПГ регламентируется ГОСТ Р 59573-2021 «Пункты экипировки локомотивов, работающих на СПГ. Требования к техническому оснащению и выбору мест расположения», согласно которому в том числе устанавливаются общие требования к безопасности их функционирования и к их экологической безопасности. Согласно классификации, в зависимости от назначения пункты экипировки локомотивов СПГ могут отличаться по функциональным возможностям и набору технологического оборудования. В ГОСТ Р 59573-2021 указано, что требования пожарной безопасности для пунктов экипировки локомотивов СПГ должны обеспечиваться соблюдением положений Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

О недостаточности противопожарных требований для бункеровки судов СПГ также свидетельствуют выводы различных научных публикаций (см., например, [6]). За последние годы в российской нормативной базе выпущены

¹ См.: Хранилища сжиженного природного газа. Требования пожарной безопасности: СП 240.1311500.2015;

Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Требования пожарной безопасности: СП 326.1311500.2017.

три национальных стандарта² по бункеровке судов СПГ, содержащие лишь общие требования, которых недостаточно в части обеспечения пожарной безопасности бункерных причалов.

Таким образом, в последнее время в деловом и научном сообществе сформировалось мнение о недостаточности и несовершенстве нормативной базы в области пожарной безопасности для объектов с наличием СПГ, что препятствует развитию данной отрасли в России. Необходимость решения этой проблемы была поддержана на государственном уровне, и 13 февраля 2021 г. Распоряжением Правительства Российской Федерации № 350-р утверждена «дорожная карта» развития рынка малотоннажного сжиженного природного газа и газомоторного топлива в Российской Федерации на период до 2025 года, предполагающая, в частности, совершенствование противопожарного нормирования в области малотоннажного СПГ.

Во исполнение поручений в рамках «дорожной карты» специалистами ФГБУ ВНИИПО МЧС России проведены исследования, направленные на разработку двух новых сводов правил по пожарной безопасности для пунктов экипировки железнодорожного транспорта и бункерных причалов водного транспорта, на которых СПГ отпускается в качестве моторного топлива. Рассмотрим некоторые основные нормативные требования пожарной безопасности, установленные в данных нормативных документах.

Для обоих объектов регулирования (пунктов экипировки и бункерных причалов) требования, изложенные в сводах правил, ограничены количеством СПГ на объекте – менее 1500 т – при единичном объеме криогенного резервуара не более 260 м³ при полуизотермическом способе хранения, для бункерных причалов также регламентируются требования для резервуаров единичным объемом до 2000 м³ при изотермическом способе хранения.

При размещении бункерного причала или пункта экипировки следует предусмотреть функциональное зонирование их территории (таблица). Функциональное зонирование предназначено для объединения схожих по своей пожарной опасности объектов, выполняющих определенные функции, установления требований для каждой функциональной зоны отдельно и создания условий эффективного осуществления действий по тушению возможных пожаров на данных объектах. В частности, в сводах правил устанавливаются требования к расположению въездов, проездов и подъездов для пожарной техники, регламентируются минимальные противопожарные расстояния между объектами, входящими в состав бункерного причала.

С учетом высокой пожарной опасности рассматриваемых объектов в сводах правил установлены минимальные противопожарные расстояния до не относящихся к ним (соседних) объектов.

В целях обеспечения пожарной безопасности сооружений и наружных установок в сводах правил изложены следующие требования к пределам огнестойкости строительных конструкций:

- опорные конструкции резервуаров СПГ – не менее R150;
- несущие конструкции железнодорожной экипировочной эстакады (или бункеровочной эстакады при наличии) должны быть выполнены из негорючих материалов и иметь пределы огнестойкости не менее R120 для колонн и R60 для балок, ригелей и связей;
- несущие конструкции сооружений, расположенных на расстоянии менее 30 м от стендеров бункерного причала, – не менее R120.

С целью предотвращения аварийных ситуаций с пожарами и взрывами своды правил включают ряд нормативных требований к технологическому оборудованию. В частности, установлены следующие требования:

- размещение оборудования должно обеспечивать удобство и безопасность его эксплуатации, возможность проведения ремонтных работ и возможность принятия незамедлительных мер по недопущению аварийных ситуаций или локализации аварий. Также технологическое оборудование (в основном) следует размещать на открытых площадках;
- конструкция и/или способ размещения оборудования должны исключать возможность

² См.: Нефтяная и газовая промышленность. Грузовые операции и бункеровка сжиженным природным газом. Термины и определения»: ГОСТ Р 59020-2020; Нефтяная и газовая промышленность. Грузовые операции и бункеровка сжиженным природным газом. Общие требования: ГОСТ Р 59021-2020; Нефтяная и газовая промышленность. Грузовые операции и бункеровка сжиженным природным газом. Оборудование причалов: ГОСТ Р 59022-2020.

**Наименование зон размещения бункерного причала или пункта экипировки
и возможный состав размещаемых в них основных объектов и технологического оборудования**

Функциональная зона	Состав объектов и оборудования	
	Пункт экипировки железнодорожного транспорта СПГ	Бункерный причал СПГ
Хранения СПГ	Криогенные резервуары, испарители наддува, криогенные насосы, трубопроводы, арматура системы противоаварийной автоматической защиты	
Производственная*	Криогенные насосы, испарители, трубопроводы, арматура, турбодетандеры, система очистки, арматура	
Слива СПГ	Площадка слива СПГ	
Экипировки железнодорожного транспорта	Раздаточная колонка, эстакада железнодорожная экипировочная	–
Бункеровки судов	–	Стендеры с гидравлической станцией управления, эстакада железнодорожная бункеровочная, площадка установки передвижного заправщика СПГ или танк-контейнеров, трубопроводы подачи СПГ на суда с арматурой и бункеровочным соединением
Газосброса	Труба газосброса, коллекторы, трубопроводы, факельная установка	
Службная	Операторная	
Вспомогательная	Пожарные резервуары, вспомогательные здания и сооружения	

* Только для пунктов экипировки и бункеров, совмещенных с производством СПГ.

растекания проливов СПГ за пределы площадки его размещения при его разгерметизации;

- эксплуатация оборудования должна соответствовать правилам пожарной безопасности;
- для целей перевода технологического оборудования в безопасное состояние при возникновении аварии должна быть предусмотрена система противоаварийной защиты, отвечающая требованиям, установленным нормативными документами по промышленной безопасности.

Для предотвращения аварийных ситуаций, связанных с нарушением герметичности технологического оборудования с находящимся в нем СПГ, объекты должны быть оснащены системой обнаружения утечек горючих газов и/или паров согласно требованиям, которые изложены в нормативно-правовых актах и нормативных документах в сфере промышленной безопасности.

Для бункерных причалов, в которых хранение СПГ допускается в больших объемах, регламентируется необходимость оснащения технологических площадок, на которых размещено оборудование с СПГ, сборниками аварийных проливов СПГ, расстояния от которых до резервуаров и другого оборудования должны определяться исходя из безопасной плотности потока теплового излучения при пожаре находящегося в сборнике продукта. Вместимость сборников аварийных проливов

СПГ должна определяться исходя из максимальной проектной аварии, связанной с утечкой жидкой фазы СПГ из оборудования, расположенного на рассматриваемой площадке.

Одной из составляющих системы обеспечения пожарной безопасности объекта защиты является система противопожарной защиты, от качественного проектирования, эксплуатации и технического обслуживания которой зависит безопасность всего объекта в целом. Своды правил устанавливают нормативные требования, предъявляемые к системам противопожарной защиты, а именно: системам пожарной сигнализации, системам оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, противопожарному водоснабжению, а также системам пожаротушения и водяного орошения, которыми оснащаются объекты инфраструктуры экипировки и бункеровки СПГ.

Необходимость оснащения зданий, сооружений, оборудования и наружных установок системами противопожарной защиты устанавливается в соответствии с СП 486.1311500. Проектирование систем пожарной сигнализации в зданиях и помещениях следует осуществлять в соответствии с нормами и правилами, изложенными в СП 484.1311500, а при выборе пожарных извещателей следует принимать во внимание возможные факторы воздействия в местах их установки.

Согласно требованиям сводов правил, система оповещения и управления эвакуацией (СОУЭ) зданий и сооружений, входящих в состав объектов, должна быть не ниже 2-го типа в соответствии с СП 3.13130, а на территории пункта экипировки – не ниже 1-го типа.

Кроме того, в сводах правил приведены требования к установкам пожаротушения, водяного орошения и водяных завес, стационарным лафетным стволам, мобильным средствам пожаротушения, первичным средствам пожаротушения, которые предназначены для тушения и локализации очагов возгорания на объектах инфраструктуры экипировки и бункеровки СПГ.

Следует отметить, что свод правил для бункерных причалов содержит также минимальные организационные требования пожарной безопасности, которые следует соблюдать при подготовке и проведении бункеровочных операций водного транспорта СПГ.

Разработанные своды правил прошли стадию публичных обсуждений, были рассмотрены и согласованы в двух технических комитетах по стандартизации, а также прошли процедуру согласования в федеральных органах исполнительной власти. На каждом из этапов

проекты сводов правил дорабатывались по поступившим замечаниям и предложениям.

25 августа 2023 г. подписаны приказы МЧС России №№ 898 и 899, согласно которым утверждены и вступают в силу с 1 марта 2024 г. соответственно СП 528.1311500.2023 «Бункеровка водного транспорта сжиженным природным газом. Бункерные причалы. Требования пожарной безопасности» и СП 530.1311500.2023 «Пункты экипировки железнодорожного транспорта, работающего на сжиженном природном газе. Требования пожарной безопасности». В заключение следует отметить, что введение и последующее применение на территории Российской Федерации данных сводов правил позволит заполнить имеющиеся нормативные пробелы в области пожарной безопасности для указанных объектов транспорта, работающего на СПГ. Это будет способствовать развитию данной отрасли при обеспечении снижения риска возникновения пожара в процессе проведения экипировочных и бункеровочных операций, а также повышению уровня пожарной безопасности при проектировании и строительстве объектов транспортной инфраструктуры.

Список литературы

1. Евстифеев А.А. Результаты технико-экономического анализа отдельных вариантов обеспечения ОАО «РЖД» газовым моторным топливом / А.А. Евстифеев, А.Е. Ермолаев // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 2 (34): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 213–224.
2. Кондратенко С.Е. Сжиженный природный газ как альтернатива дизельному топливу на железнодорожном транспорте / С.Е. Кондратенко // Газовая промышленность. – 2018. – Спецвыпуск № 1 (766). – С. 24–28.
3. Болодьян И.А. Пожаровзрывобезопасность объектов хранения сжиженного природного газа. Процессы испарения и формирования пожаровзрывоопасных облаков при проливе жидкого метана. Методики оценки параметров / И.А. Болодьян, В.П. Молчанов и др. // Пожарная безопасность. – 2000. – № 4. – С. 108–121.
4. PGS 26:2021 Versie 1.0 (Augustus 2021). CNG en LNG. Richtlijn voor het veilig bedrijfsmatig stallen, onderhouden en repareren van motorvoertuigen = КПП и СПГ. Руководство по безопасному коммерческому хранению, техническому обслуживанию и ремонту автотранспортных средств. Версия 1.0 (август 2021 г.).
5. Карпов В.Л. Пожарная опасность аварийных выбросов горючих газов из технологического оборудования, работающего под давлением / В.Л. Карпов, Р.М. Тагиев // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2006. – № 3. – С. 36–41.
6. Буянов А.С. Нормативно-правовое регулирование бункеровки судов сжиженным природным газом в морских портах России / А.С. Буянов, В.Е. Семенов, А.В. Лобанов и др. // Газовая промышленность. – 2020. – № 3/798. – С. 76–82.

About codes of requirements for fire safety of transport powered by liquefied natural gas. Cases of equipping railway vehicles and bunkering water vehicles

A.Yu. Lagozin¹, A.V. Mordvinova^{1,2*}, P.A. Leonchuk¹, V.P. Nekrasov¹

¹ All-Russian Research Institute for Fire Protection of the Ministry of the Russian Federation for Civil Defense, Emergencies and Elimination of Consequences of Natural Disasters (FGBU VNIPO EMERCOM of Russia), Bld. 12, Balashikha, VNIPO territory, Moscow region, 143903, Russian Federation

² National Research University Moscow Power Engineering Institute, Block 1, Bld. 14, Krasnokazarmennaya street, Moscow, 111250, Russian Federation

* E-mail: 3.5.3@vniipo.ru

Abstract. New regulatory requirements for fire safety have been developed for railway equipment points and bunker berths of water transport, where liquefied natural gas is released as motor fuel. The main features of liquefied natural gas, which cause its high fire hazard, are considered. The main features of the bunkering and equipping processes are considered, the main most dangerous situations that can lead to an LNG spill, subsequent fire and/or explosion are identified. The measures have been developed to prevent the occurrence of fires, limit the spread of fires, and the directions for experimental studies of the effectiveness of fire localization methods using LNG have been identified.

Keywords: liquefied natural gas (LNG), fire safety, motor fuel, bunkering of ships, railway transport equipment, code of rules, regulatory document, SP 528.1311500.2023, SP 530.1311500.2023.

References

1. YEVSITIFEYEV, A.A., A.Ye. YERMOLAYEV. Feasibility study of special variants for Russian Railways provision with a gas motor fuel [Rezultatu tekhniko-ekonomicheskogo analiza otdelnykh variantov obespecheniya OAO "RZhD" gazovym motornym toplivom]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018, no. 2(34): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 213–224. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. KONDRATENKO, S.Ye. Liquefied natural gas as an alternative for diesel fuel at railway transport [Szhizhenny prirodny gaz kak alternativa dizelnomu toplivu na zheleznodorozhnom transporte]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2018, no. S1 (766), pp. 24–28, ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. BOLODYAN, I.A., V.P. MOLCHANOV et al. Fire and explosion safety of LNG storage facilities. Evaporation and forming of the fire-and-explosion hazardous clouds at spill of liquid methane. Procedures for assessment of parameters [Pozharovzryvobeopasnost obyektov khraneniya szhizhennogo prirodnogo gaza. Protsessy ispareniya i formirovaniya pozharovzryvoopasnykh oblakov pri prolive zhidkogo metana. Metodiki otsenki parametrov]. *Pozharnaya Bezopasnost*, 2000, no. 4, pp. 108–121, ISSN 2411-3778. (Russ.).
4. PGS 26:2021 Versie 1.0 (Augustus 2021). CNG en LNG. Richtlijn voor het veilig bedrijfsmatig stallen, onderhouden en repareren van motorvoertuigen. (Dutch).
5. KARPOV, V.L., R.M. TAGIYEV. Fire hazard of emergency releases of the combustible gases from the pressurized process equipment [Pozharnaya opasnost avariynykh vybrosov goryuchikh gazov iz tekhnologicheskogo oborudavaniya, rabotayushchego pod davleniyem]. *Vestnik Assotsiatsii Burovykh Podryadchikov*, 2006, no. 3, pp. 36–41, ISSN 2073-9877. (Russ.).
6. BUYANOV, A.S., V.Ye. SEMENOV, A.V. LOBANOV et al. Legal and regulatory framework of liquefied natural gas bunkering in Russian sea ports [Normativno-pravovoye regulirovaniye bunkerovki sudov szhizhennym prirodnym gazom v morskikh portakh Rossii]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2020, no. 3/798, pp. 76–82, ISSN 0016-5581. (Russ.).

УДК 614.8.084

Проблемы оценки эффективности проактивных методов обеспечения производственной безопасности в нефтегазовой отрасли

В.В. Лесных^{1*}, М.И. Лукьянчиков¹, Т.Б. Тимофеева²

¹ ООО «Газпром газнадзор», Российская Федерация, 117418, г. Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 65

² Государственный университет управления, Российская Федерация, 109542, г. Москва, Рязанский пр-т, д. 99

* E-mail: vvlesnykh@gmail.com

Тезисы. Рассмотрено современное состояние исследования проблемы оценки эффективности проактивных методов обеспечения безопасности на примере инспекционной контрольной деятельности. Выявлены сложности формирования критерия эффективности надзорной и инспекционной деятельности в нефтегазовой отрасли. Проанализированы предпосылки и возможности использования величины предотвращенного ущерба в качестве одного из индикаторов эффективности проактивных методов. Предложен подход к оценке предотвращенного ущерба с использованием методологии построения пирамиды происшествий (пирамида Хайнриха), включая формулу для расчета предотвращенного ущерба (прямого и косвенного) на основе статистических данных о выявленных и устраненных нарушениях в области производственной безопасности в рамках ряда предположений. Представлены результаты анализа статистических данных с целью построения пирамид происшествий в области промышленной безопасности, охраны труда и пожарной безопасности для нефтегазовых объектов. Показана возможность учета потенциальной опасности выявленных нарушений, а также описан статистический подход к расчету числа ожидаемых событий пирамиды происшествий. Сформулированы подходы к оценке прямого и косвенного ущерба для различных уровней пирамиды происшествий. Представлены результаты расчета ожидаемого предотвращенного ущерба для событий производственной безопасности для объектов ПАО «Газпром», охарактеризованы области применения разработанных методов, предложены направления дальнейших исследований.

Ключевые слова: нефтегазовая отрасль, производственная безопасность, проактивные методы, инспекционная деятельность, эффективность, пирамида происшествий, предотвращенный ущерб.

Инспекционный контроль является важным элементом системы обеспечения надежного и безопасного функционирования производственных объектов нефтегазовой отрасли. Исходя из этого крупные компании нефтегазового сектора создают в своей структуре органы, которые осуществляют корпоративный контроль безопасной эксплуатации производственных объектов. Непрерывное эффективное ведение такого контроля является критически важным для устойчивого развития компаний и экономики страны в целом. В современных условиях увеличения масштабов и сложности производственных систем особое значение приобретают проактивные методы обеспечения безопасности за счет применения риск-ориентированного подхода. В рамках данных методов основные усилия направлены на раннюю идентификацию нарушений и отклонений в работе или обслуживании объекта и их устранение до того, как нарушения и отклонения станут предпосылками к событиям с негативными последствиями. Оценка эффективности инспекционной контрольной деятельности как одного из направлений применения проактивных методов обеспечения безопасности является важной научной и практической задачей.

Проблема оценки эффективности проактивных методов

Оценка эффективности инспекционной контрольной деятельности (ИКД) является актуальной методической и практической проблемой [1–5]. Следует отметить, что научные исследования данной проблемы начаты относительно недавно – в 1980-е гг., что было связано с реформированием надзорной деятельности в различных областях экономики и прежде всего в финансовой сфере [6]. К настоящему времени наиболее полно вопросы количественной оценки эффективности ИКД проработаны в области

охраны труда [7]. Основная проблема оценки эффективности состоит в том, что результаты ИКД нематериальны (в отличие, например, от сырья, товаров и т.д.), а кроме того, имеют вероятностную природу. С одной стороны, логическим результатом ИКД должно стать снижение (не увеличение) числа происшествий (аварий, инцидентов, несчастных случаев), однако на значение данного показателя влияют многие мероприятия и факторы, среди которых влияние ИКД выделить достаточно сложно. Использование в качестве показателей эффективности ИКД таких величин, как число проверок, число выявленных нарушений, объем затрат на организацию проверок и т.д., только косвенно отражает результаты влияния ИКД на обеспечение производственной безопасности.

В рамках внедрения риск-ориентированного подхода в надзорную деятельность правительством¹ предложено оценивать эффективность по нескольким группам показателей, при этом в качестве основного показателя эффективности выступает величина предотвращенного ущерба. Следует отметить, что рекомендуемые показатели эффективности имеют общий характер и не учитывают специфики проверяемых объектов.

Предотвращенный ущерб и подходы к его оценке

Понятие предотвращенного ущерба впервые вошло в обиход в области охраны окружающей среды. Предотвращенный экологический ущерб от загрязнения окружающей природной среды представляет собой оценку в денежной форме возможных отрицательных последствий от загрязнения природной среды, которых удалось избежать в результате природоохранной деятельности территориальных органов системы Росприроднадзора, осуществления природоохранных мероприятий и программ, направленных на сохранение или улучшение качественных и количественных параметров, определяющих экологическое качество (состояние) окружающей среды в целом и ее отдельных эколого-ресурсных компонентов [8]. Данный показатель используется для оценки эффективности природоохранных

и ресурсосберегающих мероприятий [9] и в других областях.

Еще одним направлением использования данного показателя является оценка эффективности мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций (ЧС). В данном случае под предотвращенным ущербом понимается несостоявшаяся гибель (утрата здоровья) людей, убытки населения, потери материальных и культурных ценностей и отсутствие других нежелательных изменений в результате заблаговременно проведенных мероприятий по предупреждению или уменьшению масштабов ЧС природного и техногенного характера, защите населения, материальных и культурных ценностей от опасностей, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий; определяется расчетным путем или как разность ущерба, определенно без учета мероприятий по его предупреждению или снижению, и ущерба с учетом этих мероприятий, или как разность возможного и фактического ущербов в определенный момент времени в данном регионе².

Понятие предотвращенного ущерба применительно к контрольно-надзорной деятельности используется¹ в рамках так называемой базовой модели. Однако в этой модели предотвращенный ущерб оценивается не как ожидаемая величина, взвешенная по вероятности наступления негативного события, а как разность суммарных ущербов, реализованных в предшествующем и текущем периодах.

Еще одной особенностью оценки предотвращенного ущерба в рамках базовой модели является то, что она некорректно учитывает эффект от надзорных мероприятий, поскольку снижение ущерба может быть вызвано целым рядом дополнительных (а в определенных случаях основных) факторов, а именно: реализованными инженерно-техническими мероприятиями, благоприятной внешней средой, внедрением передовых технологий и т.д. В этой ситуации необходимо использовать показатель, который учитывает потенциальные (ожидаемые) последствия от выявления и устранения нарушений, идентифицированных в результате проверок. Таким показателем может быть величина ожидаемого предотвращенного ущерба (ОПУ), под которой понимается

¹ См.: Распоряжение Правительства РФ от 23 мая 2017 г. № 999-п. – <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001201705290021?ysclid=1w6b83u276505380123&index=1>

² См.: <https://mchs.gov.ru/ministerstvo/o-ministerstve/terminy-mchs-rossii/term/2973>

потенциальное снижение ущерба за счет снижения (исключения) ожидаемого числа негативных событий в результате устранения выявленных нарушений (несоответствий) [10].

Оценка ОПУ осуществляется с учетом следующих предположений:

- допущения о существовании устойчивого соотношения тяжелых, легких травм и их предпосылок, имеющих место в любой производственной деятельности и являющихся основой для построения так называемой пирамиды происшествий (пирамида Г. Хайнриха [11]), отражающей статистику производственного травматизма;

- допущения о влиянии устранения выявленных в результате ИКД нарушений и несоответствий в области обеспечения производственной безопасности (событий нижнего уровня пирамиды происшествий) на предотвращение событий с легкими и тяжелыми последствиями (события верхних уровней пирамиды происшествий) и, соответственно, на величину предотвращенного в результате ИКД ущерба.

С учетом сделанных предположений оценка ОПУ (W) может быть выполнена по следующей формуле [10]:

$$W = (1 + w_{\text{косв}}) N_I D_I \sum_{i=1}^{I-1} \frac{1}{K_{I-i+1}} \bar{Y}_i, \quad (1)$$

где $w_{\text{косв}}$ – доля косвенного ущерба; N_I – число нарушений, выявленных в течение года в результате проверок; D_I – доля устраненных нарушений; K_i – коэффициент пересчета числа событий на i -м уровне пирамиды происшествий; \bar{Y}_i – среднее значение прямого ущерба от одного события на i -м уровне пирамиды происшествий.

Далее будут рассмотрены проблемы, связанные с оценкой числа ожидаемых событий с использованием коэффициента пересчета для заданного числа выявленных нарушений, а также подходы к оценке прямого ущерба на разных уровнях пирамиды происшествий.

Пирамиды происшествий в области производственной безопасности

Пирамида происшествий является вариантом иерархической классификации числа событий с разными последствиями. Такая классификация дает возможность не только обосновывать предупреждающие мероприятия для разных классов событий, но также повышает точность оценки (прогноза) экономических последствий

(прямого и косвенного ущерба). При рассмотрении событий в области производственной безопасности необходимо учитывать, что данный вид безопасности является комплексным и обычно включает промышленную безопасность, охрану труда и пожарную безопасность.

Построение и использование пирамиды происшествий являются одним из направлений реализации проактивного подхода. Впервые пирамида происшествий была построена Г. Хайнрихом [11], который предложил определенное количественное соотношение несчастных случаев на производстве с различными степенями тяжести последствий. В более поздних работах Ф. Берд [12] развил идею построения пирамиды происшествий для анализа событий в области промышленной безопасности и дополнил ее новыми уровнями. В настоящее время пирамиды происшествий используются как удобная форма графической интерпретации статистических данных, а также как один из инструментов обеспечения безопасности опасных производственных объектов [13].

Анализ показал, что сходимость коэффициентов пирамиды происшествий для событий промышленной безопасности и охраны труда достигается только на уровне отдельной промышленной компании [10, 14]. Результаты построения соответствующих пирамид происшествий (расчет коэффициентов K_i) представлены в табл. 1 и 2.

Классификация событий в области пожарной безопасности существенно отличается от аналогичных классификаций событий в области промышленной безопасности и охраны труда, поскольку не привязана к социально-экономическим последствиям. Классификация пожаров направлена на обоснование предупредительных мероприятий и организацию эффективной системы ликвидации пожаров, в ее основу легли следующие категории³:

- вид горючего материала (используется для обозначения области применения средств пожаротушения);
- сложность тушения (используется при определении состава сил и средств подразделений пожарной охраны и других служб, необходимых для тушения пожаров);
- опасные факторы пожара (используется при обосновании мер пожарной безопасности,

³ См.: Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ.

Таблица 1

Рекомендуемые значения K_i для событий в области промышленной безопасности предприятий нефтегазовой отрасли

Уровень события (i)	Событие промышленной безопасности	Признаки опасности техногенного события	K_i
1	Авария	Разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс отравляющих веществ	1
2	Инцидент	Отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах (ОПО), отклонение от установленного режима технологического процесса	3
3	Технологические предпосылки к инцидентам	Изменение технологических параметров режима работы ОПО, которое может приводить к инциденту	30
4	Организационные предпосылки к инцидентам	Изменения технологических параметров и (или) нарушения в функционировании системы управления промышленной безопасностью / производственного контроля, которые могут приводить к предпосылкам к инцидентам	300
5	Нарушения без последствий	Выявленные в результате проверок нарушения (несоответствия, отклонения) в области промышленной безопасности	3000

Примечание: классификация событий в области промышленной безопасности устанавливается Руководством по безопасности «Методические рекомендации по классификации техногенных событий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса» (Приказ Ростехнадзора от 24.01.2018).

Таблица 2

Рекомендуемые значения K_i для событий в области охраны труда на предприятиях нефтегазовой отрасли

Уровень события (i)	Событие в области охраны труда	Последствия события	K_i
1	Смертельный случай	Смерть пострадавшего	1
2	Тяжелая травма	Переломы костей, сотрясение мозга и т.п.	3
3	Легкая травма	Уколы, царапины, ссадины и пр.	7
4	Нарушение без последствий	Выявленные в результате проверок нарушения (несоответствия, отклонения) в области промышленной безопасности	2100

Примечание: Классификация событий в области охраны труда устанавливается Приказом Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 24 февраля 2005 г. № 160 «Об определении степени тяжести повреждения здоровья при несчастных случаях на производстве».

необходимых для защиты людей и имущества при пожаре).

В настоящее время в ПАО «Газпром» отсутствует классификация пожаров по масштабам последствий, поэтому вначале целесообразно рассмотреть двухуровневую пирамиду происшествий: число пожаров, число выявленных нарушений. Анализ статистических данных о пожарах и выявленных нарушениях в области пожарной безопасности на объектах ПАО «Газпром» за период 2013–2021 гг. показал, что на один пожар приходится 211 выявленных нарушений. С точки зрения оценки ожидаемого предотвращенного ущерба такая классификация является достаточно «грубой», поскольку величина прямого ущерба имеет большой разброс (от нескольких тысяч до десятков миллионов рублей), а использование

среднего значения может приводить к большой погрешности в оценке ОПУ. Логично было бы использовать классификацию, аналогичную пирамиде происшествий, предложенной Бердом [12]: пожары с погибшими, пожары с пострадавшими, пожары с материальным ущербом. Однако такой подход нецелесообразен, поскольку число погибших и пострадавших при пожаре учитывается в рамках статистики охраны труда. В данной ситуации одним из подходов к построению пирамиды происшествий может стать задание уровней пирамиды на основе величин прямого материального ущерба.

Анализ статистических данных о пожарах и выявленных нарушениях в области пожарной безопасности на объектах ПАО «Газпром» за период 2013–2021 гг.

Таблица 3

**Рекомендуемые уровни и значения K_i для пирамиды происшествий
в области пожарной безопасности на объектах ПАО «Газпром»**

Уровень события (i)	Событие в области охраны труда	Последствия события	K_i
1	Пожар 1-го уровня	Материальный ущерб свыше 10 млн руб.	1
2	Пожар 2-го уровня	Материальный ущерб от 1 до 10 млн руб.	4
3	Пожар 3-го уровня	Материальный ущерб от 0 до 1 млн руб.	9
4	Нарушение без последствий	Выявленные в результате проверок нарушения (несоответствия, отклонения) в области пожарной безопасности	3170

позволяет сформировать соответствующую пирамиду происшествий. Весь диапазон величин прямого ущерба можно разбить на три группы: от 0 до 1 млн руб., от 1 до 10 млн руб.; свыше 10 млн руб. Уровни и коэффициенты соответствующей пирамиды происшествий представлены в табл. 3.

Подходы к оценке числа ожидаемых событий

Оценка числа возможных событий (N_i) на различных уровнях пирамиды происшествий по формуле (1) осуществляется для заданного числа выявленных нарушений N_i в соответствии со следующим соотношением:

$$N_i = \frac{N_i}{K_{l-i+1}}. \quad (2)$$

Возможны два основных подхода к оценке числа ожидаемых событий. Прежде всего, это детерминированный подход с использованием коэффициентов K_i (см. табл. 1–3) и формулы (2). В рамках данного подхода ранее на основе статистических данных результатов корпоративного контроля компании ООО «Газпром газнадзор» выполнены оценки ОПУ для событий промышленной безопасности [10] и событий в области охраны труда [14] на объектах ПАО «Газпром». Суммарный ОПУ составил более 3 млрд руб. в год.

В рамках детерминированного подхода можно учесть разный уровень потенциальной тяжести выявленных нарушений, поскольку наиболее вероятно, что нарушения с высоким уровнем потенциальной тяжести создают предпосылки к событиям с последствиями. Соответственно, такой учет дает снижение ожидаемого числа происшествий при расчете предотвращенного ущерба.

Пусть все выявляемые нарушения сгруппированы (классифицированы) по степени

тяжести и выполнена их балльная оценка. В этом случае скорректированное число нарушений для оценки предотвращенного ущерба будет иметь вид:

$$N_i^{\text{корр}} = \text{int} \left[\sum_{g=1}^G N_i \frac{B_g}{B} \right], \quad (3)$$

где B_g – балльная оценка тяжести нарушений g -й группы; B – размерность балльной шкалы.

Пример балльной оценки степени тяжести нарушений в области промышленной безопасности (4-балльная шкала) приведен в табл. 4.

Вторым подходом к оценке числа предотвращенных несчастных случаев, применение которого позволяет учесть вероятностную природу ряда параметров, является стохастический. Для реализации данного подхода разработана и программно реализована имитационная модель оценки математического ожидания числа предотвращенных происшествий и других вероятностных характеристик. При реализации данной модели применены методы корреляционного анализа для выявления зависимости между числом происшествий на различных уровнях классификации, рассчитаны коэффициенты корреляции, проверена их статистическая значимость, и показано, что зависимость между числом происшествий различных уровней пирамиды можно считать линейной.

Проведен статистический анализ коэффициентов пирамиды Хайнриха для событий в области охраны труда за более чем 10-летний период наблюдений, построены гистограммы, и определены детерминированные законы распределений данных коэффициентов. Разработаны алгоритм и программная реализация имитационной модели, случайными переменными которой являются коэффициенты усовершенствованной пирамиды Хайнриха (K_2, K_3, K_4), включающей на последнем уровне

Таблица 4

**Пример балльной оценки степени тяжести нарушений
в области промышленной безопасности**

№	Группа нарушений (g)	Виды нарушений	B_g , баллов
1	Экспертиза промышленной безопасности	Нарушение расчетного срока службы, неисполнение обязательных условий экспертизы промбезопасности и т.д.	2,9
2	Готовность к ликвидации последствий аварий и инцидентов	Нерегулярное проведение противоаварийных тренировок, отсутствие согласованных планов ликвидации последствий и т.д.	1,6
3	Содержание объектов и оборудования	Несоответствия в части целостности и исправности оборудования, нарушения при хранении аварийных запасов и пр.	1,4
4	Организация рабочего процесса и безопасности персонала	Нарушения в области охраны труда, неучет всех возможных сценариев возникновения аварий, несоответствие в организации диагностических работ и т.д.	1,3
5	Документация	Нарушения при оформлении руководящих документов, несоответствия при оформлении отчетности и т.д.	1,25
6	Охранные зоны	Несоответствия при проведении кадастровых работ, нарушения в содержании охранных зон и т.д.	0,9
7	Оформление информационными знаками и знаками безопасности	Отсутствие информационных знаков, нарушения при обозначении трасс трубопроводов и т.д.	0,4

число выявленных нарушений, а результатом работы – ожидаемые количества предотвращенных смертельных, тяжелых и легких несчастных случаев.

Верификация разработанной модели на основе данных российских нефтегазовых компаний показала, что полученные результаты сопоставимы с результатами расчетов, выполненных с использованием детерминированного подхода, однако стохастическая модель позволяет более объективно учитывать случайную природу происшествий.

Также в рамках данного подхода проведено моделирование законов распределения (равномерный, показательный, нормальный) случайных величин, определяющих значения ущерба от одного события на i -м уровне классификации, и вычислены ожидаемые – прямой, косвенный и полный – предотвращенные за счет проведения ИКД ущербы.

Проблемы оценки прямого и косвенного ущерба

Значение \bar{Y}_i (см. формулу (1)) зависит от вида и объекта контроля. Например, оценка среднего прямого ущерба от одного события промышленной безопасности осуществляется на основе корпоративных нормативных документов или с использованием статистических данных. Соответственно, оценка среднего прямого ущерба от одного события в области охраны труда осуществляется на основе

корпоративных нормативных документов или с использованием статистических данных (смертельные случаи, тяжелые травмы, легкие травмы).

Значение $w_{\text{косв}}$ (см. формулу (1)) зависит от вида и объекта контроля и может варьироваться в диапазоне от 1:3 до 1:30 [15]. Например, в качестве консервативной оценки при практических расчетах можно принять $w_{\text{косв}} = 1:5$ для событий промышленной и пожарной безопасности и $w_{\text{косв}} = 1:6$ для событий в области охраны труда [16].

С учетом приведенных данных для консервативной оценки косвенного ущерба от событий в области производственной безопасности можно принять соотношение $w_{\text{косв}} = 1:5$.

Рассмотренные в статье проблемы показали, что величина ОПУ может быть использована в качестве одного из показателей эффективности проактивных методов обеспечения безопасности. Разработанный авторами подход позволяет комплексно рассмотреть данную проблему и выполнить количественную оценку предотвращенного ущерба (прямого и косвенного) для потенциальных событий производственной безопасности на основе результатов ИКД и статистических данных. Результаты оценок могут быть использованы для мониторинга результативности ИКД в течение года, а также для оценки экономической эффективности

проведенных проверок. Разработанный подход может быть рекомендован для использования в компаниях нефтегазовой отрасли при оценке эффективности проактивных методов обеспечения производственной безопасности.

Дальнейшее развитие методического подхода будет направлено на его адаптацию к событиям энергетической и экологической безопасности с использованием детерминированных и стохастических методов.

Список литературы

1. Добролюбова Е.И. Оценка результативности контрольно-надзорной деятельности: анализ практики и методические рекомендации / Е.И. Добролюбова, В.Н. Южаков; РАНХиГС. – М.: Дело, 2017. – 174 с.
2. Южаков В.Н. Результативность контрольно-надзорной деятельности государства глазами бизнеса / В.Н. Южаков, Е.И. Добролюбова, А.Н. Покида и др.; РАНХиГС. – М.: Дело, 2017. – 288 с.
3. FATF guidance on risk-based supervision = Руководство по применению риск-ориентированного подхода в надзорной деятельности. – Paris: FATF, 2021. – <https://www.fatf-gafi.org/en/publications/Fatfrecommendations/Guidance-rba-supervision.html>; <https://www.fatf-gafi.org/content/dam/fatf-gafi/translations/guidance/Russian-MUMCFM-FATF%20Guidance%20on%20Risk-based%20Supervision.pdf.coredownload.inline.pdf>
4. Хамаза А.А. Концепция внедрения риск-ориентированного подхода в контрольно-надзорной деятельности в области использования атомной энергии / А.А. Хамаза, А.В. Курындин, А.В. Белоусов и др. – М.: ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2018. – 32 с.
5. Che Xiaogang. Supervisory efficiency and collusion in a multiple-agent / Xiaogang Che, Yangguang Huan, Le Zhang // *Games and Economic Behavior*. – 2021. – Т. 130. – С. 425–442.
6. Blanc F. Inspection reforms: Why, how, and with what results / F. Blanc. – Paris: OECD, 2012. – <https://web-archiv.e.oecd.org/2013-01-04/220825-Inspection%20reforms%20-%20web%20-F.%20Blanc.pdf>
7. Добролюбова Е.И. Международный опыт оценки результативности государственного контроля в сфере охраны труда / Е.И. Добролюбова // *Вопросы государственного и муниципального управления*. – 2016. – № 2. – С. 96–110.
8. Методика определения предотвращенного экологического ущерба. – М.: Госкомэкология РФ, 1999.
9. Мудрецов А.Ф. Оценка предотвращенного ущерба как важнейший критерий обоснования ресурсосберегающих мероприятий при обращении с отходами (на примере полигона ТБО) / А.Ф. Мудрецов, А.С. Тулупов // *Региональные проблемы преобразования экономики*. – 2014. – № 9. – С. 116–122.
10. Лукьянчиков М.И. Об одном подходе к оценке эффективности инспекционной контрольной деятельности / М.И. Лукьянчиков, В.В. Лесных // *Безопасность труда в промышленности*. – 2020. – № 11. – С. 50–54.
11. Heinrich H.W. Industrial accident prevention – A scientific approach / H.W. Heinrich. – 4th ed. – New York: McGraw-Hill Inc., 1959.
12. Bird F.E. Damage control: New horizon in accident prevention and cost improvement / F.E. Bird, G.L. Germain. – New York: American Management Association, 1966. – 176 с.
13. Marshal P. Heinrich's pyramid and occupational safety: A statistical validation methodology / P. Marshal, A. Hirmas, M. Singer // *Safety Science*. – 2018. – Т. 101. – С. 180–189.
14. Лукьянчиков М.И. Анализ пирамиды происшествий для оценки ожидаемого предотвращенного ущерба / М.И. Лукьянчиков, В.В. Лесных, Ю.В. Немчин и др. // *Безопасность труда в промышленности*. – 2023. – № 1. – С. 42–47.
15. Архипец Н.Н. Экономическая теория: учебно-методический комплекс: в 2-х ч. Ч. 2: Экономика защиты от ЧС / сост. Н.Н. Архипец. – Минск: Командно-инженерный институт, 2005. – 134 с.
16. Тимофеев С.С. Современные подходы к оценке экономического ущерба от несчастных случаев на производстве / С.С. Тимофеев // *Вестник ИрГТУ*. – 2009. – № 4 (40). – С. 34–40.

Assessing efficiency of proactive provision of industrial safety at oil-gas facilities

V.V. Lesnykh¹*, M.I. Lukyanchikov¹, T.B. Timofeyeva²

¹ Gazprom Gaznadzor LLC, Bld. 65, Novocheremushkinskaya street, Moscow, 117418, Russian Federation

² The State University of Management, Bld. 99, Ryazanskiy prospect, Moscow, 109542, Russian Federation

* E-mail: vvlesnykh@gmail.com

Abstract. Authors examine contemporary guidelines for assessing performance of the proactive safety provision as exemplified by the inspection control. The ins and outs to form an efficiency criterion for the supervision and inspection activities in the oil and gas industry are uncovered. The prerequisites and possibility to apply the prevented damage figure as an indicator of the proactive methods efficacy are analyzed. Authors suggested a new approach to assessing the prevented damage through graphing a safety pyramid (a Heinrich's pyramid) including a formula for calculating the direct and collateral prevented damage on the grounds of statistics about the detected and corrected violations against the industrial safety. The statistical data were analyzed in order to plot the Heinrich's pyramids of industrial safety, labor protection and fire safety for the oil-gas facilities. Authors demonstrate the possibility to consider the potential danger of the highlighted violations, and described the statistical method to calculate a number of the expected episodes of a Heinrich's pyramid. They formulated the algorithms for assessing the direct and the collateral damage for different levels of a safety pyramid. They also calculated the expected prevented damage values referring to the industrial safety of the Gazprom PJSC facilities, characterized the coverage of the named methods, and suggested the leads for further studies.

Keywords: oil and gas industry, industrial safety, proactive methods, inspection activities, efficiency, safety pyramid, prevented damage.

References

1. DOBROLYUBOVA, Ye.I., V.N. YUZHAKOV. *Estimating progress of control and supervision activity: practice analysis and methodical recommendations* [Otsenka rezultativnosti kontrolno-nadzornoj deyatel'nosti: analiz praktiki i metodicheskiye rekomendatsii]. Moscow: Delo, 2017. (Russ.).
2. YUZHAKOV, V.N., Ye.I. DOBROLYUBOVA, A.N. POKIDA et al. *Progress of governmental control and supervision activity as viewed by business* [Rezultativnost kontrolno-nadzornoj deyatel'nosti gosudarstva glazami biznesa]. Moscow: Delo, 2017. (Russ.).
3. *FATF guidance on risk-based supervision* [online]. Paris: FATF, 2021. Available from: <https://www.fatf-gafi.org/en/publications/Fatfrecommendations/Guidance-rba-supervision.html>
4. KHAMAZA, A.A., A.V. KURYNDIN, A.V. BELOUSOV et al. *Concept of risk-based approach inoculation into control and supervision of nuclear energy use* [Kontseptsiya vnedreniya risk-orientirovannogo podkhoda v kontrolno-nadzornoy deyatel'nosti v oblasti ispolzovaniya atomnoy energii]. Moscow: Scientific and Engineering Centre for Nuclear and Radiation Safety, 2018. (Russ.).
5. CHE, Xiaogang, Yangguang HUAN, Le ZHANG. Supervisory efficiency and collusion in a multiple-agent. *Games and Economic Behavior*, 2021, vol. 130, pp. 425–442, ISSN 0899-8256. (Russ.).
6. BLANC, F. *Inspection reforms: Why, how, and with what results* [online]. Paris: OECD, 2012. Available from: <https://web-archiv.e.oecd.org/2013-01-04/220825-Inspection%20reforms%20-%20web%20-F.%20Blanc.pdf>
7. DOBROLYUBOVA, Ye.I. International experience in assessing progress of governmental supervision of labor protection [Mezhdunarodnyy opyt otsenki rezultativnosti gosudarstvennogo kontrolya v sfere okhrany truda]. *Voprosy Gosudarstvennogo i Munitsypalnogo Upravleniya*, 2016, no. 2, pp. 96–110, ISSN 1999-5431. (Russ.).
8. *Procedure for estimating prevented environmental damage* [Metodika opredeleniya predotvrashchennogo ekologicheskogo ushcherba]. Moscow: Goskomekologiya RF, 1999. (Russ.).
9. MUDRETISOV, A.F., A.S. TULUPOV. Estimation of prevented damage as the major criterion for substantiation of resource-saving measures at waste management (a case of solid domestic waste landfill) [Otsenka predotvrashchennogo ushcherba kak vazhneyshiy kriteriy obosnovaniya resursosberegayushchikh meropriyatij pri obrashchenii s otkhodami (na primere poligona TBO)]. *Regionalnyye Problemy Preobrazovaniya Ekonomiki*, 2014, no. 9, pp. 116–122, ISSN 1812-7096. (Russ.).
10. LUKYANCHIKOV, M.I., V.V. LESNYKH. About an approach to assessment of inspection control performance [Ob odnom podkhode k otsenke effektivnosti inspektsionnoy kontrolnoy deyatel'nosti]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2020, no. 11, pp. 50–54, ISSN 0409-2961. (Russ.).
11. HEINRICH, H.W. *Industrial accident prevention – A scientific approach*. 4th ed. New York: McGraw-Hill Inc., 1959.
12. BIRD, F.E., G.L. GERMAIN. *Damage control: New horizon in accident prevention and cost improvement*. New York: American Management Association, 1966.
13. MARSHAL, P., A. HIRMAS, M. SINGER. Heinrich's pyramid and occupational safety: A statistical validation methodology. *Safety Science*, 2018, vol. 101, pp. 180–189, ISSN 0925-7535.

14. LUKYANCHIKOV, M.I., V.V. LESNYKH, Yu.V. NEMCHIN et al. Analysis of a safety pyramid to assess expected prevented damage [Analiz piramidy proisshestviy dlya otsenki ozhidayemogo predotvrashchennogo ushcherba]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2023, no. 1, pp. 42–47. ISSN 0409-2961. (Russ.).
15. ARKHIPETS, N.N. *Economic theory* [Ekonomicheskaya teoriya]: in 2 pts. Pt. 2: *Economics of emergency protection* [Ekonomika zashchity ot ChS]. Minsk: Komandno-Inzhenernyy Institut, 2005. (Russ.).
16. TIMOFEYEV, S.S. Modern approaches to assessment of economic damage by employment injury [Sovremennyye podkhody k otsenke ekonomicheskogo ushcherba ot neschastnykh sluchayev na proizvodstve]. *Vestnik IrGTU*, 2009, no. 4(40), pp. 34–40, ISSN 1814-3520. (Russ.).

УДК 621.644:66.069.82

Усовершенствованный подход к оценке состояния производственной безопасности и надежности газораспределительных станций по результатам административно-производственного контроля и анализа риска аварий

С.В. Овчаров^{1*}, Ю.В. Гамера¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

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

Ключевые слова: газораспределительная станция, производственная безопасность, надежность, административно-производственный контроль, риск аварий, объективная оценка результатов проверок, чек-лист, риск-ориентированный подход, интегральный балльный показатель соответствия нормативным требованиям, классификация газораспределительных станций по компоновке оборудования, типовая вероятностная функция работоспособности.

Тезисы. В статье рассматривается усовершенствованный методический подход к анализу результатов проверок газораспределительных станций (ГРС) магистральных газопроводов, проводимых в рамках осуществления административно-производственного контроля в эксплуатирующей организации с помощью специально разработанных чек-листов, и оценке на этой основе уровня обеспечения надежности и безопасности ГРС путем количественного определения специального интегрального балльного показателя соответствия ГРС нормативным требованиям производственной безопасности и надежности (ИБП ГРС). ИБП ГРС определяется через следующие промежуточные расчетные показатели:

- работоспособность ГРС;
- степень выполнения нормативных требований (НТ) к эксплуатации ГРС и производственной безопасности на ГРС (в том числе требований промышленной и пожарной безопасности, требований охраны труда, требований к техническому состоянию технологического оборудования);
- риск аварий на ГРС.

Расчет ИБП ГРС проводится на основе логико-вероятностного метода определения вероятности безотказной работы ГРС, значимостей технологических элементов (ТЭ) ГРС с точки зрения влияния отказов ТЭ на работоспособность ГРС, определения балльных оценок степени выполнения проверяемых НТ в составе проверочных листов (чек-листов), а также экспресс-анализа риска аварий на ГРС. Алгоритм расчета предусматривает промежуточное определение критичности каждого проверяемого НТ по расчетным значениям значимостей ТЭ ГРС и дополнительным коэффициентам, учитывающим уровень нормативных документов, содержащих проверяемые НТ, и предметную область проверки ГРС.

Наиболее сложным в реализации является алгоритм определения значимости ТЭ ГРС с необходимостью построения индивидуальных схем функциональной целостности, логической и вероятностной функций работоспособности для каждой ГРС, что сопряжено с большим объемом работы. Авторами предложен подход, существенно снижающий указанный объем работ, заключающийся в специально разработанной классификации ГРС по компоновке оборудования с выделением репрезентативных ГРС, определением типовых вероятностных функций работоспособности и единых формул расчета значимостей ТЭ.

Усовершенствованную методику оценки ИБП ГРС планируется использовать в Подсистеме производственного контроля Информационно-управляющей системы транспортировки газа (ИУС-Т) ПАО «Газпром».

Задача создания методического подхода к интегральной оценке соответствия газораспределительных станций (ГРС) нормативным требованиям производственной безопасности (ПБ) и надежности первоначально возникла в 2018 г. в рамках инициированных ПАО «Газпром» работ по совершенствованию процедур осуществления административно-производственного контроля (АПК) в газотранспортных дочерних обществах. Зампредседателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым был утвержден План мероприятий по совершенствованию системы производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации ГРС на основе пилотного проекта «Формуляр целевых проверок ГРС»,

содержавший цели и задачи цифровой трансформации производственного контроля опасных производственных объектов (ОПО) и план их реализации сначала применительно к ГРС ПАО «Газпром» с пилотированием в ООО «Газпром трансгаз Ставрополь». Цель проекта – повышение эффективности АПК в дочерних обществах для обеспечения безопасной и надежной эксплуатации ОПО посредством перехода от субъективной к объективной оценке результатов проверок с применением риск-ориентированного подхода на основе цифровизации АПК. Развитие АПК было развернуто прежде всего в направлении радикальной автоматизации планирования, проведения и оценки результатов проверок состояния ПБ ОПО (на примере ГРС). При этом вопрос методического обеспечения анализа результатов проверок с последующей интегральной оценкой соответствия ГРС нормативным требованиям ПБ был обозначен как

один из наиболее важных аспектов в указанном процессе. В рамках его решения разработана методика расчета интегрального балльного показателя соответствия ГРС нормативным требованиям ПБ и надежности (ИБП ГРС), усовершенствованный вариант которой представлен в настоящей работе.

Общий алгоритм расчета ИБП ГРС

Общая схема расчета ИБП ГРС применительно к результатам одной проведенной *j*-й проверки в рамках АПК, иллюстрирующая базовый концепт описываемого методического подхода, представлена на рис. 1. Основная идея в том, что ИБП формируется из двух независимых составляющих, первая из которых характеризует степень невыполнения нормативных требований (НТ), прописанных в проверочном листе, в соответствии с которым проводится проверка состояния ПБ и надежности ГРС, а вторая отражает риск аварии

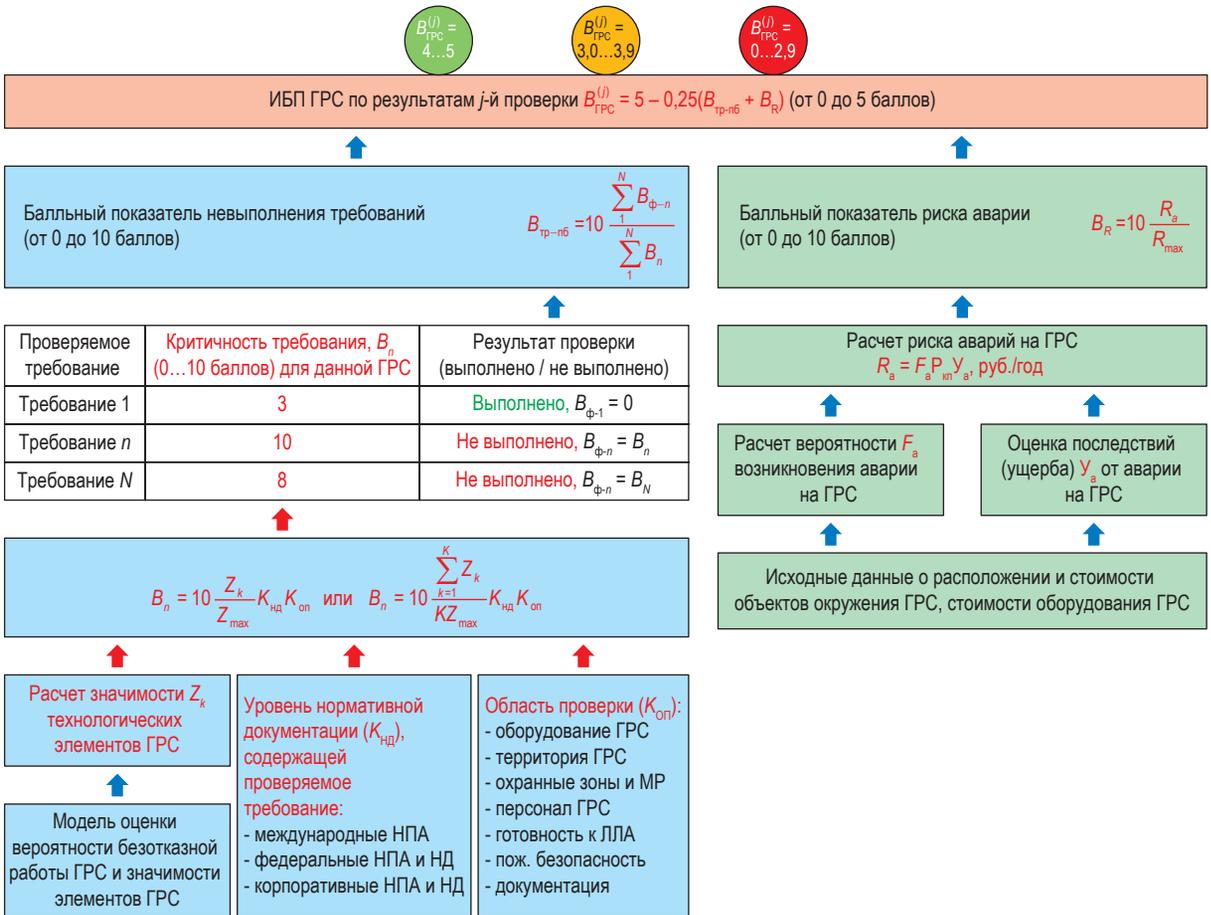


Рис. 1. Блок-схема алгоритма расчета ИБП ГРС по результатам одной проверки: МР – минимальные расстояния; ЛЛА – локализация и ликвидация аварий; НПА – нормативные правовые акты; расшифровку некоторых условных обозначений см. далее в экспликациях формул

(техногенный риск) на ГРС, рассчитываемый по упрощенной схеме.

Общий массив НТ формируется заранее из нормативной документации (НД) разного уровня (от корпоративной до международной), регламентирующей эксплуатацию ГРС в части требований ПБ и надежности (а именно требований промышленной и пожарной безопасности, охраны труда, требований к техническому состоянию технологического оборудования ГРС). При этом полагается, что невыполнение того или иного НТ (т.е. несоответствие) может иметь более или менее тяжелые последствия для состояния ГРС, что отражается с помощью вычисляемого параметра, называемого «критичность несоответствия НТ», измеряемого в баллах от 0 до 10. Разные НТ, предъявляемые к тем или иным технологическим элементам (ТЭ) ГРС, объективно имеют разные критичности несоответствия, которые зависят (количественно) от значимостей указанных ТЭ с точки зрения влияния их отказов на работоспособность и безопасность ГРС. Это пояснение необходимо для понимания достаточно сложного алгоритма оценки первой (и основной в контексте исходного назначения АПК) составляющей ИБП.

На старте разработки методики было решено, что ИБП ГРС целесообразно исчислять в традиционной 5-балльной шкале (0 баллов соответствует абсолютно неудовлетворительному состоянию ПБ, а 5 баллов – полному соответствию ГРС требованиям ПБ¹). ИБП определяется как нормированная сумма двух составляющих по формуле

$$B_{\text{грс}}^{(j)} = 5 - 0,25(B_{\text{тр-пб}} + B_R), \quad (1)$$

где $B_{\text{тр-пб}}$ – балльный показатель невыполнения нормативных требований ПБ; B_R – балльный показатель риска аварии. Обе указанные составляющие измеряются по 10-балльной шкале (0 баллов – наилучшее, а 10 баллов – наихудшее значение каждого показателя с точки зрения ПБ). Коэффициент 0,25 перед суммой и ее вычитание из 5 необходимы для перевода полученной суммы значений показателей в 5-балльную шкалу.

¹ В диапазоне 0...5 баллов три «светофорных» поддиапазона балльных оценок (см. вверху рис. 1), соответствующих неудовлетворительному (0...2,9 балла), удовлетворительному, ностораживающему (3...3,9 балла) и хорошему вплоть до отличного (4...5 баллов) состоянию ПБ.

Первый балльный показатель $B_{\text{тр-пб}}$ рассчитывается (см. левую ветвь схемы на рис. 1) как нормированная сумма установленных заранее критичностей (B_n , баллов) несоответствий n -му НТ из проверочного листа (т.е. критичностей невыполнения того или иного требования ПБ), выявленных в ходе проверки, по формуле

$$B_{\text{тр-пб}} = 10 \frac{\sum_{\phi-n}^N B_{\phi-n}}{B_{\text{сум}}}, \quad (2)$$

где $B_{\phi-n}$ – балльная оценка факта выполнения/невыполнения проверяемого НТ ($B_{\phi-n} = 0$, если требование выполнено; $B_{\phi-n} = B_n$, если требование не выполнено); $B_{\text{сум}} = \sum_1^N B_n$ – общая

сумма критичностей по всем N возможным НТ из проверочного листа, выполнение которых контролируется в ходе проверки.

Критичность B_n каждого проверяемого НТ может варьироваться от 0 до 10 баллов, где 0 баллов соответствует минимальным с точки зрения ПБ последствиям в случае невыполнения требования, 10 баллов – максимально тяжелым последствиям. Критичность того или иного НТ зависит от вида и места этого требования в общей системе НТ, его отношения к тем или иным областям проверки, технологическим узлам и элементам ГРС. В методике критичность несоответствий НТ определяется с учетом значимостей ТЭ ГРС, к которым эти НТ относятся, уровня НД, из которой требования взяты, и конкретных областей проверки. Предусмотрены две отдельные формулы для определения критичности:

- для НТ, дифференцированных по узлам и технологическим элементам ГРС (т.е. относящихся к конкретным узлам и оборудованию ГРС):

$$B_n = 10 \frac{Z_k}{Z_{\text{max}}} K_{\text{нд}} K_{\text{оп}}; \quad (3)$$

- для НТ, относящихся к ГРС в целом, т.е. не относящихся к конкретному оборудованию ГРС (например, для требований к персоналу, территории, общей документации и др.):

$$B_n = 10 \frac{\sum_{k=1}^K Z_k}{KZ_{\text{max}}} K_{\text{нд}} K_{\text{оп}}. \quad (4)$$

В формулах (3), (4): Z_k – значимость k -го ТЭ ГРС, вычисляемая по методике расчета значимостей ТЭ ГРС (см. далее); K – количество анализируемых ТЭ на ГРС; $Z_{\max} = \max\{Z_1, \dots, Z_K\}$; $K_{нд}$ – коэффициент категории НД, выполнение НТ которой проверяется; $K_{оп}$ – коэффициент области проверки (оборудования, персонала, документации и т.д.).

В первом случае (см. формулу (3)) напрямую учитывается значимость конкретного ТЭ с точки зрения его влияния на вероятность отказа ГРС, во втором случае (см. формулу (4)) используется среднее арифметическое значимостей всех ТЭ ГРС. В последнем случае в ходе проверки фиксируется невыполнение тех или иных НТ, фигурирующих в проверочном листе, далее именно для этих НТ определяются и складываются критичности, и полученная сумма делится на полную сумму всех критичностей по проверочному листу с дальнейшим переводом в баллы по формуле (2).

Значимость Z_k ТЭ является наиболее важным и сложным в определении параметром из фигурирующих в формулах (3), (4), его определению посвящен отдельный раздел статьи (см. ниже).

Также общими в формулах (3), (4) являются поправочные коэффициенты $K_{нд}$ и $K_{оп}$, варьирующиеся от 0 до 1 в зависимости уровня НД и важности области проверки. Коэффициент $K_{нд}$ отражает категорию (уровень) НД, из которой выбираются НТ. Чем выше уровень НД, тем больший вес имеют выбираемые из нее НТ. В методике определены шесть категорий НД, выстроенных сверху вниз по степени важности: от международного уровня через федеральный к корпоративному уровню (табл. 1). Значения $K_{нд}$ определены экспертным путем.

Значение коэффициента области проверки $K_{оп}$ для каждого конкретного проверяемого НТ задается исходя из того, к какой группе требований в разработанной классификации НТ по области проверки оно относится. В табл. 2 в качестве примера показаны первые два уровня этой классификации, включающей на первом уровне семь следующих областей проверки:

- 1) оборудование ГРС;
- 2) территория и здания ГРС;
- 3) охранные зоны ГРС и минимальные расстояния;

Таблица 1

Коэффициент категории нормативной документации

№	Категория НД	$K_{нд}$
1	НПА: • технические регламенты Таможенного союза (ТР ТС); • межгосударственные стандарты обязательного применения	1,00
2	Федеральные законы и НПА высших органов власти: • федеральные законы; • технические регламенты; • НПА (указы и распоряжения) президента РФ, постановления правительства РФ	1,00
3	Подзаконные НПА и НД федеральных органов исполнительной власти: • федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности; • ГОСТы, ГОСТы Р, своды правил (СП) обязательного применения	0,99
4	Иные подзаконные НПА и НД федеральных органов исполнительной власти: • приказы, инструкции, уставы, положения министерств, ведомств, государственных комитетов; • ГОСТы, ГОСТы Р, СП добровольного применения; • руководящие документы и руководства по безопасности Ростехнадзора; • ведомственные строительные нормы, межотраслевые правила	0,98
5	Корпоративные НД (обязательные требования) уровня ПАО «Газпром»: • стандарты ПАО «Газпром» (СТО Газпром); • ведомственные руководящие документы; • регламенты, приказы, инструкции, положения, утвержденные на уровне ПАО «Газпром»	0,98
6	Рекомендации ПАО «Газпром» и корпоративные НД уровня дочерних обществ ПАО «Газпром»: • рекомендации ПАО «Газпром» (Р Газпром); • стандарты дочерних обществ ПАО «Газпром»; • регламенты, приказы, инструкции дочерних обществ ПАО «Газпром»	0,96

Таблица 2

Области/подобласти/группы проверяемых требований и значения коэффициента $K_{оп}$
(фрагмент, относящийся к первой области проверки)

Область проверки	Подобласть проверки	Группа проверяемых требований	$K_{оп}$
1	2	3	4
1. Оборудование ГРС	1.1. Основное технологическое оборудование (ООБ)	1.1.1. Требования к целостности (герметичности, отсутствию механических повреждений) ООБ	1,00
		1.1.2. Требования к комплектности, конструктивному исполнению ООБ, соответствию проекту	0,98
		1.1.3. Требования к исправности (техническому состоянию, работоспособности) ООБ (кроме требований к целостности)	0,97
		1.1.4. Требования к срокам проведения и выполнению условий экспертизы промышленной безопасности ОПО и ООБ на ОПО	0,96
		1.1.5. Требования к наличию, техническому состоянию, проведению проверок, калибровок контрольно-измерительных приборов и автоматики для ООБ	0,95
		1.1.6. Требования к целостности, комплектности, конструктивному исполнению, соответствию проекту, исправности средств активной и пассивной защиты ООБ от коррозии	0,94
		1.1.7. Требования к организации и проведению регламентированных работ (технического обслуживания, текущего ремонта)	0,93
		1.1.8. Требования к молниезащите ООБ	0,92
		1.1.9. Требования к организации и проведению диагностических работ	0,91
		1.1.10. Требования к хранению опасных веществ	0,90
		1.1.11. Требования к складированию технических устройств	0,80
		1.1.12. Требования к информационным знакам и знакам безопасности	0,70
		1.1.13. Требования к внешнему виду ООБ	0,60
	1.2. Вспомогательное оборудование	...	
...	

- 4) персонал ГРС;
- 5) готовность к предупреждению, локализации и ликвидации последствий аварий, учет и анализ аварий и инцидентов;
- 6) пожарная безопасность;
- 7) документация.

Каждая из семи областей делится на подобласти, а каждая подобласть на группы проверяемых НТ. Например, первая область делится на две подобласти: 1) основное технологическое оборудование и 2) вспомогательное оборудование. В свою очередь, первая подобласть первой области делится на группы требований (указаны в качестве примера в графе 3 табл. 2) и т.д.

Аналогичным образом разветвлены другие области проверки. Каждой группе требований поставлено в соответствие значение $K_{оп}$, определенное экспертным путем, которое присваивается любому НТ из этой группы.

Таким образом, описан общий порядок определения первой составляющей ИБП – балльного показателя невыполнения требований ПБ.

Второй балльный показатель B_R (см. правую ветвь схемы на рис. 1) вычисляется как функция риска аварии (R_a) на ГРС, руб./год, рассчитываемого как произведение вероятности возникновения аварии (F_a), ущерба от аварии (V_a), реализующейся по наиболее опасному сценарию, с учетом условной вероятности его реализации ($P_{кп}$). Данная составляющая ИБП призвана отразить степень опасности/безопасности ГРС, прежде всего для ее внешнего окружения (населения, социальной, транспортной, промышленной инфраструктуры, компонентов природной среды). Порядок определения B_R описан далее.

ИБП ГРС может определяться как по итогам одной проверки, так и по результатам ряда

проверок за определенный отчетный период. На рис. 2 показана схема расчета ИБП для ГРС по результатам J проверок за отчетный период.

Данный показатель рассчитывается как среднее арифметическое значений ИБП, полученных по каждой отдельной проверке:

$$B_{\text{ГРС}} = \frac{\sum_{j=1}^J B_{\text{ГРС}}^{(j)}}{J}, \quad (5)$$

где $B_{\text{ГРС}}^{(j)}$ – ИБП рассматриваемой ГРС по результатам j -й проверки ГРС, измеряемый в баллах по 5-балльной шкале и рассчитываемый по алгоритму, показанному на рис. 1; J – общее количество проверок рассматриваемой ГРС за отчетный период.

Дополнительно введен показатель тренда ИБП ПБ, определяемый следующим образом. По результатам всех J проверок на рассматриваемой ГРС за отчетный период строится функция зависимости ИБП от времени $B_{\text{ГРС}}(t)$. Указанная функция преобразуется в линейную регрессию $at + b$. По значению коэффициента a регрессии определяется направление изменения $B_{\text{ГРС}}$ за отчетный период. При $a > 0$ $B_{\text{ГРС}}$ растет, и, значит, ситуация на ГРС с точки зрения ПБ в разрезе отчетного периода

улучшается. При $a < 0$, наоборот, ухудшается. При $a = 0$ остается неизменной.

Определение значений ИБП, варьирующихся от 0 до 5 баллов, для всего ряда ГРС, эксплуатирующихся в газотранспортном обществе, позволяет проранжировать указанные ГРС по уровню ПБ и надежности (в «светофорном» формате) с последующей адресной разработкой для них соответствующих мероприятий по повышению данных показателей.

Алгоритм определения значимостей технологических элементов ГРС

Оценка значимостей Z_k ТЭ ГРС, необходимая для определения критичностей НТ с целью расчета балльного показателя невыполнения требований ПБ и надежности, осуществляется через определение вероятностной функции работоспособности (ВФР) ГРС ($P_{\text{ГРС}}(t)$) общим логико-вероятностным методом (ОЛВМ) [1] по алгоритму, блок-схема которого представлена на рис. 3.

Значимость k -го ТЭ ГРС определяется как разность между значениями многочлена расчетной ВФР ГРС при вероятностях безотказной работы k -го элемента, равных 1 и 0, по следующей общей формуле:

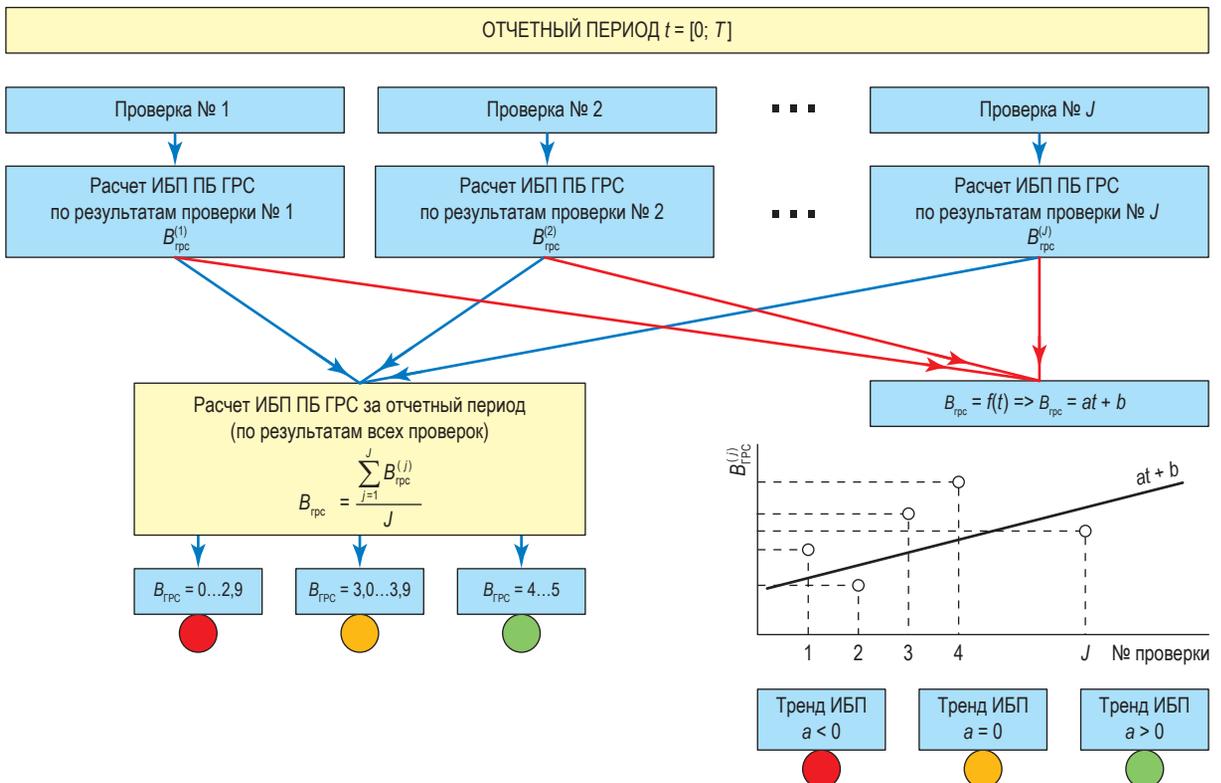


Рис. 2. Схема расчета ИБП ГРС по результатам J проверок за отчетный период: T – продолжительность отчетного периода

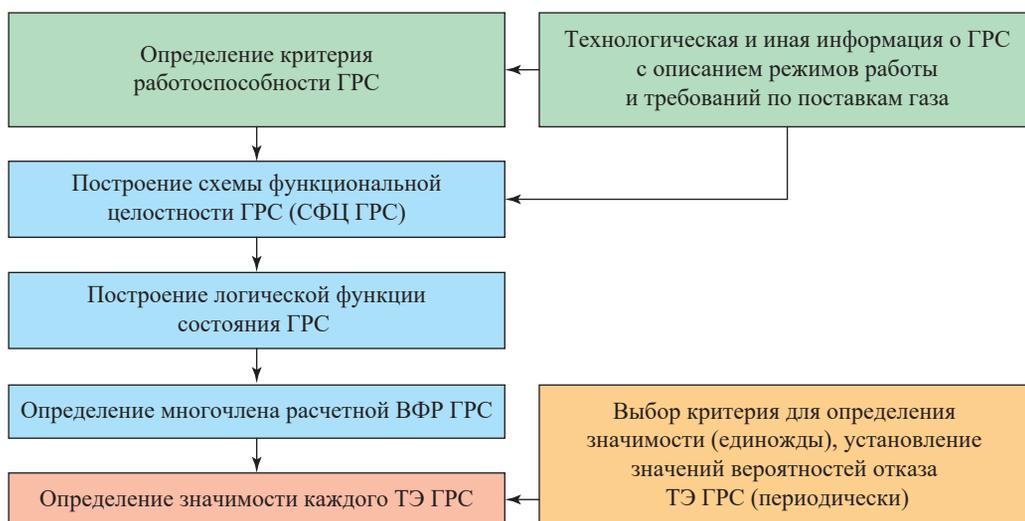


Рис. 3. Алгоритм определения значимости элементов ГРС на основе ОЛВМ

$$Z_k(t) = P_{ГРС}(t) \Big|_{P_k(t)=1} - P_{ГРС}(t) \Big|_{P_k(t)=0}, \quad (6)$$

где $P_k(t)$ – вероятность безотказной работы k -го технологического элемента ГРС.

На первом шаге осуществляются сбор и систематизация исходных данных о ГРС на основе анализа проектной и эксплуатационной документации, выполняется отнесение ГРС к одной из 30 классификационных групп (см. ниже описание специально разработанного классификатора ГРС).

Далее определяется критерий работоспособности ГРС (на основе подробного описания состояния систем, узлов и их элементов, при котором состояние всей ГРС считается работоспособным, с постулированием, что любое отклонение от указанного состояния считается отказом ГРС) и осуществляется его представление в формальном логическом виде. В качестве критерия работоспособности в текущей

версии методики выступает проектный режим работы ГРС.

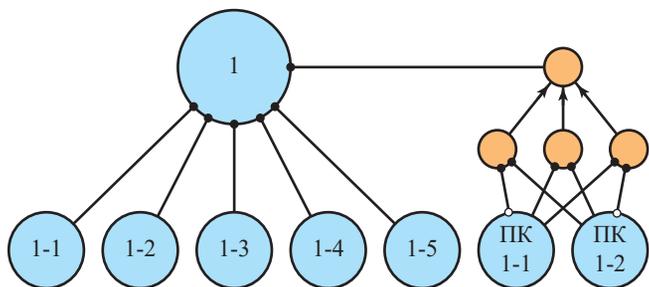
На основе анализа технологической схемы ГРС с учетом выбранного критерия работоспособности, классификационной группы ГРС и классификации ТЭ узлов ГРС строится СФЦ ГРС (рис. 4). Далее на основе СФЦ ГРС осуществляется построение логической функции работоспособности (ЛФР) ГРС, затем определяется многочлен расчетной ВФР ГРС ($P_{ГРС}$), и, наконец, рассчитываются значимости элементов ГРС.

На рис. 4 в качестве примера показан фрагмент СФЦ для узла переключений ГРС. Голубыми кружками обозначены события безотказной работы ТЭ узла переключения – кранов и предохранительных клапанов (ПК).

Выражение ЛФР, являющееся алгебраическим представлением функции работоспособности ГРС, полученное для узла переключений на основе его СФЦ, имеет вид:

$$X_1 = X_{1-1} * X_{1-2} * X_{1-3} * X_{1-4} * X_{1-5} * ((X_{ПК1-1} * X_{ПК1-2}) \vee (X_{ПК1-1} * \bar{X}_{ПК1-2}) \vee (\bar{X}_{ПК1-1} * X_{ПК1-2})), \quad (7)$$

где X_{1-k} – событие, заключающееся в работоспособности k -го элемента узла переключений 1; \bar{X}_{1-k} – событие, заключающееся в отказе k -го элемента узла переключений 1; * – логическое И; \vee – логическое ИЛИ. ЛФР остальных узлов ГРС получают аналогичным образом. ЛФР всего технологического контура ГРС получают агрегацией полученных ЛФР узлов.



- логическое ИЛИ (дизъюнктивная дуга)
- логическое И (конъюнктивная дуга)
- отрицание (инверсия)

Рис. 4. СФЦ узла переключений ГРС

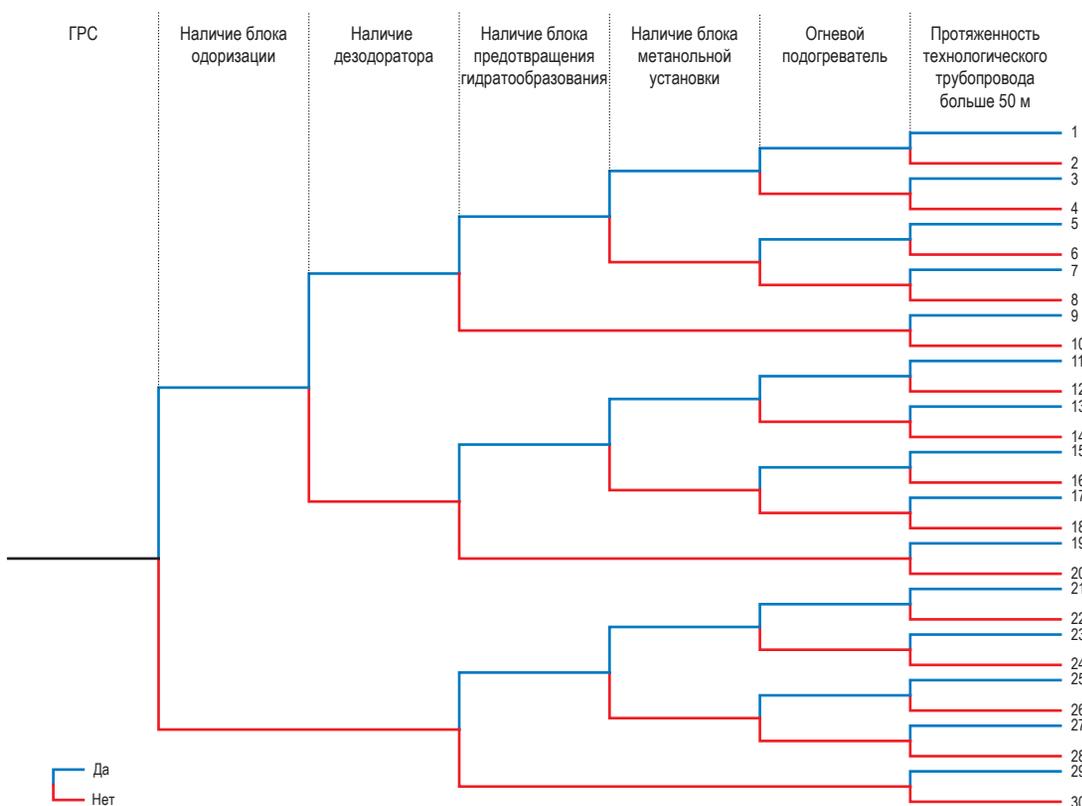


Рис. 5. Дерево классификации ГРС по признаку «компоновка»

ВФР узла переключений 1 $P(X_1)$ для того же примера на рис. 4 определяется с учетом выражения (7) как

$$\begin{aligned}
 P(X_1) &= P(X_{1-1} * X_{1-2} * X_{1-3} * X_{1-4} * X_{1-5} * \\
 &* ((X_{ПК1-1} * X_{ПК1-2}) \vee (X_{ПК1-1} * \bar{X}_{ПК1-2}) \vee \\
 &\vee (\bar{X}_{ПК1-1} * X_{ПК1-2}))) = \\
 &= P(X_{1-1})P(X_{1-2})P(X_{1-3})P(X_{1-4}) \times \\
 &\times P(X_{1-5})(P(X_{ПК1-1}) + \\
 &+ P(X_{ПК1-2})(1 - P(X_{ПК1-1}))), \tag{8}
 \end{aligned}$$

$$P(X_{1-k}) + P(\bar{X}_{1-k}) = 1,$$

где $P(X_{1-k})$ – вероятность нахождения k -го элемента узла переключений 1 в работоспособном состоянии; $P(\bar{X}_{1-k})$ – вероятность отказа k -го элемента узла переключений 1. ВФР всего технологического контура ГРС получают как произведение ВФР всех узлов ГРС.

Применение алгоритма определения значимости ТЭ ГРС напрямую подразумевает необходимость построения индивидуальной СФЦ для каждой ГРС с построением таких же индивидуальных ЛФР и ВФР, что сопряжено с огромным объемом работы, существенно уменьшить который позволяет классификация

ГРС по компоновке оборудования с выделением репрезентативных ГРС и выбором в качестве элементов линий узлов. Схема такой классификации приведена на рис. 5. В табл. 3 приведено (фрагментарно) получаемое при этом описание 30 классификационных (типовых) групп ГРС.

Заметим, что классификация ГРС по признаку «компоновка» частично предопределена нормативно оформленным составом оборудования ГРС в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-1081-2016², согласно которому технологический контур ГРС в общем случае включает «вход-выход» и следующие узлы: 1) переключений; 2) очистки; 3) предотвращения гидратообразования (при необходимости); 4) редуцирования; 5) измерения расхода газа; 6) одоризации (по договоренности с потребителем может отсутствовать). Указанная возможность отсутствия/наличия на ГРС некоторых узлов уже предполагает различные комбинации компоновки ГРС, например следующие

² См.: Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Газораспределительные станции. Общие технические требования: СТО Газпром 2-2.3-1081-2016.

Таблица 3

Классификационные группы ГРС (фрагмент)

№ группы	Классификационная группа ГРС (компоновка ГРС)
1	Узлы: переключений, очистки, редуцирования, измерения расхода газа, одоризации, предотвращения гидратообразования с огневым подогревателем. Установки: метанольная и дезодораторная. Технологические трубопроводы (ТТ)
2	Узлы: переключений, очистки, редуцирования, измерения расхода газа, одоризации, предотвращения гидратообразования с огневым подогревателем. Установки: метанольная и дезодораторная
3	Узлы: переключений, очистки, редуцирования, измерения расхода газа, одоризации, предотвращения гидратообразования с неогневым подогревателем. Установки: метанольная и дезодораторная. ТТ
...	...
29	Узлы: переключений, очистки, редуцирования, измерения расхода газа. ТТ
30	Узлы: переключений, очистки, редуцирования, измерения расхода газа

четыре схемы: 1) со всеми узлами из перечня; 2) без узлов предотвращения гидратообразования и одоризации; 3) без узла предотвращения гидратообразования; 4) без узла одоризации.

Для всех 30 классификационных групп ГРС их ВФР и значимости ТЭ задаются специально выведенными формулами единого образца с определенными правилами подстановки вероятностей безотказной работы линий с учетом группы. Ниже приведены формулы расчета значимостей ТЭ ГРС с использованием ВФР ГРС 30 классификационных групп (здесь ВФР не приводятся) и свойств функции $G(x, N, M)$:

$$Z_{1,1} = p_{1,2} [1 - \lambda L] \prod_{i=2}^6 p_{i,2} G(p_{i,1}, N_i, M_i) p_{3-0} p_{6-0};$$

$$Z_{1,2} = p_{1,1} [1 - \lambda L] \prod_{i=2}^6 p_{i,2} G(p_{i,1}, N_i, M_i) p_{3-0} p_{6-0};$$

$$Z_{3-0} = P_1 [1 - \lambda L] \prod_{i=2}^6 p_{i,2} G(p_{i,1}, N_i, M_i) p_{6-0};$$

$$Z_{6-0} = P_1 [1 - \lambda L] \prod_{i=2}^6 p_{i,2} G(p_{i,1}, N_i, M_i) p_{3-0};$$

$$Z_{j,1} = P_1 [1 - \lambda L] \prod_{i=2, i \neq j}^6 p_{i,2} G(p_{i,1}, N_i, M_i) p_{3-0} p_{6-0} p_{j,2};$$

$$Z_{j,2} = P_1 [1 - \lambda L] \prod_{i=2, i \neq j}^6 \left(p_{i,2} G(p_{i,1}, N_i, M_i) \times \right. \\ \left. \times p_{3-0} p_{6-0} G(p_{j,1}, N_j, M_j) \right);$$

$$Z_7 = P_1 \prod_{i=2}^6 p_{i,2} G(p_{i,1}, N_i, M_i) p_{3-0} p_{6-0};$$

$$P_1 = p_{1,1} p_{1,2};$$

$$G(x, N, M) = \sum_{n=0}^{N-M} \frac{N!}{(N-n)! n!} x^{N-n} (1-x)^n, \quad (9)$$

где P_1 – вероятность безотказной работы узла переключений 1; $p_{i,1}$ – вероятность безотказной работы рабочей или резервной линий i -го узла ($i = 2, 3, 4, 5, 6$); $p_{i,2}$ – вероятность безотказной работы обводной линий i -го узла ($i = 2, 3, 4, 5, 6$); $p_{3,1}$ – вероятность безотказной работы рабочей или резервной линий узла предотвращения гидратообразования (в зависимости от вида подогревателя $p_{3,1} = p_{3,1}^o$ (огневой подогреватель) либо $p_{3,1} = p_{3,1}^h$ (неогневой подогреватель)); p_{3-0} – вероятность безотказной работы метанольной установки; p_{6-0} – вероятность безотказной работы дезодораторной установки; λ – удельная частота отказов ТТ, отказов/(год·м); L – длина ТТ ГРС, м; M, N – параметры резервирования (т.е. принято, что для нормальной работы узла необходимо функционирование M линий из N имеющихся).

При расчетах по формулам (9) используются значения базовых вероятностных параметров, полученных на основе обработки статистических данных об отказах на ГРС (табл. 4). Подстановка в соотношения (9) данных из табл. 4 с учетом формальных правил для классификационных групп ГРС предопределяет зависимость ВФР и значимостей только от уровня резервирования на каждом узле ГРС (значений M_i из N_i).

Таблица 4

**Значения базовых вероятностных параметров (вероятностей безотказной работы)
для технологических элементов ГРС**

Базовый вероятностный параметр	Значение	Базовый вероятностный параметр	Значение
λ	$3 \cdot 10^{-7} \text{ год}^{-1} \cdot \text{м}^{-1}$	$P_{4,1}$	0,980127477
P_1	0,996414124	$P_{4,2}$	0,997269076
$P_{1,1}$	0,997567381	$P_{5,1}$	0,998874396
$P_{1,2}$	0,998843931	$P_{5,2}$	0,999359423
$P_{2,1}$	0,995752593	$P_{6,1}$	0,966129398
$P_{2,2}$	0,998774709	$P_{6,2}$	0,999895942
$P_{3,1}^o$	0,964402408	P_{3-0}	0,966129398
$P_{3,1}^H$	0,984328358	P_{6-0}	0,966129398
$P_{3,2}$	0,998957186		

Алгоритм экспресс-расчета балльного показателя риска аварий на ГРС

Второй балльный показатель B_R вычисляется в баллах (от 0 до 10) как функция R_a (совокупного техногенного риска на ГРС, руб./год):

$$B_R = 10 \frac{R_a}{R_{\max}}, \quad (10)$$

где $R_{\max} = 1000$ руб./год – наибольший риск аварий на ГРС ПАО «Газпром» (определен по результатам анализа статистики расчетов ожидаемого ежегодного ущерба от аварий на ГРС в рамках декларирования промышленной безопасности ГРС).

R_a рассчитывается путем экспресс-анализа, в рамках которого на ГРС рассматривается наиболее опасная авария (разрыв с пожаром входного трубопровода ГРС). Для оценки риска аварии собираются и анализируются исходные данные (план, технологическая схема, оборудование ГРС, расположение и стоимость объектов окружения ГРС, стоимость оборудования ГРС), и далее определяются ожидаемая частота возникновения аварии, совокупный ущерб от нее и собственно риск как произведение вероятности и ущерба.

Формула расчета риска аварии имеет следующий вид:

$$R_a = F_a \cdot (Y_{\text{гиб-люд}} + Y_{\text{ран-люд}} + Y_{\text{стр}} + Y_{\text{лес}} + Y_{\text{сх}} + Y_{\text{ГРС}}) \cdot P_{\text{кп}}, \quad (11)$$

где $F_a = 3 \cdot 10^{-7} \cdot L_{\text{тр}}$ – ожидаемая частота разрыва входного трубопровода ГРС, год⁻¹

(в соответствии с Руководством по безопасности³ удельная частота аварий на технологических газопроводах «высокой» стороны ГРС равна $3 \cdot 10^{-7} \text{ год}^{-1} \cdot \text{м}^{-1}$; $L_{\text{тр}}$ – длина входного трубопровода ГРС в пределах ограждения, м); $Y_{\text{гиб-люд}}$ – ущерб, связанный с гибелью людей в результате аварии на ГРС, руб.; $Y_{\text{ран-люд}}$ – ущерб, связанный с ранениями людей в результате аварии на ГРС, руб.; $Y_{\text{стр}}$ – ущерб строениям (имуществу третьих лиц) за пределами ГРС в результате аварии на ГРС, руб.; $Y_{\text{лес}}$ – ущерб, связанный с уничтожением лесов в результате аварии на ГРС, руб.; $Y_{\text{сх}}$ – ущерб, связанный с уничтожением сельхозугодий в результате аварии на ГРС, руб.; $Y_{\text{ГРС}}$ – ущерб, связанный с разрушением ГРС в результате аварии на ГРС, руб.; $P_{\text{кп}} = 0,5$ – условная вероятность реализации аварийного сценария «пожар колонного типа (пожар в котловане)».

Чтобы достоверно рассчитать указанные ущербы, сначала выполняется построение вокруг ГРС так называемой предрасчетной круговой зоны (рис. 6), в пределах которой наносятся все потенциально поражаемые объекты (дома, дороги, леса, сельхозугодья). Центр зоны помещают в точку пересечения входного газопровода ГРС с ограждением ГРС.

Радиус зоны $r_{\text{пр}}$ определяется в зависимости от условного диаметра входного газопровода ГРС D_u , м, по табл. 5.

³ См.: Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»: утв. приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387.

Таблица 5

Радиус предрасчетной зоны вокруг ГРС

Ду, м	≤ 0,3	0,3 < Ду ≤ 0,6	0,6 < Ду ≤ 0,8	0,8 < Ду ≤ 1,0	1,0 < Ду ≤ 1,2	1,2 < Ду ≤ 1,4
$r_{пр}$, м	100	250	300	350	450	550

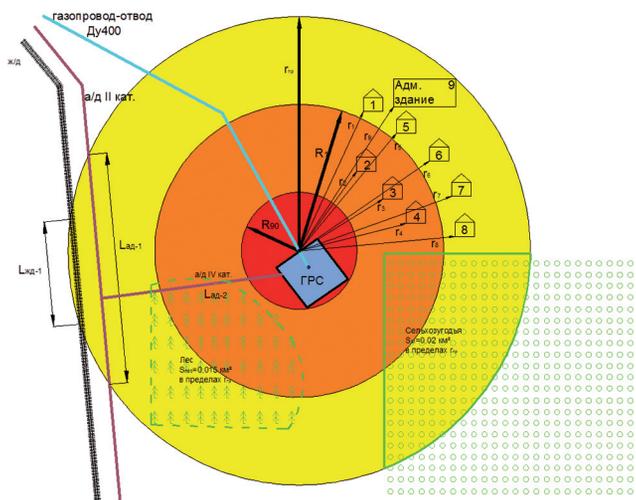


Рис. 6. Предрасчетная зона вокруг ГРС

Для расчета ущерба, связанного с гибелью и ранениями людей в результате аварии на ГРС, сначала определяется локальная плотность $d_{\text{люд}}$ размещения людей в предрасчетной зоне (в районе расположения ГРС и вокруг нее – см. рис. 6) по специально разработанной многопараметрической формуле (здесь не приводится) на основе данных о характеристиках жилых, общественных, производственных зданий, расположенных в предрасчетной зоне, режиме пребывания людей в них, параметрах движения транспортных средств по автомобильным и железным дорогам.

С учетом этого ущерб, связанный с гибелью людей в результате аварии на ГРС, $Y_{\text{гиб-люд}}$, руб., рассчитывается по формуле

$$Y_{\text{гиб-люд}} = 2000000\pi R_{90}^2 d_{\text{люд}}, \quad (12)$$

где 2 млн – средняя стоимость⁴ жизни человека, руб. (должна периодически корректироваться с учетом инфляции); R_{90} – радиус круговой

зоны 90%-ного поражения людей в результате теплового воздействия от пожара колонного типа на входном трубопроводе ГРС, м.

$$R_{90} = 7,97 \left(D_y \sqrt{\frac{P_{пр}}{0,1013}} \right)^{1,452}, \quad (13)$$

где D_y измеряется в метрах; $P_{пр}$ – проектное давление газа во входном трубопроводе ГРС, МПа (если для входного трубопровода установлено разрешенное давление $P_{разр}$, то $P_{пр} = P_{разр}$).

Ущерб, связанный с ранениями людей в результате аварии на ГРС, руб., рассчитывается по формуле:

$$Y_{\text{ран-люд}} = 1000000\pi(R_1^2 - R_{90}^2)d_{\text{люд}}, \quad (14)$$

где 1 млн – средняя стоимость затрат на восстановление здоровья человека, руб. (должна периодически корректироваться с учетом инфляции); R_1 – радиус круговой зоны 1%-ного поражения людей в результате теплового воздействия от пожара колонного типа на входном трубопроводе ГРС, м.

$$R_1 = 20,93 \left(D_y \sqrt{\frac{P_{пр}}{0,1013}} \right)^{1,284}. \quad (15)$$

Ущерб строениям (имуществу третьих лиц) за пределами ГРС в результате аварии на ГРС, руб., рассчитывается по формуле

$$Y_{\text{стр}} = 25000 \sum_{m=1}^M (F_{пл-m} n_{эт-m}), \quad (16)$$

где 25 тыс. руб. – средняя стоимость квадратного метра помещений в зданиях (должна периодически корректироваться с учетом инфляции); M – общее количество зданий, ед., находящихся на расстоянии $r \leq R_1$ от точки аварии на ГРС (точки пересечения входного газопровода ГРС с ограждением ГРС) (здесь радиус зоны уничтожения термическим воздействием зданий (или их повреждения до невозможности восстановления) приравнивается к R_1 (см. формулу (15))); $F_{пл-m}$ – площадь m -го здания в плане (одного этажа), находящегося на расстоянии

⁴ См.: Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа»: утверждено приказом Ростехнадзора от 22.12.2022 № 454.

$r \leq R_1$ от точки аварии на ГРС, м²; $n_{эт-м}$ – количество этажей, ед., в m -м здании, находящемся на расстоянии $r \leq R_1$ от точки аварии на ГРС.

Ущерб, связанный с уничтожением лесов в результате аварии на ГРС, руб., рассчитывается по формуле

$$Y_{лес} = 2000000 \cdot S_{лес-R1}, \quad (17)$$

где 2 млн руб./км² – средняя стоимость компенсационных выплат за уничтожение леса, (должна периодически корректироваться с учетом инфляции); $S_{лес-R1}$ – площадь леса, км², в пределах круговой зоны поражения (выгорания) леса радиусом R_1 (радиус зоны поражения леса или повреждения деревьев до полного прекращения роста приравнивается к R_1 , см. формулу (15)).

Ущерб, связанный с уничтожением сельхозугодий в результате аварии на ГРС, руб., рассчитывается по формуле

$$Y_{сх} = 1500000 \cdot S_{сх-R1}, \quad (18)$$

где 1,5 млн руб./км² – средняя стоимость сельхозугодий, (должна периодически корректироваться с учетом инфляции); $S_{сх-R1}$ – площадь сельхозугодий, км², в пределах круговой зоны поражения (выгорания) сельхозугодий радиусом R_1 (радиус зоны поражения сельхозугодий или повреждения сельхозкультур до полного прекращения роста приравнивается к R_1 (см. формулу (15)).

Ущерб, связанный с уничтожением ГРС, руб., рассчитывается в предположении, что авария на входном трубопроводе приводит к уничтожению зданий, сооружений, оборудования ГРС, по формуле

$$Y_{ГРС} = C_{ГРС}, \quad (19)$$

где $C_{ГРС}$ – балансовая стоимость ГРС (суммарная балансовая стоимость зданий, сооружений, оборудования на ГРС, задаваемая при вводе исходных данных), руб.

В рамках обновленной методики расчета интегрального балльного показателя соответствия ГРС нормативным требованиям производственной безопасности и надежности реализованы:

- интегрированный и при этом достаточно транспарентный подход к оценке уровня безопасности и надежности ГРС, учитывающий результаты проверок, проводимых в рамках АПК, и риск аварии на ГРС, венчаемый расчетом единого ИБП ГРС;

- усовершенствованный порядок определения балльного показателя невыполнения требований производственной безопасности и надежности по результатам проверок ГРС, предусматривающий при оценке критичности проверяемых требований применение подхода, существенно снижающего объем работ по расчету значимостей ТЭ ГРС, осуществляемому в рамках общего логико-вероятностного метода, благодаря специально разработанной автограми классификации ГРС по критерию компоновки оборудования, позволившей выделить типовые ГРС с дальнейшим определением типовых ВФР и единых формул расчета значимостей ТЭ;

- экспресс-методика определения балльного показателя риска аварии на ГРС;

- возможность ранжирования различных ГРС по уровню производственной безопасности и надежности для принятия адресных управленческих решений по повышению данных показателей.

Усовершенствованную методику оценки ИБП ГРС планируется использовать в Подсистеме производственного контроля Информационно-управляющей системы транспортировки газа (ИУС-Т) ПАО «Газпром».

Список литературы

1. Можаяв А.С. Теоретические основы общего логико-вероятностного метода автоматизированного моделирования систем / А.С. Можаяв, В.Н. Громов. – СПб.: ВИТУ, 2000. – 145 с.

Advanced approach to assessing industrial safety and reliability of gas-distribution stations according to results of administrative industrial inspections and emergency risk analysis

S.V. Ovcharov^{1*}, Yu.V. Gamera¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

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

Abstract. The article examines an improved method for analyzing the results of inspections of the gas-distribution stations at gas mains, which are usually conducted within the scope of the operator's administrative industrial control by means of the special checklists. The named method helps to assess reliability and safety of the gas-distribution station through calculating the integral score indicator of its conformity to the standard requirements of industrial safety and reliability. This score indicator is determined via the following interim indicators:

- working capacity of a gas distribution station;
- level of compliance to regulatory requirements including the fire and industrial safety, labor protection, technical health of the equipment;
- risk of emergency at a gas distribution station.

The integral score indicator is calculated according to a probabilistic logic. One must determine the probability of the fail-safe operation of a station, the relevance of the engineering elements in context of the failure impact to working capacity of the station, the scores of implementation for each requirement within a checklist, also the express analysis of the emergency risks should be done. The algorithm supposes the intermediate calculation of the criticality for each requirement being checked according to the calculated worth weights of the engineering elements and to the additional factors, which consider the levels of the used standards and the subject category of the inspection.

The most hard-to-do algorithm is determination of the effects of the engineering elements with plotting the individual schemes of functional integrity, the logical and the probabilistic functions of working capacity for each gas distribution station. All these things require lots of work. Authors suggest an approach which will considerably reduce the scope of work. They classified the gas distributing stations by configuration of equipment with identification of the representative stations, standard probabilistic functions of working capacity and the unified formulas for calculating effects of the engineering elements.

The advanced procedure of assessing the integrated score indicator is supposed to be applied as an element of the Industrial Control Subsystem within the Gazprom's Gas Transport Supervisory Control and Data Acquisition System.

Keywords: gas-distribution stations, industrial safety, reliability, administrative industrial inspection, emergency risk, unbiased appraisal of inspection results, checklist, risk-based approach, cumulative score indicator of agreement with regulatory requirements, classification of gas-distribution stations by configuration of equipment, standard probability function of working capacity.

References

1. MOZHAYEV, A.S., V.N. GROMOV. *Theoretical principles of general logical-and-probabilistic method for computer-aided simulation of systems* [Teoreticheskiye osnovy obshchego logiko-veroyatnostnogo metoda avtomatizirovannogo modelirovaniya system]. St. Petersburg: Military Engineering Institute of the Military Logistics Academy, 2000. (Russ.).

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

УДК 0040.413.4:621.6-5

Подход к управлению сроками реализации инновационных проектов технологической направленности с учетом неопределенностей

И.В. Демкин^{1*}, С.А. Ковалев¹, А.А. Митченко¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

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

Тезисы. В статье представлены результаты исследований по применению методов и моделей управления рисками проектов для решения задачи количественной оценки риска срыва организациями-разработчиками плановых сроков поставки нового технологического оборудования на производственные объекты нефтегазовой компании.

Освоение нового технологического оборудования в нефтегазовой сфере требует больших временных и финансовых затрат на его разработку, изготовление, испытания и внедрение на производственных комплексах. Начиная с 2014 г. данная проблема дополнительно осложнилась для российских нефтегазовых компаний из-за мощного санкционного давления со стороны недружественных стран, выразившегося в практическом запрете на поставки оборудования для разведки, добычи и переработки газа и нефти. Правительство Российской Федерации и нефтегазовые компании были вынуждены взять курс на обеспечение технологической независимости и импортозамещения¹. Планирование, организация и мониторинг разработки и внедрения большого объема технологических инноваций требуют новых современных подходов при совершенствовании бизнес-процессов. Это в полной мере относится и к решению важнейших задач замещения поставок импортного технологического оборудования, применяемого на объектах предприятий нефтегазовой отрасли в процессах добычи углеводородов на морском шельфе. Многие виды технологического оборудования для работы на морском шельфе (например, буровые установки и инструменты для бурения, оборудование для заканчивания скважин, внутрискважинное оборудование, манифольды, райзеры, подводные дожимные компрессорные станции (ПДКС) и др.), которые ранее поставлялись зарубежными компаниями или были запланированы к поставке в проектах освоения шельфовых месторождений нефтегазовых компаний, оказались под санкциями со стороны недружественных стран. В настоящее время российскими компаниями ведутся разработка и изготовление новых видов технологического оборудования для промыслов, в том числе и ПДКС, в целях замещения поставок из недружественных стран. При этом у нефтегазовых компаний возникает риск задержки поставки новых видов технологического оборудования к плановым срокам, предусмотренным проектной документацией на разработку месторождений.

Ключевые слова: срыв плановых сроков поставок, инновационное оборудование, объекты добычи и транспорта природного газа, неопределенность, идентификация, факторы, риск, оценка.

¹ См.: Стратегия научно-технологического развития Российской Федерации: утв. Указом Президента РФ от 1 декабря 2016 г. № 642.

См. также: Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года:

утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-Р.

См. также: Концепция технологического развития на период до 2030 года: утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 20 мая 2023 г. № 1315-р.

В этих непростых условиях для принятия обоснованных решений (например, пересмотра планов освоения морских месторождений) ПАО «Газпром» необходимо прежде всего получить ответы на следующие важные вопросы:

1) какой уровень производственной и технологической готовности в настоящее время достигли организации (конструкторские бюро, производственные предприятия, проектные институты, объединения) (далее – организация-разработчик), выполняющие разработку, изготовление и/или поставку технологического оборудования на объекты компании?

2) как оценить уровень риска срыва планового срока разработки, изготовления и поставки технологического оборудования на производственные объекты компании (далее – риск срыва планового срока)?

В качестве ответа на второй вопрос авторами обоснована возможность применения математических моделей, методов и инструментов управления проектами и рисками проектов на основе Руководства РМВОК² и работы И.Н. Царькова [1] для количественной оценки риска срыва планового срока. Выполнено также обоснование вида применяемых моделей, значений их параметров, показателей уровня риска. На примере конкретных образцов технологического оборудования показана принципиальная возможность количественной оценки риска срыва планового срока.

Особенностью рассматриваемой задачи, влияющей на выбор моделей и методов оценки риска срыва планового срока, является различие уровней технологической и производственной готовности тех или иных организаций к изготовлению и поставке технологического оборудования, предусмотренного к применению на производственных объектах нефтегазовой компании.

К числу необходимых условий проведения количественной оценки рисков проектов в соответствии с Руководством РМВОК² относятся:

- наличие технических требований (технических заданий) к технологическому оборудованию, которое предполагается разработать в рамках проекта разработки, изготовления

и поставки на производственные объекты технологического оборудования (далее – проект);

- наличие календарного-сетевого графика (КСГ) проекта, хотя бы верхнего уровня.

Однако для некоторых видов нового технологического оборудования, планируемого к применению на объектах ПАО «Газпром» в процессах добычи газа на морском шельфе, уровни технологической готовности организаций-разработчиков незначительны (например, с 1-го по 4-й уровень согласно ГОСТ Р 58048-2017³). В этом случае КСГ проекта может оказаться еще неразработанным и, следовательно, в соответствии с ГОСТ Р 58970-2020 количественная оценка риска срыва сроков не может быть проведена.

Представляется, что необходимым условием для оценки риска срыва планового срока является наличие разработанных технических требований к технологическому оборудованию, предусмотренному проектом, а наличие КСГ проекта является лишь желательным, но не обязательным условием.

Анализ возможности применения математических методов и моделей оценки рисков инвестиционных проектов

Для количественной оценки рисков инвестиционных проектов могут быть использованы различные методические подходы, в том числе основанные на математическом моделировании⁴ [2]:

- сетевые подходы;
- экспертные методы;
- подходы на базе имитационного моделирования.

Сетевые подходы. В основе сетевых подходов заложена методология сетевого моделирования. Менеджменту, согласно Руководству РМВОК², необходимо представить проект в виде взаимоувязанного комплекса работ (операций). При этом имеющиеся сетевые подходы позволяют с некоторыми допущениями учесть:

- определенную технологию выполнения работ во времени;
- возможность одновременного (параллельного) выполнения ряда работ;

² См.: A guide to the project management body of knowledge (PMBOK guide). – Pennsylvania: Project Management Institute, 2016.

См. также: Менеджмент риска. Количественная оценка влияния рисков на стоимость и сроки инвестиционных проектов: ГОСТ Р 58970-2020.

³ См.: Трансфер технологий. Методические указания по оценке уровня зрелости технологий: ГОСТ Р 58048-2017.

⁴ См. также ГОСТ Р 58970-2020.

- ограниченность ряда ресурсов, назначаемых на выполнение работ проектов;
- влияние ряда факторов риска, результатом воздействия которых могут стать решение о прекращении проекта, решение о выполнении доводочных работ, например дополнительных исследований или устранение замечаний по результатам испытаний новой продукции, решение о дополнительном финансировании проекта и др.

В настоящее время лучше всего разработаны сетевые подходы, основанные на построении стохастических сетевых моделей вида PERT или GERT [3–9]. Процессы оценки технологических рисков, связанных с реализацией проекта, в соответствии с Руководством РМВОК и ГОСТ Р 58970-2020 включают:

- построение иерархической структуры работ проекта по определенному алгоритму;
- идентификацию факторов неопределенности, которые могут оказать в будущем негативное влияние на продолжительность выполнения работ КСГ проекта (а также в моделях вида GERT на изменения состава реализуемых работ КСГ или на принятие решения о продолжении реализации проекта);
- планирование ресурсов различных видов (людских, финансовых, временных, материально-технических и др.), необходимых для выполнения работ проекта;
- разработку КСГ проекта, учитывающего ресурсы и логико-хронологические взаимосвязи между работами, с общепринятым учетом влияния факторов неопределенности на продолжительности выполнения работ КСГ (через наиболее вероятные оценки) либо с учетом умеренно негативного их влияния (через оптимистические оценки продолжительности выполнения работ, как, например, в методе PERT);
- оценку продолжительностей выполнения работ КСГ с учетом различной интенсивности влияния факторов неопределенности;
- расчеты показателей риска (например, вероятности срыва планового срока реализации проекта);
- проверку адекватности полученных результатов оценки риска с использованием альтернативных подходов (например, экспертных методов или имитационного моделирования, основанного на методе Монте-Карло).

Сетевые подходы, основанные на моделях вида PERT, имеют следующие недостатки, ограничивающие область их применения:

- применение теоремы о нормальном законе распределения суммы продолжительностей выполнения работ критического пути [10] правомерно лишь для достаточно большого числа работ, расположенных на нем, например, в книге И.Н. Царькова [1] говорится о 30 работах в предположении, что в КСГ лишь 10 % работ лежат на критическом пути;
- для проведения корректных оценок продолжительностей выполнения работ КСГ с учетом факторов неопределенности требуются высококвалифицированные эксперты с опытом работы и знаниями в области факторного анализа, мониторинга реализации ранее выполнявшихся проектов-аналогов;
- предполагается единственность критического пути в КСГ проекта;
- при большом числе параллельно выполняемых работ оценки ожидаемой продолжительности выполнения проекта занижаются;
- все работы КСГ проекта должны быть связаны отношением предшествования вида «финиш – старт» [1];
- невозможно учесть ограниченные ресурсы [1, 11].

Однако, несмотря на вышеотмеченные недостатки, модели, основанные на сетевой модели PERT, рекомендованы ГОСТ Р 58970-2020, поскольку позволяют брать в расчет:

- определенную технологию выполнения работ в соответствии с принятой иерархической структурой работ проекта;
- возможность одновременного (параллельного) выполнения ряда работ.

Полученные с учетом достоинств и недостатков метода PERT показатели риска проекта нуждаются в подтверждении другими методами оценки этих же рисков. Результаты оценки риска срыва планового срока выполнения проекта, полученные методом PERT, как показали проведенные авторами исследования, подтверждаются (лишь при определенных условиях) результатами оценки этого же риска методом имитационного моделирования Монте-Карло.

К основным недостаткам моделей, основанных на применении GERT-сетей,

ограничивающим область их применения, можно отнести следующие:

- экспертам при определении значений параметров GERT-сетей необходимо оценивать вероятности выполнения нетиповых работ, включая доводочные, циклически повторяющиеся работы, что требует высокой компетентности экспертов;

- вследствие высокой трудоемкости и сложности математического моделирования оценки риска проектов разработки, производства и реализации новой продукции расчеты с использованием разработанных моделей могут оказаться некорректными.

В связи с отмеченными недостатками модели, основанные на построении GERT-сетей, в настоящее время не рекомендуется к применению в целях оценки риска срыва планового срока.

Экспертные подходы. В основе экспертных подходов оценки рисков проектов лежат интуиция и опыт экспертов (профессионалов в области менеджмента).

Затруднения при использовании экспертных подходов объясняются следующими основными моментами [2]:

- необходимостью привлечения компетентных экспертов;

- необходимостью устранения давления мнений одних экспертов на мнения других в ходе проведения экспертизы с целью получения объективных результатов;

- сложностью оценивания экспертами вероятностей особенно редких событий ввиду их потенциально возможного искажения [12].

В связи с отмеченными недостатками экспертные подходы рекомендуется использовать лишь как дополнения к другим методам оценки риска срыва планового срока.

Имитационный подход, основанный на методе Монте-Карло. В основе имитационного подхода лежит допущение о невозможности прямого аналитического вычисления уровня риска ввиду высокой сложности функциональных зависимостей результирующих показателей риска от основных влияющих факторов. В этом случае прогнозные оценки риска могут быть получены на основе оценок требуемых параметров, полученных по результатам проведения большого числа имитационных экспериментов.

К недостаткам использования методологии имитационного моделирования (в качестве

единственного метода оценки) для целей оценки риска срыва планового срока можно отнести [2]:

- достаточно высокую трудоемкость вычислительных операций для реализации имитационных экспериментов, что делает необходимым создание / применение программного инструментария;

- оценку показателей риска срыва срока лишь на основе выборочных значений случайных величин (как правило полученных по результатам конечного числа экспериментов), что требует дополнительного научного обоснования количества проводимых имитационных экспериментов;

- отсутствие наглядности хода вычислений, метод представляет собой «черный ящик», на входе и выходе которого разные данные.

В связи с отмеченными особенностями имитационный подход, основанный на методе Монте-Карло, для решения поставленных в статье задач рекомендуется использовать как основной метод оценки риска срыва планового срока.

Алгоритмическая схема количественной оценки риска срыва плановых сроков реализации проектов поставки инновационного технологического оборудования на объекты нефтегазовой компании

Алгоритмическая схема оценки риска срыва планового срока состоит из следующих этапов:

- 1) подготовки и рассылки анкет в организацию-разработчик;

- 2) обработки анкет, полученных от организации-разработчика, составления КСГ;

- 3) оценки уровня риска срыва планового срока. Сопоставления результатов оценки, полученных разными методами.

Этапы 1 и 2 алгоритмической схемы предназначены для подготовки исходных данных для количественной оценки риска срыва планового срока. На этапе 3 выполняется непосредственно оценка с использованием рекомендуемых авторами методов расчета с сопоставлением результатов оценки.

Подготовка и рассылка анкет в организацию-разработчика. Периодичность анкетирования устанавливается нефтегазовой компанией, но не реже одного раза в год. В процессе подготовки анкет или еще до проведения анкетирования необходимо определить

потребности в видах технологического оборудования, которые потенциально могут быть разработаны / изготовлены / поставлены организацией-разработчиком, а также технические требования к данному оборудованию. Источниками получения информации являются материалы прединвестиционных исследований или разделы (тома) проектной документации по тем инвестиционным проектам нефтегазовой компании, в которых данное технологическое оборудование предполагается применять. При отсутствии технических требований к технологическому оборудованию необходимо организовать их разработку.

При наличии КСГ проекта (достаточно КСГ верхнего уровня) в анкету рекомендуется включить:

- результат идентификации типовых факторов неопределенности, влияющих на продолжительность выполнения отдельных работ / комплексов работ КСГ проекта (далее – раздел 1);
- оценки продолжительности выполнения работ / комплексов работ КСГ проекта (наиболее вероятная, оптимистическая и пессимистическая оценки) (далее – раздел 2);
- статус выполнения работ, т.е. процент готовности работы (далее – раздел 3).

При отсутствии в организации-разработчике КСГ проекта в анкету рекомендуется наряду с разделами 1 и 3 дополнительно включить:

- перечень наименований типовых работ;
- оценки продолжительности выполнения типовых работ (пессимистическая, наиболее вероятная, оптимистическая оценки);
- ранние сроки начала выполнения типовых работ с учетом доступности в организации-разработчике всех видов ресурсов (финансовых, трудовых, материальных и др.), необходимых для их выполнения;
- сведения о критичности поставок импортных комплектующих, материалов и прикладного программного обеспечения, необходимых для изготовления технологического оборудования.

В перечень наименований типовых работ по разработке инновационной технологии рекомендуется включить как минимум следующие:

- разработку эскизного проекта;
- разработку технического проекта;
- разработку рабочей конструкторской документации;

- изготовление опытного / головного образца (изделия в сборе);
- предварительные испытания опытного / головного образца;
- приемочные испытания опытного / головного образца;
- корректировку рабочей конструкторской документации по результатам испытаний, при необходимости доработку и повторные испытания изделия;
- серийное изготовление изделий (при необходимости).

К сведениям о критичности поставок импортных комплектующих, материалов и прикладного программного обеспечения (ППО), необходимых для изготовления технологического оборудования, рекомендуется относить следующие данные:

- наименование комплектующей / материала / ППО;
- изготовитель / поставщик комплектующей / материала / разработчик ППО, в том числе зарубежный партнер;
- прогноз продолжительности работ по замене комплектующей / материала / ППО на отечественный аналог (пессимистическая, наиболее вероятная, оптимистическая оценки);
- прогноз продолжительности работ по замене комплектующей / материала / ППО на аналог, произведенный в странах, не поддерживающих санкции против РФ (пессимистическая, наиболее вероятная, оптимистическая оценки).

В процессе подготовки анкет с целью облегчения последующего проведения экспертизы рекомендуется выполнить идентификацию типовых факторов неопределенности, влияющих на продолжительность выполнения работ КСГ проекта.

Предварительная идентификация типовых факторов неопределенности, влияющих на продолжительность выполнения работ КСГ проекта, была проведена методом мозгового штурма специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в области анализа рисков с последующей возможной их корректировкой менеджментом анкетуемых организаций. Результатом предварительной идентификации является следующий «открытый» перечень типовых факторов неопределенности:

- поставка оборудования (комплектующих, материалов и т.п.) с характеристиками, отличающимися от требуемых, задержки в поставках, иные проблемы с поставками;

- наличие критических элементов технологии⁵ (КЭТ) при изготовлении оборудования, комплектующих, материалов сторонними поставщиками;

- наличие КЭТ при изготовлении оборудования, комплектующих, материалов организацией-разработчиком;

- неполное соответствие применяемых в изделии заимствованных составных частей требованиям к разрабатываемому технологическому оборудованию по техническим характеристикам, технологическим режимам работы, гарантийным срокам и другим условиям эксплуатации;

- задержки проведения лабораторных экспериментов, направленных на обеспечение опытно-конструкторской и/или технологической разработки продукции;

- задержки ввода в строй нового технологического оборудования, необходимого для изготовления комплектующих и сборочных единиц;

- задержки изготовления комплектующих и сборочных единиц на производственной базе головного исполнителя, задержки проведения контроля качества и испытаний;

- непредвиденный рост загрузки организации-разработчика или подрядных организаций;

- непредвиденный рост инфляции;

- непредвиденный отток квалифицированного персонала из организации-разработчика или из подрядных организаций;

- осложнения, связанные с устранением замечаний и недоработок, выявленных при проведении приемочных испытаний опытного образца, включая приемочные испытания составных частей продукции;

- затягивание проведения приемочных испытаний продукции или ее составных частей из-за сложных природно-климатических условий на объекте будущей эксплуатации.

Обработка анкет, полученных от организации-разработчика, составление КСГ (при необходимости). Обработка полученных от организации-разработчика анкет (этап 2 алгоритмической схемы) заключается в систематизации относящейся к технологическому оборудованию определенного вида информации

о представленных в анкетах работах (комплексах работ), связанных с разработкой, изготовлением и поставкой технологического оборудования на производственные объекты нефтегазовой компании, а именно таких данных, как: наименование работ (комплексов работ), оценки продолжительности их выполнения (наиболее вероятная, оптимистическая и пессимистическая), ранние сроки начала их выполнения с учетом доступности всех видов ресурсов, необходимых для выполнения работ, статус выполнения работ (процент готовности). Кроме этого, в ходе систематизации информации рекомендуется также выделять ранее начатые работы (комплексы работ) с указанием процента готовности их выполнения.

Типовой КСГ проекта составляется на основе вышеназванных типовых работ уровней 1, 2 для каждого наименования технологического оборудования, представленного в анкетах, а также типовых работ, выполняемых заказчиком проекта (как правило, нефтегазовой компанией) в соответствии с общепринятыми правилами по ГОСТ Р 54869-2011⁶. К числу типовых работ, выполняемых заказчиком, относятся:

- разработка технических требований к технологическому оборудованию⁷;

- разработка технического проекта, уточнение стоимости проекта и состава потенциальных разработчиков / изготовителей оборудования;

- принятие окончательного инвестиционного решения нефтегазовой компанией о запуске проекта, определение генерального проектировщика, генерального конструктора, а также порядка взаимодействия участников проекта.

В целях корректной оценки уровня риска срыва планового срока необходимо для каждой типовой работы, выполняемой заказчиком проекта, оценить прогнозные сроки выполнения (пессимистическая, наиболее вероятная, оптимистическая оценки). Такие оценки могут быть получены с использованием метода анкетирования менеджмента заказчика.

Оценка уровня риска срыва планового срока, сопоставление результатов оценки, полученных разными методами. Оценка

⁵ Под КЭТ понимается подверженный факторам неопределенности элемент технологии, от которого зависят результативность, эффективность и сроки реализации проекта

⁶ См.: Проектный менеджмент. Требования к управлению проектом: ГОСТ Р 54869-2011.

⁷ Данная работа может выполняться сторонней организацией, например, по договору НИОКР.

уровня риска срыва планового срока (этап 3 алгоритмической схемы) подразумевает следующие действия:

- выбор математического метода оценки риска срыва планового срока;
- расчет вероятностных параметров продолжительностей работ (комплексов работ) КСГ (математическое ожидание, стандартное отклонение), оценку показателей риска срыва планового срока;
- расчет показателей оценки риска срыва планового срока.

К основным показателям оценки риска срыва планового срока относятся:

- вероятность невыполнения всех или части работ проекта к плановому сроку поставки технологического оборудования на объекты нефтегазовой компании;
- максимальное превышение плановых сроков поставки технологического оборудования на объекты нефтегазовой компании с доверительной вероятностью, например, 90 % (далее – наибольшая задержка поставки);
- ожидаемое превышение плановых сроков поставки технологического оборудования на объекты нефтегазовой компании (далее – ожидаемая задержка поставки).

Рекомендации по уточнению границ применимости математических методов оценки риска срыва плановых сроков реализации проектов поставки инновационного технологического оборудования на объекты нефтегазовой компании

С целью обоснования выбора метода оценки риска срыва планового срока авторами исследовано влияние на вероятностные характеристики срока завершения проекта (математическое ожидание, VAR с доверительной вероятностью 90 % – пессимистическая оценка продолжительности работ проекта в единицах времени) изменения числа параллельно выполняемых работ в КСГ проекта при постоянстве состава и значений параметров отдельных работ КСГ.

В связи с особенностями метода PERT принято допущение о достаточности ресурсов (людских, финансовых, материальных и других) в любой момент времени, необходимых для выполнения работ КСГ проекта.

Исследование проводилось с использованием двух математических методов, рекомендуемых ГОСТ Р 58970-2020, а именно:

- 1) PERT;
- 2) метода имитационного моделирования Монте-Карло (расчеты проводились при задании 10 тыс. испытаний).

В исследовании рассматривались следующие вероятностные показатели:

- среднеквадратическое отклонение продолжительности работ проекта (σ);
- математическое ожидание продолжительности работ проекта (M);
- VAR с доверительной вероятностью 90 % продолжительности работ проекта (P90);
- VAR с доверительной вероятностью 10 % продолжительности работ проекта (P10).

Исходными данными для проведения данного исследования являлись 50 работ КСГ условного проекта со следующими параметрами продолжительности выполнения каждой работы: оптимистическая оценка – 1 единица времени; наиболее вероятная оценка – 2 единицы времени; пессимистическая оценка – 15 единиц времени.

С использованием предположения о β -распределении продолжительности выполнения работы получены оценки ее математического ожидания ($M = 4$ единицы времени) и среднеквадратического отклонения ($\sigma = 2,33$ единицы времени).

В ходе исследования проводилось 25 итераций с последовательным увеличением числа параллельных работ (от 0 до 25) при неизменных параметрах отдельных работ. Вид КСГ 1-й итерации представлен на рис. 1, КСГ последней (25-й) итерации – на рис. 2. Основные результаты проведенного исследования отражены на рис. 3.

В процессе исследования определялись относительные отклонения (далее – относительное отклонение показателя) оценок показателей риска срыва планового срока, полученных при использовании метода PERT, %, от оценок,



Рис. 1. КСГ 1-й итерации: здесь и далее на рис. 2 и 4 в кружочках проставлены номера работ

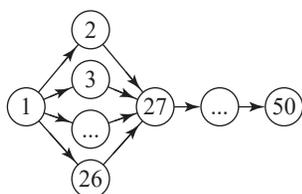


Рис. 2. КСГ последней итерации

полученных методом имитационного моделирования, по формулам (1)–(4).

$$\alpha_{\sigma} = \frac{\sigma_2 - \sigma_1}{\sigma_1} 100, \tag{1}$$

где α_{σ} – относительное отклонение показателя «среднеквадратическое отклонение продолжительности выполнения проекта»; σ_2 и σ_1 – значения показателя «среднеквадратическое отклонение продолжительности выполнения проекта», полученные методом PERT и методом имитационного моделирования соответственно.

$$\alpha_M = \frac{M_2 - M_1}{M_1} 100, \tag{2}$$

где α_M – относительное отклонение показателя «математическое ожидание продолжительности выполнения проекта»; M_2 – значение показателя «математическое ожидание продолжительности выполнения проекта», полученное методом PERT; M_1 – значение показателя «математическое ожидание продолжительности

выполнения проекта», полученное методом имитационного моделирования.

$$\alpha_{P90} = \frac{P90_2 - P90_1}{P90_1} 100, \tag{3}$$

где α_{P90} – относительное отклонение показателя «VAR продолжительности выполнения проекта с доверительной вероятностью 90 %»; $P90_2, P90_1$ – значения показателя «VAR с доверительной вероятностью 90 % продолжительности выполнения проекта», полученные методом PERT и методом имитационного моделирования соответственно.

$$\alpha_{P10} = \frac{P10_2 - P10_1}{P10_1} 100, \tag{4}$$

где α_{P10} – относительное отклонение показателя «VAR продолжительности выполнения проекта с доверительной вероятностью 10 %»; $P10_2, P10_1$ – значения показателя «VAR с доверительной вероятностью 10 % продолжительности выполнения проекта», полученные методом PERT и методом имитационного моделирования соответственно.

Исследование показало, что с ростом отношения (N) числа параллельно выполняемых работ в КСГ к их общему числу от 0 до 1 при постоянстве состава и значений параметров отдельных работ КСГ абсолютные значения относительных отклонений показателей возрастают (за исключением α_{σ} , что демонстрирует рис. 3.

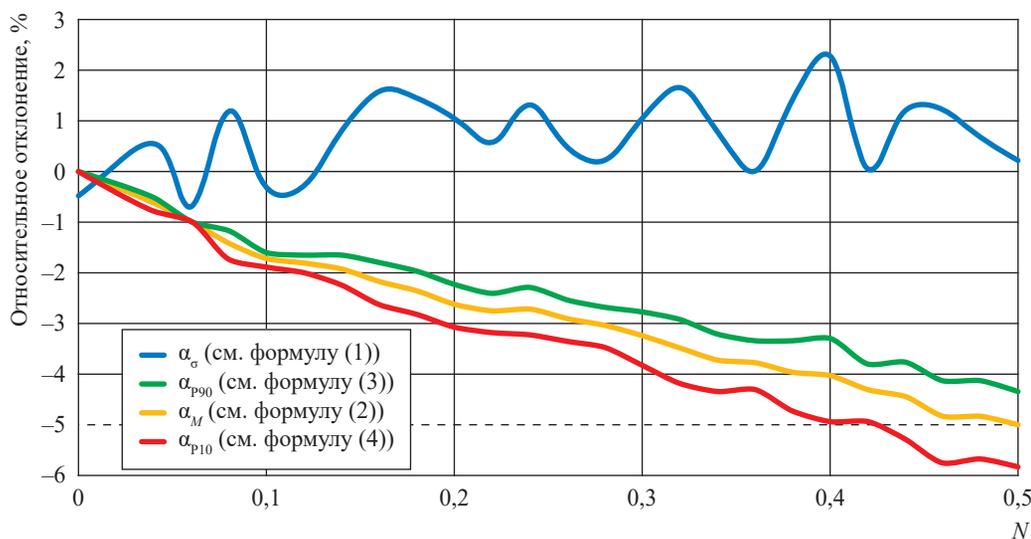


Рис. 3. Зависимость относительного отклонения результатов оценки риска срыва планового срока от показателя «отношение числа параллельных работ к общему числу работ»

Данная тенденция объясняется следующими основными моментами:

- с ростом числа параллельно выполняемых работ растет вероятность появления двух и более критических путей в КСГ проекта, что противоречит основным предпосылкам применения метода PERT;
- с ростом числа параллельно выполняемых работ ослабевает действие центральной предельной теоремы о нормальном законе вероятностного распределения.

На основе результатов проведенного исследования в качестве основного метода оценки риска можно рекомендовать:

- метод PERT в случае, если $N \leq 0,45$;
- метод Монте-Карло в противном случае ($N > 0,45$).

Пример количественной оценки риска срыва плановых сроков условного проекта поставки оборудования на объект добычи ПАО «Газпром»

Методом имитационного моделирования выполнена оценка показателей риска срыва планового срока поставки технологического оборудования на объекты условной нефтегазовой компании. Для примера в качестве даты начала

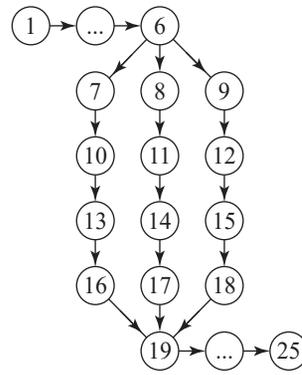


Рис. 4. Типовой КСГ проекта

проекта принято 01.01.2024. Заданный плановый срок готовности поставки (завершения работ) – 01.05.2032 (что составляет 100 единиц времени с момента запуска проекта). На рис. 4 представлен типовой КСГ проекта, соответствующий условиям примера. В табл. 1 приведены исходные данные для оценки риска срыва планового срока поставки.

По результатам 10^4 испытаний построена гистограмма плотности вероятностного распределения продолжительности выполнения проекта (рис. 5). На основе гистограммы (см. рис. 5) методом квантиль-квантиль

Таблица 1

Исходные данные для оценки риска срыва планового срока поставки

№ п/п	Наименование работы	Номер исходящей работы	Номер входящей работы	Экспертная оценка продолжительности работы, единиц времени			Ранняя дата доступности ресурсов, необходимых для выполнения работы*
				оптимистическая	наиболее вероятная	пессимистическая	
1	Разработка технических требований к технологическому оборудованию	2	–	12	15	24	–
2	Разработка технического проекта, уточнение стоимости проекта и состава потенциальных разработчиков / изготовителей оборудования	3	1	2	2,5	5	–
3	Принятие окончательного инвестиционного решения нефтегазовой компанией о запуске проекта, определение генерального проектировщика, генерального конструктора, а также порядка взаимодействия участников проекта	4	2	2	3	6	–
4	Разработка рабочей конструкторской документации	5	3	12	14	18	–
5	Технологическая подготовка производства	6	4	3	4	6	–
6	Организационная подготовка производства	7, 8, 9	5	1	1,5	3	–

Окончание табл. 1

№ п/п	Наименование работы	Номер исходящей работы	Номер входящей работы	Экспертная оценка продолжительности работы, единиц времени			Ранняя дата доступности ресурсов, необходимых для выполнения работы*
				оптимистическая	наиболее вероятная	пессимистическая	
7	Изготовление критически важных элементов оборудования (элементы 1, 2, 3 соответственно)	10	6	6	7	12	–
8		11	6	6	7	12	01.09.2027
9		12	6	6	7,5	12	–
10	Заводские испытания критически важных элементов оборудования (элементы 1, 2, 3 соответственно)	13	7	3	3,5	5	–
11		14	8	2,5	3	6	–
12		15	9	3	4	6	–
13	Доработка критически важных элементов оборудования по результатам испытаний (элементы 1, 2, 3 соответственно)	16	10	2	3	5	01.09.2028
14		17	11	2	2,5	5	01.10.2028
15		18	12	3	4	5	–
16	Поставка (транспортировка) критически важных элементов оборудования к месту сборки головного образца (элементы 1, 2, 3 соответственно)	19	13	1	1,5	2	–
17		19	14	1	1,2	2	–
18		19	15	1	1,3	2	–
19	Сборка головного образца (изделия в сборе)	20	16, 17, 18	1	1,5	2	–
20	Испытания головного образца оборудования на различных режимах (в заводских условиях)	21	19	6	8	12	–
21	Корректировка рабочей конструкторской документации в ходе изготовления и испытаний головного образца оборудования	22	20	6	7	9	–
22	Монтаж головного образца оборудования на месте эксплуатации, проведение опытно-промышленных испытаний	23	21	6	8	12	–
23	Приемо-сдаточные испытания головного образца оборудования	24	22	2	3	5	–
24	Сертификация оборудования	25	23	5	7	12	–
25	Изготовление партии оборудования	–	24	1	1,2	3	–

*Прочерк означает отсутствие ограничений на ресурсы для данной работы.

диаграмм [13] найдена функция вероятностного распределения и получены ее параметры. Наибольшее значение коэффициента детерминации (R^2) показало логнормальное распределение (рис. 6).

График функции вероятностного распределения относительных⁸ сроков завершения проекта (с выделением пунктирной линией границы заданного срока готовности поставки технологического оборудования) представлен на рис. 7. Вероятность невыполнения работ проекта в плановый срок готовности поставки составляет 39,36 %. Сроки завершения работ проекта для уровней доверительных вероятностей P10 (10 %), P50 (50 %) и P90 (90 %) представлены в табл. 2.

Таблица 2
Расчетная продолжительность выполнения работ проекта для разных уровней доверительных вероятностей, единиц времени

P10	P50	P90
96,3463	99,3546	102,4568

Максимальная задержка сроков выполнения работ проекта для уровня доверительной вероятности P90 составляет 2,46 единицы времени, при этом ожидаемая задержка равна 0 единиц времени.

⁸ Относительно даты его начала.

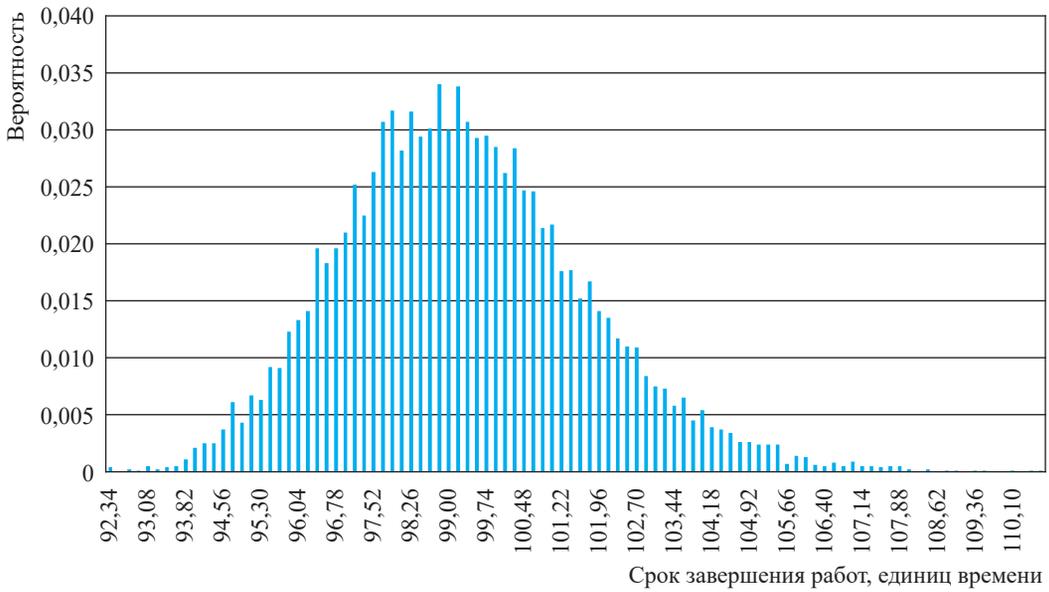


Рис. 5. Гистограмма плотности вероятностного распределения продолжительности реализации проекта

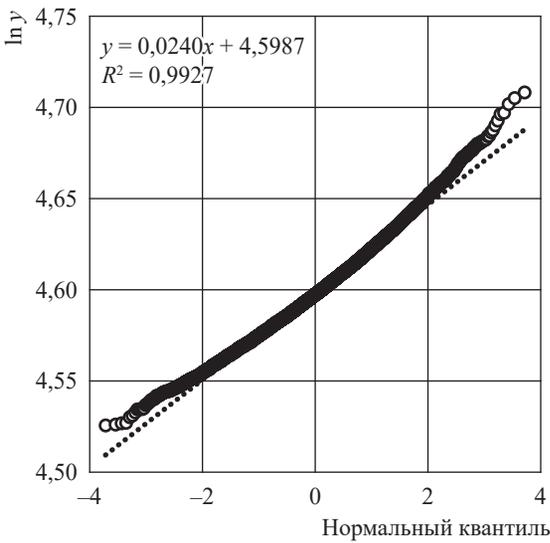


Рис. 6. Логнормальная квантиль

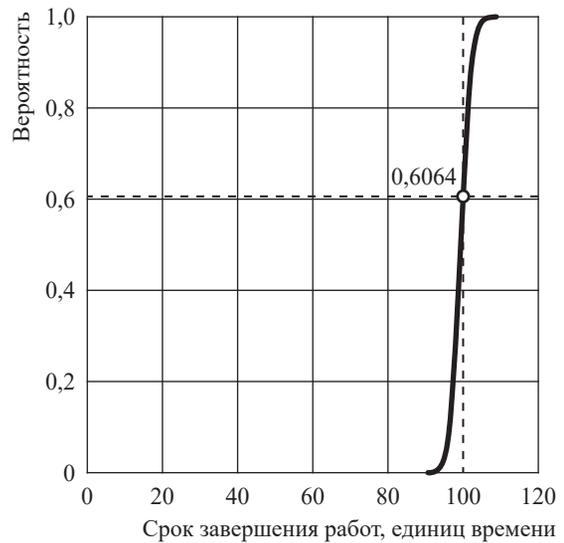


Рис. 7. Функция вероятностного распределения относительных сроков завершения проекта

В статье рассмотрены вопросы применения методов риск-анализа и календарно-сетевых методов моделирования для решения задачи оценки риска срыва плановых сроков поставки на производственные объекты (добычи, транспортировки, хранения, переработки) ПАО «Газпром» новых видов технологического оборудования, в том числе в целях импортозамещения. Выполнен анализ возможных методов решения поставленной задачи, по результатам которого

предпочтение отдано сетевым подходам, основанным на моделях вида PERT, и имитационному моделированию Монте-Карло. Приведена алгоритмическая схема оценки риска, показаны участники этого процесса.

Показана возможность применения выбранных методов оценивания риска на разных стадиях разработки инновационного технологического оборудования, включая начальные ее стадии, даже при отсутствии в организации утвержденного КСГ разработки, изготовления

и поставки данного оборудования. Предложен подход к оценке рассматриваемых рисков, предполагающий построение типового КСГ разработки, изготовления и поставки технологического оборудования с учетом ограничений на ресурсы, которые могут быть выделены для выполнения работ КСГ, начиная с определенного момента времени. Выполнена модификация метода PERT, учитывающая ограничения на выделяемые ресурсы, и показана возможность его применения для решения рассматриваемой задачи.

По результатам проведенного исследования авторы уточнили следующие границы работоспособности метода вида PERT для решения рассматриваемой задачи:

- в качестве предельного (максимально возможного) значения отношения числа параллельно выполняемых работ в КСГ к общему их числу можно принять $N \approx 0,45$.

В случае невыполнения данного условия авторами рекомендуется применение метода имитационного моделирования Монте-Карло. Рекомендуется также применение метода Монте-Карло в качестве проверочного метода к моделям вида PERT.

Дальнейшие исследования ведутся авторами в следующих основных направлениях:

- оценка финансовых последствий для нефтегазовой компании от реализации риска срыва плановых сроков поставки технологического оборудования на ее производственные объекты, а также риска превышения допустимых уровней финансовых последствий;

- выявление критических работ (комплексов работ) КСГ, их ранжирование по критериям вероятности нахождения работ КСГ на критическом пути, а также уровню влияния возможных изменений отдельных параметров работ (например: пессимистической оценки продолжительности работы; ранней даты доступности ресурсов, необходимых для выполнения работы и др.) на срыв плановых сроков поставки технологического оборудования на производственные объекты нефтегазовой компании;

- многоуровневая оценка риска срыва плановых сроков поставки сложного

технологического оборудования на производственные объекты нефтегазовой компании с учетом КСГ 2-го и более низких уровней;

- выявление критических работ КСГ 2-го и более низких уровней, их ранжирование по критериям вероятности нахождения работ КСГ различных уровней на критическом пути.

Решение вышеперечисленных задач создаст необходимые предпосылки для повышения обоснованности управленческих решений, связанных:

- с оценкой экономической эффективности для нефтегазовой компании проектов разработки, изготовления и поставки на объекты нефтегазовой компании инновационного технологического оборудования с учетом возможных финансовых потерь от реализации риска срыва плановых сроков поставки данного оборудования;

- уточнением выбора перечня организаций, занимающихся разработкой, изготовлением и поставкой на объекты нефтегазовой компании технологического оборудования с использованием не только экономических критериев (например, совокупной стоимости разработки, изготовления технологического оборудования), но и критерия ограниченности риска срыва плановых сроков поставки;

- разработкой системы планирования, мониторинга и контроля реализации проектов разработки, изготовления и поставки на объекты нефтегазовой компании технологического оборудования на основе индикативных показателей и результатов ранжирования отдельных работ КСГ по их влиянию на уровень риска срыва плановых сроков поставки, что позволит своевременно выявлять критически важные работы КСГ и повышать уровень обоснованности управленческих решений.

Предлагаемый подход к оценке риска срыва плановых сроков поставки был апробирован для продукции следующих наименований для ее последующей поставки на объекты Южно-Киринского газоконденсатного месторождения: скважинный трактор, роторно-управляемая система, скважинное оборудование для шельфа.

Список литературы

1. Царьков И.Н. Математические модели управления проектами: учеб. / И.Н. Царьков. – М.: Инфра-М, 2018. – 514 с.
2. Демкин И.В. Методология управления инновационным риском (методы, модели, инструменты) / И.В. Демкин. – М.: МАТИ, 2008.
3. Engwall M. PERT, Polaris, and the realities of project execution / Mats Engwall // *International journal of managing projects in business*. – 2012. – Т. 5. – № 4. – С. 595–616.
4. Макаров В.М. Метод управления рисками невыполнения в срок проектов создания крупных энергетических объектов / В.М. Макаров, П. Круляс // *Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки*. – 2021. – Т. 14. – № 1. – С. 109–121.
5. Ахьюджа Х. Сетевые методы управления в проектировании и производстве / Х. Ахьюджа. – М.: Наука, 1979. – 390 с.
6. Демкин И.В. Управление инновационным риском на основе имитационного моделирования. Ч. 1: Основные подходы к оценке инновационного риска / И.В. Демкин // *Проблемы анализа риска*. – 2005. – Т. 2. – № 3. – С. 249–273.
7. Демкин И.В. Управление инновационным риском на основе имитационного моделирования. Ч. 2: Основные методы
- управление инновационным риском / И.В. Демкин // *Проблемы анализа риска*. – 2006. – Т. 3. – № 1. – С. 53–67.
8. Мироносецкий Н.Б. Модели управления научно-техническим прогрессом на предприятии / Н.Б. Мироносецкий, Л.В. Кирина, С.А. Кузнецова. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд е, 1988. – 153 с.
9. Троцкий М. Управление проектами / М. Троцкий, Б. Груча, К. Огонек. – М.: Финансы и статистика, 2006. – С. 153–236.
10. Колданов А.П. Теория вероятностей и математическая статистика: учеб. / А.П. Колданов, П.А. Колданов. – М.: Высшая школа экономики, 2023. – 245 с.
11. Trietsch D. PERT 21: Fitting PERT/CPM for use in the 21st century / D. Trietsch // *International Journal of Project Management*. – 2012. – Т. 30. – № 4. – С. 490–502.
12. Kahneman D. Prospect theory: An analysis of decision under risk / D. Kahneman, A. Tversky // *Econometrica*. – 1993. – Т. 6. – № 1. – С. 187–198.
13. Акимов В.А. Введение в статистику экстремальных значений и ее приложения / В.А. Акимов, А.А. Быков, Е.Ю. Щетинин. – М.: Всероссийский научно-исследовательский институт по проблемам гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций МЧС России, 2009.

An approach to managing the timing of the implementation of innovative technological projects taking into account uncertainties

I.V. Demkin^{1*}, S.A. Kovalev¹, A.A. Mitchenko¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

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

Abstract. The article presents the results of research on the application of project risk management methods and models to solve a problem of quantifying the risk of failure by supplier organizations of the planned delivery dates of new technological equipment to the production facilities of an oil and gas company.

Keywords: risk, failure of planned deadlines, innovative equipment, gas production and transportation facilities, model, assessment, identification of factors.

References

1. TSARKOV, I.N. *Mathematical models for project management* [Matematicheskiye modeli upravleniya proyektami]. Moscow: Infra-M, 2018. (Russ.).
2. DEMKIN, I.V. *Methodology for managing innovative risk (methods, models, instruments)* [Metodologiya upravleniya innovatsionnym riskom (metody, modeli, instrumenty)]. Moscow: Moscow State Aviation Technology Institute, 2008.
3. ENGWALL, M. PERT, Polaris, and the realities of project execution. *International Journal of Managing Projects in Business*, 2012, vol. 5, no. 4, pp. 595–616, ISSN 1753-8378.

4. MAKAROV, V.M., P. KROLAS. Method for managing risks related to non-fulfillment of large energy facilities constructions projects on time [Metod upravleniya riskami nevypolneniya v srok projektov sozdaniya krupnykh energeticheskikh obyektov]. *Nauchno-Tekhnicheskiye Vedomosti SPbGPU. Ekonomicheskiye Nauki*, 2021, vol. 14, no. 1, pp. 109–121, ISSN 2304-9774. (Russ.).
5. AHUJA, H.N. *Construction performance control by networks* [Setevyye metody upravleniya v proyektirovani i proizvodstve]. Translated from English. Moscow: Nauka, 1979. (Russ.).
6. DEMKIN, I.V. The management of innovation risk on the base of imitation simulation [Upravleniye innovatsionnym riskom na osnove imitatsionnogo modelirovaniya]. Pt. 1: Basic approaches to risk estimation [Osnovnyye podkhody k otsenke innovatsionnogo riska]. *Problemy Analiza Riska*, 2005, vol. 2, no. 3, pp. 249–273, ISSN 1812-5220. (Russ.).
7. DEMKIN, I.V. The management of innovation risk on the base of imitation simulation. [Upravleniye innovatsionnym riskom na osnove imitatsionnogo modelirovaniya]. Pt. 2: Basic approaches to risk management [Osnovnyye metody upravleniya innovatsionnym riskom]. *Problemy Analiza Riska*, 2006, vol. 3, no. 1, pp. 53–67, ISSN 1812-5220. (Russ.).
8. MIRONOSETSKIY, N.B., L.V. KIRINA, S.A. KUZNETSOVA. *Models for managing R&D progress at an enterprise* [Modeli upravleniya nauchno-tekhnicheskim progressom na predpriyatii]. Novosibirsk: Nauka, Siberian branch, 1988. (Russ.).
9. TROTSKIY, M., B. GRUCHA, K. OGONEK. *Project management* [Upravleniye projektami]. Moscow: Finansy i Statistika, 2006, pp. 153–236. (Russ.).
10. KOLDANOV, A.P., P.A. KOLDANOV. *Probability theory and mathematical statistics* [Teoriya veroyatnostey i matematicheskaya statistika]: textbook. M.: Vysshaya shkola ekonomiki, 2023. (Russ.).
11. TRIETSCH, D. PERT 21: Fitting PERT/CPM for use in the 21st century. *International Journal of Project Management*, 2012, vol. 30, no. 4, pp. 490–502, ISSN 0263-7863.
12. KAHNEMAN, D., A. TVERSKY. Prospect theory: An analysis of decision under risk. *Econometrica*, 1993, vol. 6, no. 1, pp. 187–198, ISSN 0012-9682.
13. AKIMOV, V.A., A.A. BYKOV, Ye.Yu. SHCHETININ. *Introduction to extremum statistics and its applications* [Vvedeniye v statistiku ekstremalnykh znacheniy i yeye prilozheniya]. Moscow: All-Russia R&D institute of civil defense and emergency situations of EMERCOM of Russia, 2009. (Russ.).

УДК 622.695-50

Агрегированный долгосрочный прогноз газопотребления

М.Г. Сухарев^{1,2}, Р.В. Самойлов^{1*}, И.В. Тверской¹, А.А. Акоста¹, Г.А. Сураев¹

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

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

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

Тезисы. Прогноз потребности в газе нужен при разработке и корректировке генеральных схем газоснабжения и газификации регионов, для решения многих других задач оперативного и долгосрочного управления развитием газотранспортных и газораспределительных систем. Для прогнозирования предложено большое количество методов, которые во многом зависят от масштабов и специфики потребителя и от упреждения прогноза. В статье предлагается подход к прогнозированию регионального потребления, который для демонстрации идеи применяется к среднесрочному прогнозу газопотребления в трех регионах РФ Поволжского федерального округа. Рассматриваются девять влияющих факторов, из которых три климатических и шесть социально-экономических. При обработке использовались методы корреляционного анализа. Выяснилось, что климатические факторы оказались независимыми, а выбранные социально-экономические факторы – сильно коррелированными. Коэффициенты корреляции факторов для регионов существенно различались между собой.

Ключевые слова: прогноз газопотребления, методы прогнозирования, климатические и социально-экономические факторы, корреляционный анализ, коэффициент детерминации.

Прогноз потребления газа требуется: 1) для принятия решений по оперативно-му управлению системой транспорта и распределения природного газа, 2) при краткосрочном и среднесрочном планировании режимов и, наконец, 3) при развитии и реконструкции системы (долгосрочный прогноз). Для каждой из этих сфер деятельности нужен свой аппарат прогноза, учитывающий специфику его применения. В настоящей работе рассматривается последнее из перечисленных направлений – долгосрочный прогноз газопотребления.

Принятая в ПАО «Газпром» процедура включает разработку генеральных схем газоснабжения и газификации регионов России [1–3]. Генеральной схемой обосновываются основные направления перспективного развития распределительной системы магистрального транспорта газа (газопроводы-отводы, газораспределительные станции) и сетей газораспределения. При этом соблюдаются принципы системного подхода: принимаются во внимание перспективы экономического развития региона, включая развитие региональных систем энергоснабжения и местной базы энергоресурсов. Региональные схемы газоснабжения помогают подготовить обоснованные решения по развитию крупных фрагментов Единой системы газоснабжения России (ЕСГ РФ). Региональные схемы газоснабжения своевременно актуализируются, что позволяет рассматривать их как постоянно действующий и регулярно обновляемый информационно-аналитический документ, являющийся базовым при обосновании путей перспективного развития ЕСГ РФ. И при развитии, и при реконструкции эффективность принимаемых технических решений зависит от того, насколько обоснован прогнозный спрос на газ [1–3].

Особенности задач прогнозирования в текущих условиях. Проблема прогнозирования газопотребления давно привлекает внимание исследователей [4–6]. Однако с течением лет она изменялась. Изменялись условия, в которых функционировала газовая отрасль, так как ее развитие – инерционный процесс, требующий времени и огромных затрат. Одно дело – в период становления, когда спрос определялся относительно скромным количеством газифицированных населенных пунктов, весьма ограниченными возможностями добычи, транспорта и распределения газа. И совсем

другое – в условиях, близких к полной газификации, вышедшей за границу рентабельности. Меняются условия и, как следствие, меняются постановка задач прогнозирования и методы их решения.

Заметим, что говорить о стабилизации или исчерпанности проблем прогноза газопотребления явно преждевременно. Начавшиеся сдвиги в энергетике в связи с ростом удельного веса возобновляемых источников энергии (ВИЭ) приводят к существенному изменению функций газовой отрасли. Сильная зависимость ВИЭ – солнечных батарей и ветрогенераторов – от погодных условий переводит газ в разряд замещающего первоисточника энергии, условно говоря, резервного вида топлива. Однако при снижении общих объемов потребления газа за год требования к поставкам в периоды экстремальных понижений температуры могут даже возрасти. Формируются пиковые потребности и в аномально жаркие периоды. Значит, все более высокие требования будут предъявляться к производственным мощностям объектов ЕСГ при уменьшении коэффициента использования этих мощностей. Есть и другие факторы, сдвигающие наше представление об особенностях графиков потребления в годовом, недельном и суточном разрезах. К числу таких факторов относятся увеличение номенклатуры газоиспользующих установок и приборов, совершенствование их технических характеристик, изменение режимов их работы. Особенно заметно влияние этого фактора на потребление в секторе «население». Уже сейчас очевидно, что назрела необходимость пересмотра правового и нормативного обеспечения в сфере газопотребления и взаимоотношений поставщика и потребителей газа. Изменения затронут интересы огромного количества людей. К ним надо подготовиться заблаговременно, чтобы они не вызвали болезненной реакции, не привели к увеличению социальной напряженности в обществе.

Краткий обзор публикаций. Перечисленные обстоятельства обуславливают значимость работ по прогнозу газопотребления и объясняют неубывающую интенсивность публикаций в этой области. Прежде чем перейти к основной теме работы – агрегированному долгосрочному прогнозу, охарактеризуем для полноты картины положение в области прогноза необходимых поставок локальному потребителю. Малые потребители – вплоть

до одного здания – часто исследуются в публикациях. Из массы публикаций выделим несколько работ [7, 8], выполненных в последние годы, для того чтобы дать общее представление об этом направлении.

Основной исходной информацией для прогноза является статистика газопотребления, а результатами – преимущественно графики потребления в суточном разрезе. По графикам обосновываются необходимые объемы поставок в период наибольшей загрузки системы, которые, в свою очередь, служат для выбора производственных мощностей, во многом определяющих затраты на сооружение распределительных систем.

Обзор работ в рассматриваемом направлении содержится в публикации М. Бурдо и др. [7]. Здесь список литературы содержит около 200 наименований (за 2007–2019 гг.), по которым можно получить исчерпывающее представление по теме. На здания приходится значительная часть (около 30 %) мирового потребления энергии и треть связанного с ним выброса CO₂. Методами, наиболее часто применяющимися в прогнозировании, являются нейронные сети и обработка временных рядов (модель ARIMA¹ Бокса – Дженкинса). Обращается внимание на интеграцию поведения жильцов как на ключевой фактор, влияющий на результаты моделирования. В статье Н. Сому и др. [8] характеризуется состояние исследований по прогнозированию газопотребления зданий. Последние достижения в разработке модели прогнозирования подразделены на три группы:

- 1) инженерные подходы, или подходы «белого ящика»;
- 2) статистические подходы, или подходы «серого ящика» (по характеристикам изменения температуры, с использованием градусодней, коэффициентов жилой нагрузки и т.д.);
- 3) подходы «черного ящика» (нейронные сети, методы опорных векторов, деревья решений, модели регрессии, кластеризация: *k*-ближайших соседей и т.д.).

Наиболее интенсивно развивается последняя группа моделей. Наряду с основной целью, а именно подготовкой технических решений при проектировании и развитии систем газораспределения, модели прогноза могут

¹ ARIMA (англ. autoregressive integrated moving average) – интегрированная модель авторегрессии – скользящего среднего.

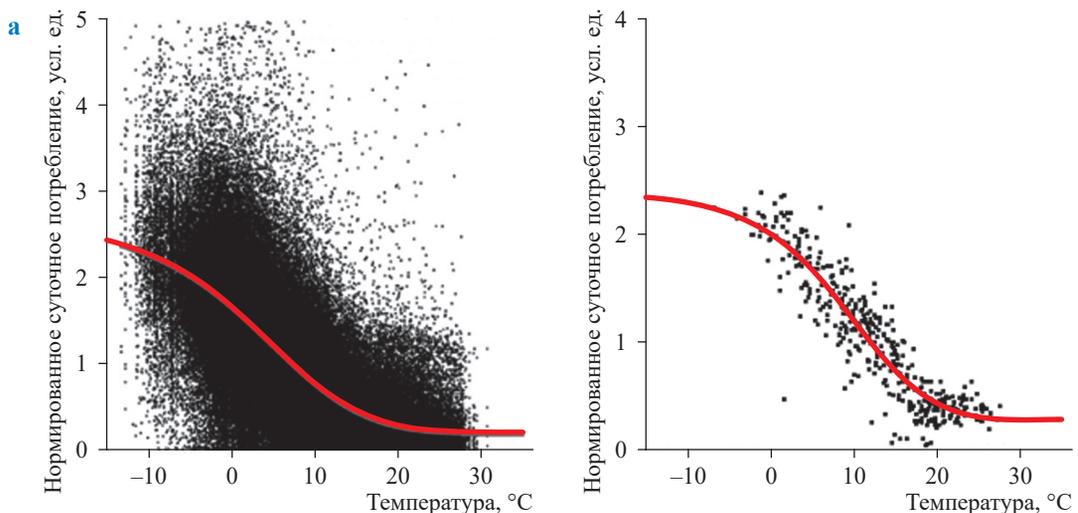
применяться для управления спросом, формирования стратегий ценообразования, обнаружения энергетических аномалий, выявления хищений электроэнергии.

Ряд авторов [9–15] описывают модели прогнозирования не для отдельных объектов газоснабжения, а для совокупности объектов: городской агломерации, территории в зоне ответственности газовой компании и др. В этих работах используются те же методы, что и для локальных объектов, или их модификации. Так, Дж. Равник и др. [9] исследуют потребление газа в Словении. Естественно, что модель прогноза не может не учитывать зависимость потребления от температуры. Рис. 1 демонстрирует возникающую здесь ситуацию. (Картинка часто важнее тысячи слов.) Корреляционное поле «температура – потребление» для всех потребителей (см. рис. 1а) свидетельствует об отсутствии зависимости. Дело в том, что в общий состав потребителей входят крупные потребители, спрос которых не зависит от температуры. Целесообразно при прогнозе учитывать особенности групп потребителей. В работе также исследована зависимость суточного потребления от рыночной цены газа. Приведенные данные не свидетельствуют о высокой коррелированности этих величин и о целесообразности включения цены в число значащих факторов, влияющих на объемы потребления.

Выявление значащих факторов является важным этапом при построении моделей

прогнозирования. Естественно предположить, что температура – не единственный погодный фактор, влияющий на потребление. А.С. Анджелкович и Д. Баяатович [10] провели исследование на представительной выборке по газопотреблению города Нови-Сад – одного из крупнейших экономических центров Сербии с населением около 300 тыс. человек. Установлено, что солнечная радиация, направление и сила ветра менее значимы для объемов потребления, чем температура. Конечно, этот результат нельзя распространять на другие категории агрегированных потребителей, но информацию тем не менее нельзя отбрасывать.

Агрегированное потребление в годовом цикле рассматривается Ф. Прадо с соавторами [11]. Сопоставлены различные методы обработки статистической информации об энергопотреблении. Проверялись методы: искусственная нейронная сеть (ANN), адаптивная система нечеткого вывода (ANFIS), авторегрессионная интегрированная скользящая средняя (ARIMA), авторегрессионная скользящая средняя (ARMA), машины экстремального обучения (ELM), система нечеткого вывода (FIS), генетический алгоритм (GA), регрессия опорного вектора (SVR). Проведя сопоставление на большом количестве выборок энергопотребления в США, авторы ранжировали методы по количественным критериям, поставив в начало списка GA, SVR, ARMA-FIS (гибридная модель), а в конец списка ARMA, ELM. Заметим, однако, что в исследовании



**Рис. 1. Зависимость суточного потребления от температуры [9]:
а – все потребители; б – группа потребителей**

рассматривались только стабильные режимы потребления.

Среди массы публикаций по теме прогноза газопотребления особый интерес вызывают те, где описываются трудности – подводные камни – простого на первый взгляд процесса прогнозирования [12, 13]. Так, Дж. Пигготт [12] предостерегает от излишнего оптимизма. Прогноз никогда не будет точным из-за стохастической природы процесса. При составлении прогноза трудно избежать ошибок, нельзя гарантировать отсутствие даже больших ошибок. Типичные причины таких ошибок: неудачный подбор факторов, плохой прогноз факторных данных (например, плохой прогноз погоды), последние данные предыстории низкого качества, плохая модель, нерепрезентативные данные в обучающей выборке (при использовании искусственной нейронной сети), неучтенное коренное изменение нагрузки (например, новый завод в сети или изменение мощности действующих объектов). Для прогнозирования газовых нагрузок успешно использовано множество методов прогнозирования, но каждый из них может иметь различные формы как по структуре, так и по количеству параметров. Успех применения модели зависит от того, насколько обоснован выбор параметров. Поэтому ожидания достижимой точности не должны быть чрезмерными. Вывод: всегда существует баланс между простотой и сложностью. Простые модели относительно легко анализировать и понимать, а сложные модели – нет, при выборе модели необходимо принимать во внимание качество исходных данных. С другой стороны, сложные модели могут отслеживать особенности данных, чего нет в простых моделях. Если можно обойтись простой моделью, то лучше так и сделать. В PSIG 06B1 [13] изложен практический опыт использования нейронных сетей для оперативного прогнозирования газопотребления бельгийской компанией, под управлением которой находится, в частности, газовый хаб в Зебрюгге. Однако авторы практикуют смену моделей при изменении условий функционирования, руководствуясь при этом неформальными критериями. «Точное прогнозирование, – пишут авторы, – требует не только выбора проверенных методов, но и прямого вмешательства пользователя для оптимизации использования данных». Большое внимание уделяется

фильтрации и верификации входной информации, ее высокая точность достигается, в частности, за счет выбора подходящей модели прогноза. В качестве часто встречающихся факторов, влияющих на качество данных, отмечаются: отсутствующие значения, ошибки измерений, смещение во времени, ошибки оператора, выбросы.

В ряде публикаций [14, 15] рассматривается задача прогноза газопотребления в долгосрочном разрезе с горизонтом упреждения в несколько лет. В частности, прогнозируется спрос на природный газ в Турции [14]. Влияющими факторами выбраны валовой национальный продукт, население и темпы роста. Получены прогнозы на период 15 лет. В списке литературы [14] можно найти ссылки на другие работы этого направления, опубликованные до 2017 г. Также предметом исследования служит прогноз агрегированного потребления на несколько лет вперед [15]. Однако прогнозируется не только потребление за год, но и график потребления в годовом разрезе. Объектом прогнозирования послужил объем потребления газа в провинции Стамбул (население около 16 млн человек). В качестве переменных-предикторов использовались: температура, сезонный индекс, численность населения провинции Стамбул, цена на природный газ, цена на нефть. Эти переменные обычно применяются для прогнозирования динамики энергопотребления по провинциям. Эффект сезонности анализировался путем расчета переменной, называемой индексом сезонности. Индекс сезонности рассчитывался путем усреднения ежемесячных объемов потребления газа за период, который служил в алгоритмах для обучения (2004–2014 гг.). При поиске подходящего метода прогнозирования сопоставлялись множественная линейная регрессия (MLR), искусственная нейронная сеть (ANN) и векторная регрессия (SVR). Последний метод называется также опорной векторной регрессией, или методом опорных векторов.

На рис. 2 приведены график фактического потребления (черная ломаная) и прогноз тремя методами: MLR, ANN, SVR. Утверждается, что наилучший результат дает SVR, хотя отдать предпочтение какому-либо из методов очень трудно, если опираться только на визуальное впечатление. Качество приближения в зимние месяцы хуже, чем в остальную часть года. Это и естественно, так как дисперсия температуры в зимние месяцы максимальная.

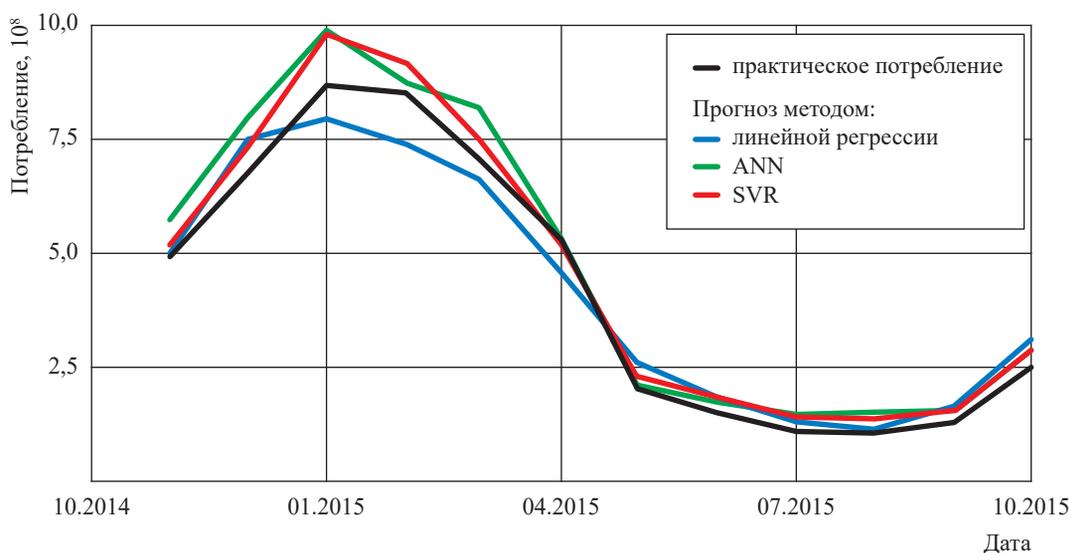


Рис. 2. Динамика потребления газа в провинции Стамбул по месяцам года. Прогноз на 2015 г. по данным за 2004–2014 гг. [15]. В статье О.Ф. Бейджа и др. [15] приведены несколько рисунков, где потребление газа дано в одних и тех же единицах, но в каких не указано. Это не представляется серьезным дефектом, так как главная цель графиков – сопоставить различные модели приближения. На рис. 1 также не указаны единицы измерения газопотребления. Причина та же: отсутствие информации в первоисточнике.

По всей видимости, температура является основным фактором, определяющим прогноз. В работе указывается на коррелированность сезонного индекса и ценовых факторов с температурой, однако должного вывода из этого не сделано. Не исключено, что при использовании лишь одного предиктора – температуры – результат прогнозирования практически бы не изменился.

Ранее авторами настоящей статьи дана характеристика разработанного и используемого в АО «Газпром промгаз» метода агрегированного долгосрочного прогноза газопотребления [1–3]. Метод опирается на статистические данные и плюс к тому на детальный анализ региональных факторов. Удачный подбор значащих факторов – залог успеха при построении модели прогнозирования. При подборе и анализе факторов авторами настоящей работы были учтены удачи и ошибки предшественников, в том числе авторов работ, рассмотренных в обзоре О.Ф. Бейджа и др. [15].

Цель работы. Структура модели. Обновление определяющих факторов. Задачей настоящей работы является построение модели прогноза общего спроса на газ за многолетний период всех потребителей некоторой территории. Их совокупность будем называть агрегированным потребителем. Разработанная

авторами модель ориентирована на расчеты, выполняющиеся при разработке и корректировке региональных схем газоснабжения и газификации. Другим типичным объектом применения является фрагмент ЕСГ с тесными режимно-технологическими взаимосвязями. Агрегированный спрос разбивается по секторам потребления. Чаще других в РФ пользуются разбиением на четыре сектора: население, коммунально-бытовой, электроэнергетика и промышленность [1, 2].

$$Q = Q_{\text{нас}} + Q_{\text{к/б}} + Q_{\text{энерг}} + Q_{\text{пром}}, \quad (1)$$

где Q – общее потребление; $Q_{\text{нас}}$, $Q_{\text{к/б}}$, $Q_{\text{пром}}$, $Q_{\text{энерг}}$ – потребление соответственно в секторах населения, коммунально-бытовом, электроэнергетики, промышленности. Разбиение на сектора существенно улучшает модель прогноза. Стоит отметить, что первые три сектора потребления обладают схожим характером использования газа, однако крупная промышленность, использующая газ главным образом на производственные нужды, как правило, имеет несколько другую природу значимых факторов и требует отдельного самостоятельного исследования. В настоящей же статье будут рассмотрены именно первые три основных сектора потребления: население,

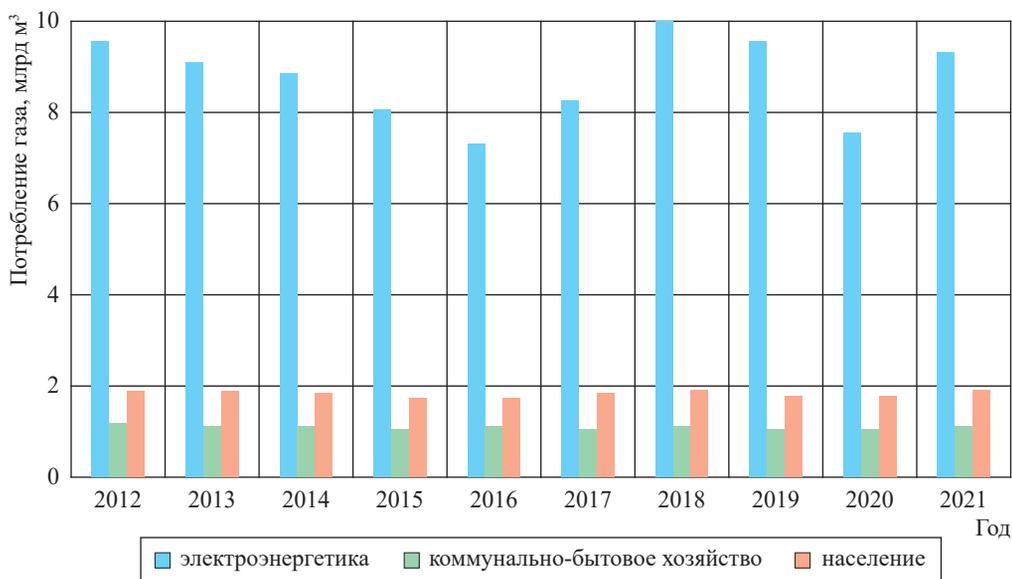


Рис. 3. Потребление газа с разбивкой по секторам в Республике Татарстан.
Объемы поставок в Республику Татарстан потребителям нефтяной промышленности, агрохимии и нефтехимии составляют более 5 млрд м³ газа в год (на рис. 3 указанные объемы не представлены)

коммунально-бытовой, электроэнергетика (рис. 3). При выборе факторов, влияющих на региональное газопотребление, усилия были направлены на то, чтобы отразить общие сведения о регионе, его климатические и экономические особенности. Начнем с климатических факторов (далее – КФ), влияние которых бесспорно. Рассматривались три показателя: продолжительность отопительного периода (DT), дней/год, средняя температура за отопительный период ($MeanT$), °С, минимальная средняя температура за 5 дней ($MinFive$), °С. Как выяснится из дальнейшего, введение трех, а не одного климатического показателя вполне оправдано. Модель выгодно отличается от аналогов, например, описанного в работе О.Ф. Бейджа и др. [15]. Факторы DT , $MeanT$, $MinFive^2$ характеризуют важные особенности годового изменения температур. В дополнение к этим факторам в долгосрочных прогнозах вряд ли имеет смысл присоединять такие показатели, как сила и скорость ветра, облачность и др., так как, скорее всего, они окажутся сильно коррелированными с этой триадой.

Заметим сразу, что выводы в настоящей работе о наборе факторов сделаны на основании статистики по трем регионам России: Республике Башкортостан (РБ), Республике

Татарстан (РТ), Чувашской Республике (ЧР). Нельзя обобщать выводы, распространяя их на другие регионы, на совокупность других агрегированных потребителей. Однако осуществить конкретные исследования методами настоящей работы сравнительно несложно. Регионы для сопоставления качества моделей прогнозирования подбирались в значительной мере случайно, однако они соседствуют, находятся рядом друг с другом в одном федеральном округе. Интересно отметить, что, несмотря на близость географического расположения регионов, влияние климатических и других факторов на потребление, а следовательно, и результаты прогнозирования существенно различается.

Ответ на вопрос о критериях выбора социально-экономических факторов (далее – СЭФ) далеко не очевиден. В нашем случае с учетом ограниченности информации (мало объема ретроспективных данных) общее количество факторов должно быть небольшим. В качестве пробного варианта, который представляется авторам удачным, взяты³:

- валовый региональный продукт (VRP), млрд руб.;
- рейтинг региона ($Score$);
- расценки на газ, руб./м³ ($CostGas$);

² В дальнейшем пригодятся обозначения x_1, x_2, x_3 для $DT, MeanT, MinFive$ соответственно.

³ В дальнейшем факторы $VRP, Score, CostGas, Flats, N/I, FA$ обозначены через x_1, x_2, \dots, x_9 соответственно.

- количество газифицированных квартир (*Flats*);
- количество жителей региона (*N/I*) (*Number of Inhabitants*), тыс. чел.;
- средняя площадь жилья на человека (*FA*) (*Floor Area*), м²/чел.

Рейтинг региона (*Score*) косвенно характеризует качество жизни, при расчетах принимался по данным «РИА Рейтинг» [16]. Агентство подсчитывает рейтинги по 64 показателям, учитывающим: уровень доходов и жилищные условия населения, обеспеченность объектами социальной инфраструктуры, экологические и природно-климатические условия, безопасность проживания, удовлетворенность населения, демографическую ситуацию, здоровье, уровень образования людей, развитие транспортной инфраструктуры, уровень освоенности территории, уровень экономического развития, развитие предпринимательской инициативы [16]. Климатические факторы *MeanT*,

MinFive взяты из открытого источника [17]. Фактор *DT* определялся по региональным приказам о начале и окончании отопительного периода [18]. Статистические данные, в частности по экономике, взяты из региональных и федеральных веб-источников [19, 20]. Исходная информация для прогноза помещена в табл. 1.

Вопрос первостепенной важности состоит в том, насколько удачно выбраны факторы. Для ответа на него требуется провести содержательный анализ данных. Однако прежде всего целесообразно воспользоваться формальными статистическими процедурами. Оценим корреляционные связи между факторами.

Результаты расчетов – это коэффициенты корреляции (КК) в парах $x_i \leftrightarrow x_p, y_j \leftrightarrow x_i, y_j \leftrightarrow y_k$, которые обозначены k_{ip}, k_{jp}, k_{jk} соответственно. Здесь x_p, x_i – факторы из множества факторов $X (i,l \in X, X = \{VRP, Score, CostGas, Flats, N/I, FA\})$; y_j, y_k – величины потребления газа по секторам из множества секторов Y ,

Таблица 1

Исходные данные для прогнозирования

	РТ									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
electr	9532,7	9119,7	8849,1	8034,1	7323,3	8266,9	9956,4	9580,5	7543,7	9306,3
popul	1864,1	1839,8	1834,5	1731,1	1767,6	1796,2	1889,4	1786,1	1781	1876,5
d/h	1167,6	1103,7	1091,9	1032,4	1114,4	1061	1110,9	1044,9	1017,2	1134,2
Факторы										
DT	219,0	210,0	230,0	215,0	219,0	219,0	228,0	219,0	218,0	215,0
MinFive	-21,7	-16,7	-25,4	-17,0	-22,8	-18,4	-16,5	-17,1	-14,7	-22,7
MeanT	-2,6	-1,7	-2,9	-1,2	-2,4	-1,7	-2,4	-1,0	-0,3	-3,2
VRP	1437,0	1551,5	1661,4	1867,3	2058,1	2264,7	2622,8	2808,8	2631,3	3454,7
Score	58,4	59,2	59,2	63,9	63,1	65,6	66,1	66,8	66,6	69,4
CostGas	3,8	4,3	4,7	4,5	5,2	5,4	5,5	5,7	5,8	6,0
Flats	1351,0	1369,1	1390,9	1409,9	1431,8	1451,3	1471,7	1488,6	1504,2	1520,9
N/I	3803,2	3822,0	3838,2	3855,0	3868,7	3885,3	3894,3	3898,6	3902,9	4005,0
FA	23,8	24,2	24,7	25,1	25,8	26,5	27,1	27,3	27,9	28,0
	ЧР									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
electr	1254,5	1152,7	1158,2	1021,5	1013,8	1029,2	1025,3	923,1	872,8	1100,9
popul	194,5	179,9	539	523,2	539,5	552,9	545,9	515,8	542	563,3
d/h	129	119,6	337,8	320,6	329,3	329,7	357,7	316,3	305,8	293,2
Факторы										
DT	212,0	199,0	210,0	196,0	224,0	209,0	217,0	210,0	224,0	233,0
MinFive	-23,4	-16,4	-22,4	-16,7	-19,6	-20,9	-17,1	-17,6	-14,4	-23,3
MeanT	-1,2	-2,8	-2,6	-2,6	-3,1	-2,1	-3,6	-1,4	-0,7	-3,5
VRP	217,8	223,1	237,4	251,3	284,7	296,5	316,6	339,5	346,0	393,0
Score	42,5	42,0	42,7	44,8	45,2	46,0	45,9	46,0	46,6	49,9
CostGas	2,6	3,5	4,7	5,0	5,2	5,2	5,4	5,6	5,9	6,8
Flats	452,2	457,5	462,7	469,0	477,8	477,4	483,6	487,9	493,2	498,2
N/I	1247,0	1243,4	1240,0	1238,1	1236,6	1235,9	1231,1	1223,4	1223,4	1212,2
FA	24,3	24,8	25,4	26,0	26,4	26,9	27,5	28,1	28,8	29,6

Окончание табл. 1

	РБ									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
electr	9331,1	8534,4	8372,2	8080,0	8313,0	8294,9	8178,3	9118,2	8526,3	9268,4
popul	1829,8	1797,2	1842,3	1718,2	1697,3	1764,7	1741,4	1698,8	1677,4	1728,5
d/h	844,8	971,8	997,0	937,8	1004,7	1215,5	1515,0	914,8	884,8	961,8
Факторы										
DT	225,0	213,0	222,0	217,0	205,0	218,0	224,0	230,0	225,0	211,0
MinFive	-27,1	-18,0	-27,8	-21,4	-23,6	-22,4	-19,0	-20,8	-20,4	-23,6
MeanГ	-2,6	-3,6	-3,3	-3,9	-4,5	-3,3	-4,4	-2,0	-1,6	-4,3
VRP	1149,4	1163,2	1260,0	1316,6	1421,5	1487,9	1739,4	1803,3	1694,2	2000,0
Score	47,5	46,3	47,6	50,6	48,8	50,5	50,2	50,4	50,0	53,7
CostGas	3,9	4,5	4,5	6,2	6,2	6,3	6,5	7,0	7,2	7,4
Flats	1272,3	1280,2	1294,9	1313,0	1327,8	1341,6	1353,9	1365,6	1377,2	1388,9
N/I	4064,2	4061,0	4069,7	4072,0	4071,1	4067,0	4063,3	4051,0	4038,2	4013,8
FA	22,6	23,1	23,7	24,2	24,8	25,4	26,0	26,6	27,3	28,6

содержащего три элемента ($j, k \in Y, Y = \{Electr, Popul, d/h\}$)⁴. Рассчитанные КК приведены на рис. 4. Например, на рис. 4а $k_{il} = 0,85$ при $i = VRP, l = Score; k_{ji} = -0,7$ при $i = FA, j = Popul$. Значение $k_{il} = 0,85$ показывает, что между факторами VRP и $Score$ существует довольно сильная корреляционная взаимосвязь, причем, так как $k_{il} > 0$, с ростом одного из этих факторов другой также имеет тенденцию к возрастанию. Соотношение $k_{ji} = -0,7$ показывает, что с ростом фактора FA потребление по сектору «население» имеет довольно явно выраженную тенденцию к убыванию ($k_{ji} < 0$).

Корреляционный анализ позволяет сделать следующие выводы.

1. Для всех рассматриваемых регионов общие закономерности в корреляционных связях между факторами и в парах $y_j \leftrightarrow x_i$ близки.

2. В то же время, имеют место некоторые значительные отличия. Так, для РТ фактор N/I положительно коррелирован с другими СЭФ и КК близки к 1. Для двух других регионов (РБ, ЧР) те же коэффициенты отрицательны и находятся в пределах $[-0,8; -0,53]$. Резкие отличия по регионам КК фактора N/I с другими СЭФ труднообъяснимы. Может быть, причину удастся выявить, если провести социально-экономический анализ ситуации в регионах.

3. Для всех регионов КК СЭФ $k_{il}, i, l \in X$ близки по модулю к 1. Тесные корреляционные зависимости свидетельствуют о том, что число таких факторов может (и, следовательно, должно) быть сокращено.

4. Во взаимовлиянии климатических факторов (КФ) нельзя обнаружить ярко выраженных закономерностей. Это свидетельствует о том, что использование трех климатических факторов, а не одного, как это часто делают, обоснованно.

5. Разной в КК потребления по секторам (элементов $j, k \in Y, Y = \{Electr, Popul, D/h\}$) свидетельствует о том, что прогнозирование потребления по секторам является оправданным приемом, улучшающим качество прогноза потребления.

6. В некоторых случаях коэффициент корреляции между потреблением по секторам $Popul$ и d/h весьма высок⁵. Это может быть признаком того, что в таких регионах между секторами не была проведена четкая граница или она менялась в течение рассматриваемого периода. Вследствие этого в разные годы один и тот же потребитель был приписан к разным секторам.

Качество приближения регрессионной модели естественно оценивать по коэффициенту детерминации R^2 [21]. Этот коэффициент рассчитывается по формуле $R^2 = 1 - SSR/SST$, где SSR – сумма квадратов отклонений приближаемой выборки от линии регрессии, а SST – общая сумма квадратов отклонений выборки от ее среднего.

Приведенный выше вывод 3 подсказывает идею вычислительного эксперимента по сокращению количества СЭФ. Результаты эксперимента нашли отражение на рис. 5, 6 и в табл. 2.

⁴ Здесь переменные *Electr, Popul, d/h* относятся к секторам «электроэнергетика», «население», «коммунально-бытовое хозяйство» соответственно.

⁵ В регионе РТ этот коэффициент равен $-0,97$, а в ЧР $+0,97$.

При проведении корреляционного анализа (см. рис. 4) были задействованы все 9 факторов: 3 КФ и 6 СЭФ. Уравнение множественной регрессии имеет вид $130,65x_1 + 152x_2 + 577,1x_3 + 8,40x_4 - 209,1x_5 + 553,1x_6 - 0,13x_7 + 0,02x_8 + 1246x_9 + 65934$. Отметим, что количество параметров модели оказалось равным количеству исходных данных. Поскольку в этом случае число степеней свободы равно нулю, то $R^2 = 1$, что и показано в табл. 2 (см. строки 3–5). В продолжении исследований вместо 6 СЭФ в модели был оставлен единственный фактор *Flats*. КК этой модели показаны на рис. 5: видно, что указанный СЭФ оказался слабо коррелированным с климатическими факторами. Однако коэффициент детерминации понизился непредсказуемо⁶ сильно до $R^2 = 0,5$. Модель, обеспечивающую такую степень точности, на взгляд авторов, нельзя считать пригодной для практических расчетов.

Чтобы повысить качество результатов, к фактору *Flats* был добавлен еще один СЭФ – *VRP*. КК этой модели представлены на рис. 6. Несмотря на то что СЭФ оказались практически коллинеарными ($k_{il} = 0,96$; $i = Flats, l = VRP$), значение коэффициента детерминации резко возросло ($R^2 = 0,93$), что свидетельствует о практической применимости модели.

Случайно ли при одном СЭФ *Flats* так резко снижается значение R^2 ? Оказывается, нет. Результаты некоторых расчетов приведены в табл. 3: ячейки, закрашенные зеленым, соответствуют некоторому набору факторов, оставленных в вычислительном эксперименте, не учтенные в эксперименте факторы закрашены коричневым. Так, в эксперименте 3 учитывались все факторы, кроме *CostGas*, *N/I* и *FA*. Если в модели оставить единственный СЭФ *VRP*, то коэффициент детерминации модели будет еще меньше: $R^2 = 0,43$ (см. табл. 3, строка 6). Но, в любом случае, когда число СЭФ не меньше 2, обусловленность модели становится приемлемой. Так, при факторах *VRP*, *Score*, *Flats* (см. табл. 3, строка 2) $R^2 = 0,976$.

Согласно опубликованным данным, наряду с линейной регрессией можно пользоваться многими другими моделями. Для достижения преследуемых целей агрегированного долгосрочного прогноза авторами были опробованы

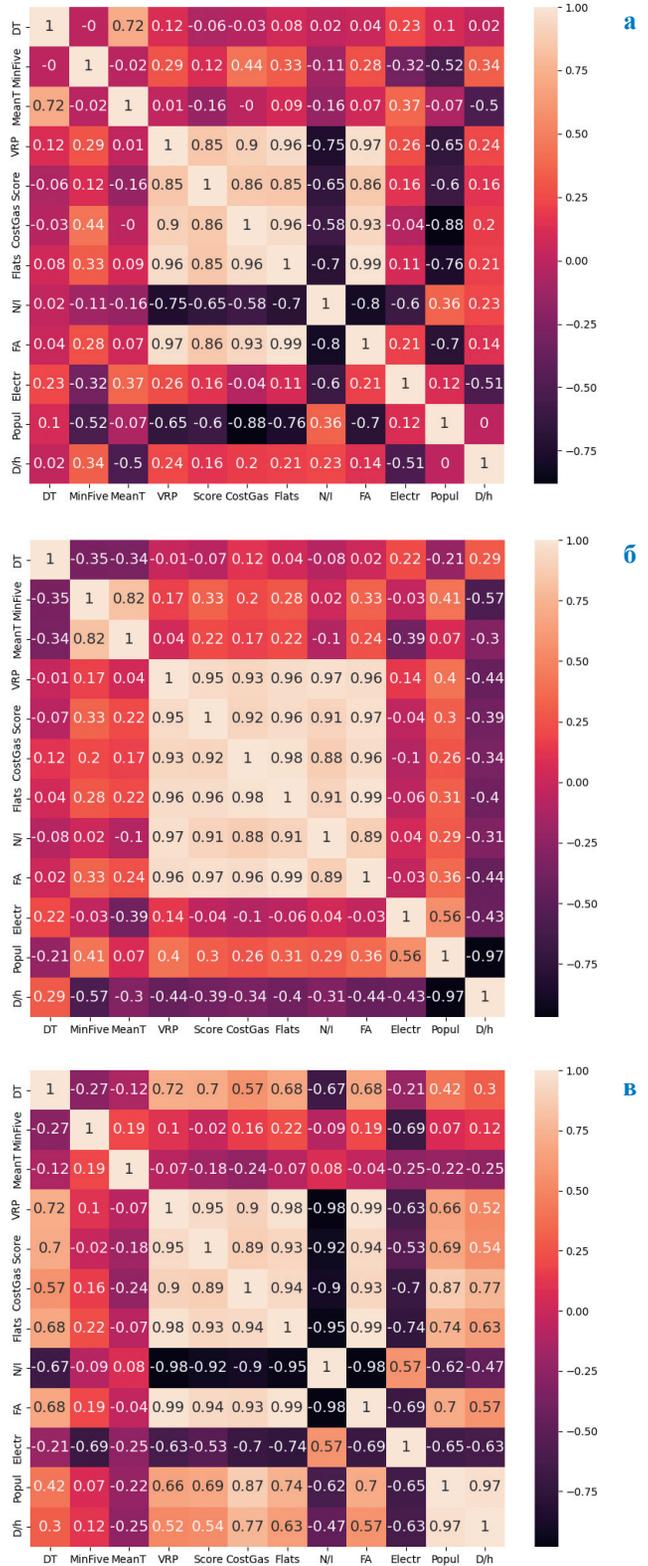


Рис. 4. Коэффициенты корреляции для РБ (а), РТ (б) и ЧР (в), количество факторов 3+6.

Здесь и далее запись 3+6 означает, что общее количество факторов 9, из них 3 климатических и 6 социально-экономических

⁶ Причины столь быстрого изменения еще предстоит выяснить.

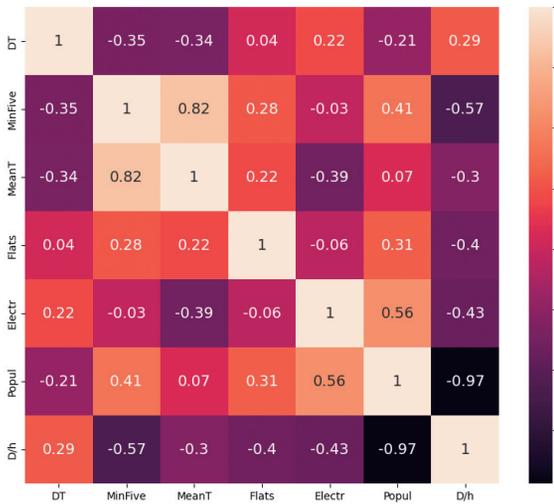


Рис. 5. Коэффициенты корреляции для РТ, количество факторов 3+1



Рис. 6. Коэффициенты корреляции для РТ, количество факторов 3+2

Таблица 2

Значения коэффициента детерминации R^2 в моделях множественной линейной регрессии при разных комбинациях факторов для прогнозирования потребления по промышленному сектору

№ п/п	Регион (количество факторов)	Метод / алгоритм композиции		
		случайный лес	линейная регрессия	градиентный бустинг
1	РТ (4)	0,76	0,50	0,64
2	РТ (5)	0,69	0,93	0,65
3	РТ (9)	0,77	1,00	0,53
4	ЧР (9)	0,97	1,00	0,96
5	РБ (9)	0,86	1,00	0,30

Примечание: В рассматриваемом регионе (РТ) в отличие от двух других, РБ и ЧР, объемы потребления газа предприятиями электроэнергетики сопоставимы с потреблением другими отраслями промышленности. В табл. 2 показано общее потребление газа промышленностью

Таблица 3

Значение коэффициентов детерминации R^2 в моделях множественной линейной регрессии при разных комбинациях факторов (РТ, общее потребление)

№ эксперимента	DT	MinFive	MeanT	VRP	Score	GostGas	Flats	N/I	FA	R^2
1										1,000
2										0,980
3										0,976
4										0,930
5										0,500
6										0,430

методы случайного леса и градиентного бустинга [22–24]. Результаты представлены в табл. 2. Как можно было предположить, аппарат линейной регрессии для рассмотренных примеров работает не хуже этих методов.

Задачи прогноза газопотребления и методы их решения чрезвычайно разнообразны и зависят от горизонта планирования, объемов потребления, информационного обеспечения. Особенную значимость эти задачи имеют

в условиях России, где газ является преобладающей составляющей топливно-энергетического баланса. Долгосрочный прогноз газопотребления на уровне регионов и территорий, включающих несколько регионов, лежит в основе принятия решений при разработке генеральных схем газоснабжения и газификации, которые, в свою очередь, позволяют сформировать отраслевые программы развития. Агрегированный долгосрочный прогноз должен учитывать текущее состояние системы и факторы, определяющие спрос на газ на горизонт планирования. Поскольку «нам не дано предугадать», исходные данные для решения неизбежно будут иметь стохастический характер, а их обоснованность зависит от опыта, эрудиции и информированности эксперта. Ответственным этапом процесса прогнозирования является предварительный выбор и обоснование влияющих факторов.

Предложены и на конкретном примере продемонстрированы некоторые процедуры, позволяющие провести анализ. В качестве примера рассмотрены три региона Приволжского федерального округа. Факторы, от которых

зависит будущий спрос на газ, разделяются на две группы: климатические и социально-экономические. В число климатических факторов помимо средней (за год) температуры введены длительность отопительного периода и средняя температура самой холодной пятидневки. В примере эти факторы не оказались коррелированными, что свидетельствует о том, что их совокупность лучше характеризует климатические особенности региона, чем только средняя температура, что чаще всего встречается в публикациях по теме. В то же время, между первоначально отобранными социально-экономическими факторами были выявлены корреляционные связи, различающиеся по регионам. Коррелированность факторов является свидетельством того, что число СЭФ целесообразно уменьшать, не допуская их коррелированности. Следует иметь в виду, что результаты анализа влияющих факторов, полученные в рассмотренном примере, нельзя распространять на другие регионы. Для каждого представляющего практический интерес случая следует проводить объектно-ориентированное исследование.

Список литературы

1. Стронский Н.М. Актуальные проблемы развития газификации и оценки перспективной потребности в газе при корректировке генеральных схем газоснабжения и газификации регионов / Н.М. Стронский, М.Г. Сухарев, Р.В. Самойлов и др. // Газовая промышленность. – 2021. – № 10. – С. 88–96.
2. Стронский Н.М. Правильный прогноз газопотребления – ключ к рациональному выбору резерва производственных мощностей газораспределительных систем / Н.М. Стронский, М.Г. Сухарев, Р.В. Самойлов и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 2 (51): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 16–28.
3. Сухарев М.Г. Обоснование резервов при развитии и реконструкции систем транспорта и распределения газа / М.Г. Сухарев, И.В. Тверской, Р.В. Самойлов // Территория Нефтегаз. – 2023. – № 1–2. – С. 65–75.
4. Аветисов А.Г. Оперативное прогнозирование газопотребления методом «функций с памятью» / А.Г. Аветисов, М.Г. Сухарев, М.А. Кравец // Газовая промышленность. – 2007. – № 9. – С. 60–62.
5. Сухарев М.Г. Оперативный прогноз газопотребления с помощью дискретных передаточных функций / М.Г. Сухарев, А.А. Акоста, А.Г. Лапегина // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – № 10. – С. 42–48.
6. Сухарев М.Г. Анализ и управление стационарными и нестационарными режимами транспорта газа / М.Г. Сухарев, Р.В. Самойлов. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2016. – 399 с.
7. Bourdeau M. Modeling and forecasting building energy consumption: A review of datadriven techniques / M. Bourdeau, X. Qiang Zhai, E. Nefzaoui et al. // Sustainable Cities and Society. – 2019. – Т. 48. – Июль. – № 101533.
8. Somu N. A hybrid model for building energy consumption forecasting using long short term memory networks / N. Somu, G. Raman, K. Ramamritham // Applied Energy. – 2020. – Т. 261. – 1 марта. – № 114131.
9. Ravnik J. A method for natural gas forecasting and preliminary allocation based on unique standard natural gas consumption profiles / J. Ravnik, M. Hribersek // Energy. – 2019. – Т. 180. – С. 149–162.

10. Anđelković A.S. Integration of weather forecast and artificial intelligence for a short-term city-scale natural gas consumption prediction / A.S. Anđelković, D. Bajatović // *Journal of Cleaner Production*. – 2020. – 1 сентября. – № 122096.
11. Prado F. Forecasting based on an ensemble Autoregressive Moving Average – Adaptive neuro – Fuzzy inference system – Neural network – Genetic Algorithm Framework / F. Prado, M.C. Minutolo, W. Kristjanpoller // *Energy*. – 2020. – Т. 197. – № 117158.
12. Piggott D J. Accurate load forecasting – “You cannot be serious” / D J. Piggott // 2003 Pipeline Simulation Interest Group (PSIG) Meeting, Bern. – № PSIG-0310.
13. Jhaes S. Improving gas load forecast accuracy – a practical approach / S. Jhaes, F. Raza // 2006 Pipeline Simulation Interest Group (PSIG) Meeting, October. № PSIG 0616.
14. Karadede Y. Breeder hybrid algorithm approach for natural gas demand forecasting model / Y. Karadede, G. Ozdemir, E. Aydemir // *Energy*. – 2017. – Т. 141. – С. 1269–1284.
15. Beyca O.F. Using machine learning tools for forecasting natural gas consumption in the province of Istanbul / O.F. Beyca, B.C. Ervural, E. Tatoglu et al. // *O.F. Energy Economics*. – 2019. – Т. 80. – С. 937–949.
16. Рейтинг российских регионов по качеству жизни – 2022 // РИА Новости. – 13.02.2023. – https://ria.ru/20230213/kachestvo_zhizni-1850749274.html
17. Погода в 241 странах мира. – 29.03.2023. – https://rp5.ru/Погода_в_мире.
18. Официальный портал органов местного самоуправления города Казань. – 29.03.2023. – <https://kzn.ru>.
19. Федеральная служба государственной статистики (Росстат). – 29.03.2023. – <https://rosstat.gov.ru>.
20. Территориальный орган Федеральной службы Государственной статистики по Республике Татарстан. – 29.03.2023. – <https://16.rosstat.gov.ru>
21. Сухарев М.Г. Методы прогнозирования / М.Г. Сухарев. – М.: РГУ нефти и газа. им. И.М. Губкина, 2009. – 206 с.
22. Флах П. Машинное обучение. Наука и искусство построения алгоритмов, которые извлекают знания из данных / П. Флах. – М.: ДМК Пресс, 2015.
23. Breiman L. Random Forests / L. Breiman. – Berkeley, CA: University of California, 2001. – <https://www.stat.berkeley.edu/~breiman/randomforest2001.pdf>.
24. Friedman J.H. Stochastic gradient boosting / J.H. Friedman // *Computational Statistics and Data Analysis*. – 1999. – Т. 38. – С. 367–378.

Aggregated long-time forecast of gas consumption

M.G. Sukharev^{1,2}, R.V. Samoylov^{1*}, I.V. Tverskoy¹, A.A. Akosta¹, G.A. Surayev¹

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

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

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

Abstract. A forecast of gas demand is required when developing and adjusting general schemes for gas supply and gasification of regions, to solve many other problems of operational and long-term development of gas transportation and gas distribution systems. A large number of methods have been suggested for forecasting, which largely depend on the scale and specifics of the consumers and as well as on the period for which the forecast is made. The article suggests an approach to forecasting regional consumption, which, to demonstrate the idea, is applied to the medium-term forecast of three regions of the Russian Federation of the Volga Federal District. Nine influencing factors are considered, of which three are climatic and six are socio-economic. Correlation analysis methods were used in processing. Climatic factors turned out to be independent, and the selected socio-economic factors were highly correlated. The correlation coefficients of factors for regions differed significantly from each other.

Keywords: gas consumption forecast, forecasting methods, climatic and socio-economic factors, correlation analysis, coefficient of determination.

References

1. STORONSKY, N.M., M.G. SUKHAREV, R.V. SAMOYLOV et al. Current issues of gasification development and prospective gas demand assessment when updating general schemes of gas supply and gasification of the regions [Aktualnyye problem razvitiya gazifikatsii i otsenki perspektivnoy potrebnosti v gaze pri korrektyrovke generalnykh skhem gazosnabzheniya i gazifikatsii regionov]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2021, no. 10, pp. 88–96, ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. STORONSKY, N.M., M.G. SUKHAREV, R.V. SAMOYLOV et al. The correct forecast of gas consumption is the key to the rational choice of the reserve of production capacities of gas distribution systems [Pravilnyy prognoz gazopotrebleniya – klyuch k ratsionalnomu vyboru rezerva proizvodstvennykh moshchnostey gazoraspredeletelnykh sistem]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, no. 2: Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 16–28. ISSN 2306-8949. (Russ.).
3. SUKHAREV, M.G., I.V. TVERSKOY, R.V. SAMOYLOV. Justification of reserves in the development and reconstruction of gas transportation and distribution systems [Obosnovaniye rezervov pri razviti i rekonstruktsii sistem transporta i raspredeleniya gaza]. *Territoriya Neftegaz*, 2023, no. 1–2, pp. 65–75, ISSN 2072-2745. (Russ.).
4. AVETISOV, A.G., M.G. SUKHAREV, M.A. KRAVETS. Real-time prediction of gas consumption using the memo functions [Operativnoye prognozirovaniye gazopotrebleniya metodom “funktsiy s pamatyu”]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2007, no. 9, pp. 60–62, ISSN 0016-5581. (Russ.).
5. SUKHAREV, M.G., A.A. AKOSTA, A.G. LAPEGINA. Real-time forecast of gas consumption using the discrete transfer functions [Operativnyy prognoz gazopotrebleniya s pomoshchyu diskretnykh peredatochnykh funktsiy]. *Avtomatizatsiya, Telemekhanizatsiya i Svyaz v Neftyanoy Promyshlennosti*, 2011, no. 10, pp. 42–48, ISSN 0132-2222. (Russ.).
6. SUKHAREV, M.G., R.V. SAMOYLOV. *Analysis and control of stationary and non-stationary regimes of gas transportation* [Analiz i upravleniye statsionarnymi i nestatsionarnymi rezhimami transporta gaza]. Moscow: Gubkin University, 2016. (Russ.).
7. BOURDEAU, M., X. QIANG ZHAI, E. NEFZAOUI et al. Modeling and forecasting building energy consumption: A review of datadriven techniques. *Sustainable Cities and Society*, 2019, vol. 48, July, no. 101533, ISSN 2210-6707.
8. SOMU, N., G. RAMAN, K. RAMAMRITHAM. A hybrid model for building energy consumption forecasting using long short term memory networks. *Applied Energy*, 2020, 1 March, vol. 261, no. № 114131.
9. RAVNIK, J., M. HRIBERSEK. A method for natural gas forecasting and preliminary allocation based on unique standard natural gas consumption profiles. *Energy*, 2019, vol. 180, pp. 149–162, ISSN 0360-5442.
10. ANĐELKOVIĆ, A.S., D. BAJATOVIĆ. Integration of weather forecast and artificial intelligence for a short-term city-scale natural gas consumption prediction. *Journal of Cleaner Production*, 2020, 1 September, no. 122096, ISSN 0959-6526.
11. PRADO, F., M.C. MINUTOLO, W. KRISTJANPOLLER. Forecasting based on an ensemble Autoregressive Moving Average – Adaptive neuro – Fuzzy inference system – Neural network – Genetic Algorithm Framework. *Energy*, 2020, vol. 197, no. 117158, ISSN 0360-5442.
12. PIGGOTT, D J. Accurate load forecasting – “You cannot be serious”. In: *2003 Pipeline Simulation Interest Group (PSIG) Meeting, Bern*, no. PSIG-0310.
13. JEHAES, S., F. RAZA. Improving gas load forecast accuracy – a practical approach. In: *2006 Pipeline Simulation Interest Group (PSIG) Meeting, October*, no. PSIG 0616.
14. KARADEDE, Y., G. OZDEMIR, E. AYDEMIR. Breeder hybrid algorithm approach for natural gas demand forecasting model. *Energy*, 2017, vol. 141, pp. 1269–1284, ISSN 0360-5442.
15. BEYCA, O.F., B.C. ERVURAL, E. TATOGLU et al. Using machine learning tools for forecasting natural gas consumption in the province of Istanbul. *O.F. Energy Economics*, 2019, vol. 80, pp. 937–949, ISSN 0140-9883.
16. *Life quality ranking of Russian regions – 2022* [Reyting rossiyskikh regionov po kachestvu zhizni – 2022]. RIA Novosti [online]. 13 February 2023. Available from: https://ria.ru/20230213/kachestvo_zhizni-1850749274.html. (Russ.).
17. *Weather in 241 countries of the World* [Pogoda v 241 stranakh mira] [online]. 29.03.2023. Available from: https://rp5.ru/Погода_в_мире. (Russ.). (Russ.).
18. *Official site of Kazan local government bodies* [Ofitsialnyy portal organov mestnogo samoupravleniya goroda Kazan] [online]. 29.03.2023. Available from: <https://kzn.ru>. (Russ.).
19. *Federal State Statistics Service (Rosstat)* [online]. 29.03.2023. Available from: <https://rosstat.gov.ru>. (Russ.).
20. *Terrestrial body of the Federal State Statistics Service at the Tatarstan Republic* [online]. 29.03.2023. Available from: <https://16.rosstat.gov.ru>. (Russ.).

21. SUKHAREV, M.G. *Methods of prediction* [Metody prognozirovaniya]. Moscow: Gubkin University, 2009. (Russ.).
22. FLACH, P. *Machine Learning: the Art and Science of Algorithms that Make Sense of Data* [Mashinnoye obucheniye. Nauka i iskusstvo postroyeniya algoritmov, kotoryye izvlekayut znaniya iz dannykh]. Translated from English. Moscow: DMK Press, 2015. (Russ.).
23. BREIMAN, L. *Random Forests* [online]. Berkeley, CA: University of California, 2001. Available from: <https://www.stat.berkeley.edu/~breiman/randomforest2001.pdf>.
24. FRIEDMAN, J.H. Stochastic gradient boosting. *Computational Statistics and Data Analysis*, 1999, vol. 38, pp. 367–378, ISSN 0167-9473.

Сведения об авторах

<i>Акоста Амелия Алиса</i>	заведующий отделом анализа и прогнозирования потребления газа НТЦ «Региональные системы газоснабжения» АО «Газпром промгаз». E-mail: A.Akosta@promgaz.gazprom.ru
<i>Александров Игорь Станиславович</i>	д.т.н., директор Института морских технологий, энергетики и строительства Калининградского государственного технического университета. E-mail: igor.alexandrov@klgtu.ru
<i>Алипов Андрей Васильевич</i>	к.ф.-м.н., начальник расчетно-аналитического отдела ООО «НПК Изотермик». E-mail: isotremik@yandex.ru
<i>Алихашкин Алексей Сергеевич</i>	заместитель начальника Лаборатории методического обеспечения предпусковых и пусковых операций Корпоративного научно-технического центра технологий строительства, эксплуатации и ремонта ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Alikhashkin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Аюпова Земфира Саматовна</i>	аналитик Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина. E-mail: Ayupova.z@gubkin.ru
<i>Базаев Ахмед Рамазанович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Института проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиала ОИВТ РАН в г. Махачкале. E-mail: emilbazaev@gmail.com
<i>Базаев Эмиль Ахмедович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Института проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиала ОИВТ РАН в г. Махачкале. E-mail: emilbazaev@gmail.com
<i>Болодьян Иван Ардашевич</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник ФГБУ ВНИИПО МЧС России. E-mail: vniipo-3.5.3@yandex.ru
<i>Васильковский Вадим Владимирович</i>	к.т.н., доцент кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина. E-mail: vkub63@mail.ru
<i>Вогман Леонид Петрович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник ФГБУ ВНИИПО МЧС России. E-mail: vniipo-3.5.3@yandex.ru
<i>Гавриленко Сергей Иванович</i>	преподаватель Учебного центра ОАО «Газпром трансгаз Беларусь». E-mail: gsi-si@bk.ru
<i>Гамера Юрий Васильевич</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории анализа риска на опасных производственных объектах Центра производственной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: Y_Gamera@vniigaz.gazprom.ru
<i>Герасимов Анатолий Алексеевич</i>	д.т.н., профессор Калининградского государственного технического университета. E-mail: anatoliy.gerasimov@klgtu.ru
<i>Горбачев Станислав Прокофьевич</i>	д.т.н., профессор, ведущий эксперт Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина. E-mail: sten37go@gmail.com
<i>Григорьев Борис Афанасьевич</i>	д.т.н., чл.-корр. РАН, начальник Отдела ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ», главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Демкин Игорь Вячеславович</i>	д.т.н., начальник Лаборатории оценки эффективности реализации проектов с учетом рисков Центра перспективного развития и эффективности технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: i.demkin@mail.ru

<i>Еремин Николай Александрович</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. E-mail: ermn@mail.ru
<i>Кашковский Роман Владимирович</i>	к.х.н., начальник Лаборатории экспериментальных исследований ресурса производственных объектов Корпоративного научно-технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: R_Kashkovskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ковалев Сергей Андреевич</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории оценки эффективности реализации проектов с учетом рисков Центра перспективного развития и эффективности технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: s.kovalev2006@mail.ru
<i>Крейза Юлия Александровна</i>	аспирантка кафедры строительства Калининградского государственного технического университета. E-mail: yulia.kreyza@klgtu.ru
<i>Крылов Дмитрий Николаевич</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения проектов разработки Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Лагозин Андрей Юрьевич</i>	заместитель начальника ФГБУ ВНИИПО МЧС России. E-mail: vniipo-3.5.3@yandex.ru
<i>Леончук Петр Алексеевич</i>	начальник сектора ФГБУ ВНИИПО МЧС России. E-mail: vniipo-3.5.3@yandex.ru
<i>Лесных Валерий Витальевич</i>	д.т.н., профессор, советник генерального директора ООО «Газпром газнадзор». E-mail: vvlesnykh@gmail.com
<i>Лукин Сергей Александрович</i>	научный сотрудник Лаборатории методического обеспечения предпусковых и пусковых операций Корпоративного научно-технического центра технологий строительства, эксплуатации и ремонта ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Lukin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Лукьянчиков Михаил Иванович</i>	генеральный директор ООО «Газпром газнадзор». E-mail: lukyanchikov@gaznadzor.gazprom.ru
<i>Лукьянова Елена Андреевна</i>	инженер 2 категории Лаборатории научно-методического сопровождения подсчета запасов Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Lukyanova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ляпичев Дмитрий Михайлович</i>	к.т.н., доцент кафедры термодинамики и тепловых двигателей Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина. E-mail: Lyapichev.D@gubkin.ru
<i>Маянц Юрий Анатольевич</i>	к.т.н., начальник Корпоративного научно-технического центра технологий строительства, эксплуатации и ремонта ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: Y_Mayants@vniigaz.gazprom.ru
<i>Митченко Антон Александрович</i>	младший научный сотрудник Лаборатории оценки эффективности реализации проектов с учетом рисков Центра перспективного развития и эффективности технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: antileo00@yandex.ru
<i>Мордвинова Анна Витальевна</i>	к.т.н., начальник научно-исследовательского сектора ФГБУ ВНИИПО МЧС России. E-mail: mordvinova_vniipo@mail.ru
<i>Некрасов Валерий Петрович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник ФГБУ ВНИИПО МЧС России. E-mail: v_p_nekrasov@mail.ru

<i>Недзвецкий Максим Юрьевич</i>	к.э.н., Генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ», заместитель начальника департамента ПАО «Газпром». E-mail: M_Nedzvetskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Нищик Александр Владимирович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории экспериментальных исследований ресурса производственных объектов Корпоративного научно- технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Nischik@vniigaz.gazprom.ru
<i>Овчаров Сергей Викторович</i>	начальник Лаборатории промышленной безопасности Центра производственной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Ovcharov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пименов Вячеслав Павлович</i>	главный специалист Лаборатории геолого-технологического моделирования и мониторинга разработки месторождений ТРИЗ Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Pimenov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пищухин Василий Михайлович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Отделения экспериментальных исследований Опытного-экспериментального центра (п. Развилка) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Pischukhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Погуляев Степан Иванович</i>	заместитель начальника Лаборатории экспериментальных исследований ресурса производственных объектов Корпоративного научно- технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Pogulyaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Поляков Евгений Евгеньевич</i>	д.г.-м.н., главный научный сотрудник Отдела научно-методического сопровождения подсчета запасов Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Поляков Сергей Юрьевич</i>	начальник Лаборатории масел и смазочных материалов Корпоративного научно-технического центра газотранспортных систем и технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Потапов Александр Григорьевич</i>	д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: gregor1108@yandex.ru
<i>Ромашенко Светлана Юрьевна</i>	старший научный сотрудник Отдела научно-методического сопровождения подсчета запасов Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ряховских Илья Викторович</i>	к.т.н., начальник Корпоративного научно-технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: I_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Самойлов Роман Вячеславович</i>	к.т.н., директор НТЦ «Региональные системы газоснабжения» АО «Газпром промгаз». E-mail: R.Samoilov@promgaz.gazprom.ru
<i>Сафарова Елисавета Александровна</i>	научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. E-mail: safarova@ipng.ru
<i>Столяров Владимир Евгеньевич</i>	научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. E-mail: bes60@rambler.ru
<i>Сураев Г.А.</i>	АО «Газпром промгаз». E-mail: G.Surayev@promgaz.gazprom.ru

<i>Сухарев Михаил Григорьевич</i>	д.т.н., профессор кафедры прикладной математики и компьютерного моделирования Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, главный научный руководитель АО «Газпром промгаз». E-mail: mgsukharev@mail.ru
<i>Тверской Игорь Владимирович</i>	к.ф.-м.н., заместитель директора НТЦ «Региональные системы газоснабжения» АО «Газпром промгаз». E-mail: I.Tverskoy@promgaz.gazprom.ru
<i>Тимофеева Татьяна Борисовна</i>	к.т.н., доцент Государственного университета управления. E-mail: Tanuta75@mail.ru
<i>Трухин Владимир Юрьевич</i>	ведущий научный сотрудник Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Trukhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ханухов Ханух Михайлович</i>	д.т.н., член-корр. АИН РФ, генеральный директор ООО «НПК Изотермик». E-mail: isotremik@yandex.ru
<i>Чурикова Ирина Владимировна</i>	начальник Отдела научно-методического сопровождения подсчета запасов Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шельгин Леонид Александрович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории промышленной безопасности Центра производственной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: L_Shelygin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ширяпов Дмитрий Игоревич</i>	к.т.н., начальник Лаборатории методического обеспечения предпусковых и пусковых операций Корпоративного научно-технического центра технологий строительства, эксплуатации и ремонта ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Shiryapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шишляев Виктор Владимирович</i>	начальник Лаборатории геолого-технологического моделирования и мониторинга разработки месторождений ТРИЗ Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Shishlyaev@vniigaz.gazprom.ru

Information about the authors

<i>Akosta Ameliya Alisa</i>	head of the Division for analysis and prediction of gas consumption in the R&D center “Regional systems for gas supply” at the Gazprom Promgaz JSC. E-mail: A.Akosta@promgaz.gazprom.ru
<i>Aleksandrov Igor Stanislavovich</i>	doctor of engineering, director of the Institute for marine technologies, energetics and construction industry at Kaliningrad State Technical University. E-mail: igor.aleksandrov@klgtu.ru
<i>Alikhashkin Aleksey Sergeevich</i>	deputy head of the Laboratory for methodical provision for pre-start-up and start-up operations of the Corporate scientific & technical center for technologies of construction, operation and repair at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Alikhashkin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Alipov Andrey Vasilyevich</i>	candidate of physics and mathematics, head of the Calculation and analytical department at the NPK Izotermik. E-mail: isotremik@yandex.ru
<i>Ayupova Zemfira Samatovna</i>	analyst at Gubkin University. E-mail: Ayupova.z@gubkin.ru
<i>Bazayev Akhmed Ramazanovich</i>	doctor of engineering, chief research associate at the Institute for problems of geothermics and renewable energy research – Makhachkala subsidiary of the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences. E-mail: emilbazaev@gmail.com
<i>Bazayev Emil Akhmedovich</i>	candidate of engineering, leading research associate at the Institute for problems of geothermics and renewable energy research – Makhachkala subsidiary of the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences. E-mail: emilbazaev@gmail.com
<i>Bolodyan Ivan Ardashevich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate in the All-Russian Research Institute for Fire Protection of EMERCOM of Russia. E-mail: vniipo-3.5.3@yandex.ru
<i>Churikova Irina Vladimirovna</i>	head of the Division for scientific and methodical support of races counting in the Corporate scientific-technical center for development of new fields and subsoil sites at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Demkin Igor Vyacheslavovich</i>	doctor of engineering, head of the Laboratory for risk and performance assessment of projects implementation in the Center for support of long-term technological growth and efficacy at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: i.demkin@mail.ru
<i>Gamera Yuriy Vasilyevich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate in the Laboratory for analysis of risk at dangerous industrial facilities of the Center for industrial safety at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: Y_Gamera@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gavrilenko Sergey Ivanovich</i>	lecturer in the Training center of the Gazprom Transgaz Belarus OJSC. E-mail: gsi-si@bk.ru
<i>Gerasimov Anatoliy Alekseyevich</i>	doctor of engineering, professor of Kaliningrad State Technical University. E-mail: anatoliy.gerasimov@klgtu.ru
<i>Gorbachev Stanislav Prokofyevich</i>	doctor of engineering, professor, leading expert of Gubkin University. E-mail: sten37go@gmail.com
<i>Grigoryev Boris Afanasyevich</i>	doctor of engineering, deputy head of the Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ, chief research associate at the Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kashkovskiy Roman Vladimirovich</i>	candidate of chemistry, head of the Laboratory for testing health of industrial facilities in the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: R_Kashkovskiy@vniigaz.gazprom.ru

<i>Khanukhov Khanukh Mikhaylovich</i>	doctor of engineering, correspondent member of the Academy of engineering sciences, general director of the NPK Izotermik. E-mail: isotremik@yandex.ru
<i>Kovalev Sergey Andreyevich</i>	candidate of engineering, leading research associate in the Laboratory for risk and performance assessment of projects implementation in the Center for support of long-term technological growth and efficacy at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: s.kovalev2006@mail.ru
<i>Kreyza Yuliya Aleksandrovna</i>	postgraduate student of the Construction department at the Kaliningrad State Technical University. E-mail: yulia.kreyza@klgtu.ru
<i>Krylov Dmitriy Nikolayevich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Laboratory for scientific and methodical support of the field development projects of the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Lagozin Andrey Yuryevich</i>	deputy head of the All-Russian Research Institute for Fire Protection of EMERCOM of Russia. E-mail: vniipo-3.5.3@yandex.ru
<i>Leonchuk Petr Alekseyevich</i>	head of a sector at the All-Russian Research Institute for Fire Protection of EMERCOM of Russia. E-mail: vniipo-3.5.3@yandex.ru
<i>Lesnykh Valeriy Vitalyevich</i>	doctor of engineering, professor, adviser of the general director at the Gazprom Gaznadzor LLC. E-mail: vvlesnykh@gmail.com
<i>Lukin Sergey Aleksandrovich</i>	research associate in the Laboratory for methodical provision for pre-start-up and start-up operations of the Corporate scientific & technical center for technologies of construction, operation and repair at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Lukin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Lukyanchikov Mikhail Ivanovich</i>	general director of the Gazprom Gaznadzor LLC. E-mail: lukyanchikov@gaznadzor.gazprom.ru
<i>Lukyanova Yelena Andreyevna</i>	2 nd category engineer in the Laboratory for scientific and methodical support of races counting of the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Lukyanova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Lyapichev Dmitriy Mikhaylovich</i>	candidate of engineering, associate professor at the Department for thermodynamics and heat engines in Gubkin University. E-mail: Lyapichev.D@gubkin.ru
<i>Mayants Yuriy Anatolyevich</i>	candidate of engineering, head of the Corporate scientific & technical center for technologies of construction, operation and repair at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: Y_Mayants@vniigaz.gazprom.ru
<i>Mitchenko Anton Aleksandrovich</i>	junior research associate in the Laboratory for risk and performance assessment of projects implementation in the Center for support of long-term technological growth and efficacy at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: antileo00@yandex.ru
<i>Mordvinova Anna Vitalyevna</i>	candidate of engineering, head of the R&D sector at the All-Russian Research Institute for Fire Protection of EMERCOM of Russia. E-mail: mordvinova_vniipo@mail.ru
<i>Nekrasov Valeriy Petrovich</i>	candidate of engineering, leading research associate at the All-Russian Research Institute for Fire Protection of EMERCOM of Russia. E-mail: v_p_nekrasov@mail.ru
<i>Nedzvetskiy Maksim Yuryevich</i>	candidate of economics, General director of the Gazprom VNIIGAZ LLC, deputy head of a Department at the Gazprom PJSC. E-mail: M_Nedzvetskiy@vniigaz.gazprom.ru

<i>Nishchik Aleksandr Vladimirovich</i>	senior research associate in the Laboratory for testing health of industrial facilities of the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Nischik@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ovcharov sergey Viktorovich</i>	head of the Laboratory for industrial safety of the Center for industrial safety at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Ovcharov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pimenov Vyacheslav Pavlovich</i>	chief specialist of the Laboratory for geological and process simulation and monitoring of development for deposits of the hard-to-recover reserves in the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Pimenov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pishchukhin Vasily Mikhaylovich</i>	candidate of engineering, leading research associate in the Division for experimental research in the Pilot tests' center (Razvilka) of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Pishchukhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pogulyayev Stepan Ivanovich</i>	deputy head of the Laboratory for testing health of industrial facilities in the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Pogulyaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Polyakov Sergey Yuryevich</i>	head of the Laboratory for oils and lubricants in the Corporate scientific and technical center for gas transportation systems and techniques at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Polyakov Yevgeniy Yevgenyevich</i>	doctor of geology and mineralogy, chief research associate in the Division for scientific and methodical support of races counting of the Corporate scientific-technical center for development of new fields and subsoil sites at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Potapov Aleksandr Grigoryevich</i>	doctor of engineering, professor, Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: gregor1108@yandex.ru
<i>Romashchenko Svetlana Yuryevna</i>	senior research associate in the Division for scientific and methodical support of races counting of the Corporate scientific-technical center for development of new fields and subsoil sites at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ryakhovskikh Ilya Viktorovich</i>	candidate of engineering, head of the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: I_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Safarova Yelisaveta Aleksandrovna</i>	research associate in the Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences. E-mail: safarova@ipng.ru
<i>Samoylov Roman Vyacheslavovich</i>	candidate of engineering, director of the R&D center "Regional systems for gas supply" at the Gazprom Promgaz JSC. E-mail: R.Samoilov@promgaz.gazprom.ru
<i>Shelygin Leonid Aleksandrovich</i>	senior research associate in the Laboratory for industrial safety of the Center for industrial safety at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: L_Shelygin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shiryapov Dmitriy Igorevich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for methodical provision for pre-start-up and start-up operations of the Corporate scientific & technical center for technologies of construction, operation and repair at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Shiryapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shishlyayev Viktor Vladimirovich</i>	head of the Laboratory for geological and process simulation and monitoring of development for deposits of the hard-to-recover reserves in the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Shishlyayev@vniigaz.gazprom.ru

<i>Stolyarov Vladimir Yevgenyevich</i>	research associate in the Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences. E-mail: bes60@rambler.ru
<i>Sukharev Mikhail Grigoryevich</i>	doctor of engineering, professor at the Department for applied mathematics and computer simulation in Gubkin University, chief research administrator at the Gazprom Promgaz JSC. E-mail: mgsukharev@mail.ru
<i>Surayev G.A.</i>	Gazprom Promgaz JSC. E-mail: G.Surayev@promgaz.gazprom.ru
<i>Timofeyeva Tatyana Borisovna</i>	candidate of engineering, assistant professor at the State University of Management. E-mail: Tanuta75@mail.ru
<i>Trukhin Vladimir Yuryevich</i>	leading research associate in the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Trukhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Tverskoy Igor Vladimirovich</i>	candidate of physics and mathematics, deputy director of the R&D center “Regional systems for gas supply” at the Gazprom Promgaz JSC. E-mail: I.Tverskoy@promgaz.gazprom.ru
<i>Vasilkovskiy Vadim Vladimirovich</i>	candidate of engineering, assistant professor at the Department for design and operation of gas and oil pipelines in Gubkin University. E-mail: vkub63@mail.ru
<i>Vogman Leonid Petrovich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the All-Russian Research Institute for Fire Protection of EMERCOM of Russia. E-mail: vniipo-3.5.3@yandex.ru
<i>Yeremin Nikolay Aleksandrovich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate in the Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences. E-mail: erm@mail.ru

В 38

Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2024. – № 1 (57). – 200 с. – ISSN 2306-8949.

Представленные в сборнике статьи охватывают широкий круг актуальных вопросов нефтегазовой отрасли – от геологического изучения недр и тепловой гидродинамики до повышения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов, анализа и моделирования рисков возникновения аварийных ситуаций, долгосрочного прогнозирования газопотребления и др. Материалы систематизированы по тематике и разбиты на соответствующие рубрики.

Сборник предназначен для ученых, инженеров и учащихся, занимающихся вопросами поиска, разведки, освоения и разработки углеводородных месторождений, а также созданием программного и аппаратного обеспечения этих процессов.

Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2024, no. 1(57), 200 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.).

This collected book presents the articles embracing a wide range of actual questions from the geological studies of subsoil and heat thermodynamics up to improvement of the operational reliability of the gas mains, analysis and simulation of emergency risks, long-term prediction of gas consumption, etc. All papers are arranged in the correspondent subject headings.

Revealed information could be interesting to specialists occupied with searching, prospecting, exploration, development and operation of the hydrocarbon fields or with creation of the corresponding domestic software and hardware.



VII МЕЖДУНАРОДНЫЙ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЙ СЕМИНАР
**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ,
ПОДВЕРЖЕННЫХ КОРРОЗИОННОМУ
РАСТРЕСКИВАНИЮ ПОД
НАПРЯЖЕНИЕМ**

30.07–02.08.2024 г.



Адрес: г. Москва, ул. Намёткина, д. 16, Пресс-центр, ауд. 332
Сайт семинара: <https://vniigaz.gazprom.ru/events/2024/krn-2024/>
Координатор конференции: Пивовар Анна Васильевна
Тел.: +7 (498) 657-96-73; эл. почта: scc@vniigaz.gazprom.ru